

**ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN
LAS VEREDAS GUARIGUA ALTO, MONTECITOS ALTO Y ALTO CAMPO
HERMOSO DEL MUNICIPIO DE SAN GIL, DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

**PAOLA ANDREA GÓMEZ GÓMEZ
HUGO ANDRÉS ROJAS PÉREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2017

**ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN
LAS VEREDAS GUARIGUA ALTO, MONTECITOS ALTO Y ALTO CAMPO
HERMOSO DEL MUNICIPIO DE SAN GIL, DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

**PAOLA ANDREA GÓMEZ GÓMEZ
HUGO ANDRÉS ROJAS PÉREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Ingeniero Electricista**

**Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Doctor en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Dedico la culminación de esta etapa a Dios, a mis padres Olga Lucía Gómez y Fernando Gómez, a mis hermanos Claudia Patricia, Diego Fernando y a mi nonita Pastora por todo su amor y apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida. A mis demás familiares y amigos por su motivación y apoyo.

Paola Andrea Gómez Gómez

A Dios.

A mis padres Ersilia Pérez y Hugo Rojas por su apoyo
Incondicional en todos los momentos de mi vida.

A todos aquellos que me apoyan y creen en mí.

Hugo Andrés Rojas Pérez

AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto le agradecen a:

A Dios por permitirnos culminar una etapa más en nuestras vidas.

A nuestros padres por todo su apoyo, esfuerzo, dedicación y compañía.

Al ingeniero Fernando Gómez Tapias por todas sus enseñanzas, su guía, su paciencia, su apoyo y su esfuerzo.

A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de acceder a una excelente formación profesional.

A la alcaldía del municipio de San Gil quien hizo que este proyecto fuera posible.

A nuestro director del trabajo de grado Hermann Vargas por su apoyo.

A todas las personas que nos acompañaron y brindaron apoyo durante esta etapa.

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 26 |
| 1. DESCRIPCIÓN GENERAL | 30 |
| 1.1. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN | 30 |
| 1.2. OBJETIVOS | 31 |
| 1.2.1. Objetivo general | 31 |
| 1.2.2. Objetivos específicos | 32 |
| 1.3. ALCANCE | 32 |
| 2. REGLAMENTACIÓN Y MARCO NORMATIVO VIGENTE APLICABLE | 34 |
| 2.1. LEY 142 DE 1994 | 34 |
| 2.2. LEY 143 DE 1994 | 35 |
| 2.3. RETIE | 35 |
| 2.4. NTC 2050..... | 37 |
| 2.5. NORMA ESSA EPM | 38 |
| 2.6. ADENDA MODIFICATORIA ESSA RURAL..... | 38 |
| 3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA ZONA E IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS A BENEFICIAR | 40 |
| 3.1. DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO | 40 |
| 3.1.1. Información general | 40 |
| 3.1.2. Localización de San Gil en Colombia. | 40 |
| 3.1.3. Ubicación departamental del municipio de San Gil..... | 41 |
| 3.1.4. División política del municipio de San Gil..... | 42 |
| 3.1.5. Ubicación geográfica. | 43 |
| 3.1.6. Economía..... | 43 |
| 3.1.7. Ecología..... | 45 |
| 3.1.8. Hidrografía. | 46 |

| | |
|--|----|
| 3.2. VERIFICACIÓN DE USUARIOS A BENEFICIAR | 46 |
| 3.2.1. Definición inicial de usuarios a beneficiar. | 46 |
| 3.2.2. Definición final de usuarios a beneficiar..... | 49 |
| 4. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO | 52 |
| 4.1. GENERALIDADES | 52 |
| 4.2. CIRCUITO ALIMENTADOR..... | 52 |
| 4.2.1. Resumen de los puntos de conexión de red de media tensión..... | 53 |
| 4.2.2. Resumen de los puntos de conexión de la red de baja tensión..... | 53 |
| 4.3. NIVELES DE TENSIÓN | 54 |
| 4.3.1. Media tensión..... | 54 |
| 4.3.2. Baja tensión. | 54 |
| 4.4. TRANSFORMADORES | 55 |
| 4.5. LÍNEAS Y REDES AÉREAS PROYECTADAS | 57 |
| 4.5.1. Redes de media tensión. | 57 |
| 4.5.2. Redes de baja tensión. | 57 |
| 4.6. ACOMETIDAS | 58 |
| 4.6.1. Acometida de la red de media tensión. | 58 |
| 4.6.2. Acometidas de la red de baja tensión. | 58 |
| 4.6.3. Acometidas en baja tensión a instalar en los predios beneficiados. | 58 |
| 4.7. MEDIDORES DE ENERGÍA | 59 |
| 4.8. INSTALACIONES INTERNAS | 60 |
| 5. MEMORIAS DEL DISEÑO ELÉCTRICO | 62 |
| 5.1. PARÁMETROS DE DISEÑO | 62 |
| 5.1.1. Tipo de servicio..... | 62 |
| 5.1.2. Factor de potencia. | 62 |
| 5.1.3. Niveles de tensión..... | 62 |
| 5.1.4. Niveles máximos de regulación. | 63 |
| 5.1.5. Pérdidas de potencia y energía. | 63 |
| 5.1.6. Demanda máxima..... | 64 |
| 5.1.7. Impedancias máximas de puesta a tierra..... | 65 |

| | |
|--|----|
| 5.1.8. Tipo de red y materiales..... | 65 |
| 5.2. CÁLCULO DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN..... | 66 |
| 5.2.1. Cálculo del momento eléctrico..... | 68 |
| 5.2.2. Cálculo de la constante generalizada K..... | 68 |
| 5.2.3. Cálculo de la regulación..... | 69 |
| 5.3. CÁLCULO DE REGULACIÓN EN LAS ACOMETIDAS..... | 69 |
| 5.3.1. Vivienda tipo con sistema monofásico bifilar..... | 69 |
| 5.3.2. Vivienda tipo con sistema monofásico trifilar..... | 70 |
| 5.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y DE POTENCIA..... | 71 |
| 5.4.1. Pérdidas de potencia por tramo en cada hora..... | 72 |
| 5.4.2. Pérdidas de potencia por hora..... | 74 |
| 5.4.3. Pérdida de energía por hora..... | 74 |
| 5.4.4. Pérdida de potencia..... | 75 |
| 5.4.5. Pérdidas de energía..... | 76 |
| 5.5. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES..... | 77 |
| 5.5.1. Corriente nominal del devanado primario..... | 78 |
| 5.5.2. Corriente nominal del devanado secundario..... | 79 |
| 5.5.3. Corriente de cortocircuito..... | 79 |
| 5.5.4. Protecciones..... | 80 |
| 5.5.5.4.1. Cajas cortacircuitos..... | 80 |
| 5.5.5.4.2. Dispositivos de Protección contra Sobretensiones DPS..... | 82 |
| 5.5.5. Conexión del transformador..... | 83 |
| 5.6. SELECCIÓN DE CONTADORES Y ACOMETIDAS..... | 85 |
| 5.6.1. Acometidas en media tensión..... | 85 |
| 5.6.2. Acometidas en baja tensión..... | 85 |
| 5.6.3. Contadores..... | 85 |
| 5.7. LISTADO DE USUARIOS A BENEFICIAR..... | 86 |
| 5.8. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO..... | 88 |
| 5.8.1. Nivel de aislamiento red media tensión..... | 89 |
| 5.8.2. Nivel de aislamiento red baja tensión..... | 90 |

| | |
|---|-----|
| 5.9. DISTANCIAS DE SEGURIDAD | 91 |
| 5.10. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO FRENTE A RAYOS Y SUS MEDIDAS DE PROTECCIÓN..... | 92 |
| 5.10.1. Análisis y evaluación del nivel de riesgo..... | 92 |
| 5.10.1.1. Evaluación del indicador de exposición al rayo..... | 93 |
| 5.10.1.2. Evaluación del indicador de gravedad. | 94 |
| 5.10.1.3. Evaluación del riesgo eléctrico..... | 95 |
| 5.11. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA | 96 |
| 5.11.1. Características de los dispositivos de protección..... | 97 |
| 5.11.1.1. Corrientes máximas de cortocircuito. | 97 |
| 5.12. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN | 99 |
| 5.13. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES..... | 103 |
| 5.13.1. Red baja tensión. | 103 |
| 5.13.2. Red media tensión. | 104 |
| 5.14. CAMPOS ELÉCTRICOS Y CAMPOS MAGNÉTICOS..... | 105 |
| 5.14.1. Cálculo y medición de campos electromagnéticos. | 105 |
| 5.15. CÁLCULO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA | 106 |
| 5.15.1. Tensión de contacto..... | 106 |
| 5.15.2. Tensión de paso. | 107 |
| 5.15.3. Diseño del sistema de puesta a tierra. | 108 |
| 5.15.3.1. Características del suelo – resistividad..... | 109 |
| 5.15.3.2. Resistencia de puesta a tierra..... | 110 |
| 5.16. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES..... | 113 |
| 6. MEMORIAS DE DISEÑO MECÁNICO | 116 |
| 6.1. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES..... | 116 |
| 6.1.1. Características físicas de los conductores. | 116 |
| 6.1.1.1. Conductores de media tensión. | 117 |
| 6.1.1.2. Conductores de baja tensión. | 117 |

| | |
|---|-----|
| 6.1.2. Hipótesis de diseño mecánico. | 120 |
| 6.1.3. Variables necesarias para la ecuación de cambio de estado. | 120 |
| 6.1.3.1. Módulo de elasticidad en cables compuestos. | 120 |
| 6.1.3.2. Coeficiente de dilatación lineal en cables compuestos. | 121 |
| 6.1.3.3. Carga de rotura por unidad de área. | 122 |
| 6.1.3.4. Peso por unidad de área. | 123 |
| 6.1.3.5. Presión ejercida por el viento. | 124 |
| 6.1.3.5. Factor de sobrecarga. | 125 |
| 6.1.3.7. Carga máxima. | 126 |
| 6.1.3.8. Vano crítico. | 127 |
| 6.1.3.9. Parámetro h. | 129 |
| 6.1.3.10. Vano regulador. | 129 |
| 6.1.3.11. Hipótesis dominante. | 130 |
| 6.1.4. Ecuación de cambio de estado. | 131 |
| 6.1.4.1. Validación de la hipótesis A respecto a la hipótesis C. | 132 |
| 6.1.4.2. Validación de la hipótesis C respecto a la hipótesis A. | 133 |
| 6.1.4.3. Cálculo de la tensión en la hipótesis de máxima temperatura. | 134 |
| 6.1.4.4. Tensiones del conductor en cada hipótesis. | 135 |
| 6.1.5. Cálculo de la flecha para cada hipótesis. | 135 |
| 6.1.5.1. Cálculo del parámetro H. | 135 |
| 6.1.5.2. Cálculo del parámetro h. | 136 |
| 6.1.5.3. Cálculo de la flecha. | 137 |
| 6.1.6. Ecuación de la catenaria. | 139 |
| 6.1.6.1. Ecuación de la catenaria en la condición de máxima temperatura. | 140 |
| 6.1.6.2. Ecuación de la catenaria de distancia a tierra. | 141 |
| 6.1.6.3. Ecuación del pie de apoyo. | 142 |
| 6.1.6.4. Ecuación de la catenaria en la condición de mínima temperatura. | 143 |
| 6.1.7. Curva de la catenaria. | 144 |
| 6.1.7.1. Curva de la catenaria conductor ACSR N° 2 AWG. | 144 |
| 6.1.7.2. Curva de la catenaria conductor dúplex N° 2 AWG. | 145 |

| | |
|--|-----|
| 6.1.7.3. Curva de la catenaria conductor dúplex N° 4 AWG | 146 |
| 6.1.7.4. Curva de la catenaria conductor tríplex N° 2 AWG | 147 |
| 6.1.7.5. Curva de la catenaria conductor tríplex N° 4 AWG | 148 |
| 6.1.8. Curvas de tendido. | 148 |
| 6.1.8.1. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor ACSR N° 2 AWG ... | 151 |
| 6.1.8.2. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor dúplex N° 2 AWG .. | 152 |
| 6.1.8.3. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor dúplex N° 4 AWG .. | 153 |
| 6.1.8.4. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor tríplex N° 2 AWG ... | 154 |
| 6.1.8.5. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor tríplex N° 4 AWG ... | 155 |
| 6.1.8.6. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor ACSR N° 2 AWG | 156 |
| 6.1.8.7. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor dúplex N° 2 AWG | 157 |
| 6.1.8.8. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor dúplex N° 4 AWG | 158 |
| 6.1.8.9. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor tríplex N° 2 AWG | 159 |
| 6.1.8.10. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor tríplex N° 4 AWG ... | 160 |
| 6.2. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS..... | 160 |
| 6.2.1. Características de los postes. | 162 |
| 6.2.1.1. Poste metálico galvanizado de 12 metros x 510 kg. | 162 |
| 6.2.1.2. Poste metálico galvanizado de 8 metros x 510 kg. | 163 |
| 6.2.2. Factores de seguridad. | 163 |
| 6.2.3. Esfuerzos en los apoyos. | 163 |
| 6.2.3.1. Esfuerzos verticales. | 164 |
| 6.2.3.2. Esfuerzos horizontales..... | 165 |
| 6.2.3.3. Esfuerzos debidos a tensiones desequilibradas por ángulos..... | 168 |
| 6.2.3.4. Esfuerzos de levantamiento. | 170 |
| 6.2.4. Momentos en apoyos sencillos | 170 |
| 6.2.4.1. Momento resistente..... | 170 |
| 6.2.4.2. Momentos de presión del viento | 171 |
| 6.2.4.3. Momentos por tensión en los conductores..... | 173 |
| 6.2.4.4. Gráfico de utilización del poste sencillo. | 174 |
| 6.2.5. Momentos en apoyos con estructuras dobles o triples. | 179 |

| | |
|--|-----|
| 6.2.5.1. Curvas de utilización de apoyos con estructuras dobles..... | 179 |
| 6.2.5.2. Curvas de utilización de apoyos con estructuras triples..... | 181 |
| 6.3. CÁLCULO DE TEMPLETES (RETENIDAS A TIERRA) | 183 |
| 6.3.1. Generalidades..... | 183 |
| 6.3.2. Material de las retenidas..... | 184 |
| 6.3.3. Factores de seguridad y sobrecarga..... | 184 |
| 6.3.3.1. Para cargas normales..... | 184 |
| 6.3.3.2. Para cargas anormales..... | 184 |
| 6.3.4. Cálculo de templetes (retenidas a tierra)..... | 184 |
| 6.3.4.1. Templetes para estructuras terminales..... | 186 |
| 6.3.4.2. Templetes para estructuras en ángulo..... | 188 |
| 6.3.4.3. Anclajes..... | 193 |
| 6.4. CÁLCULO DE ESPIGOS..... | 194 |
| 6.5. SISTEMA DE AMORTIGUAMIENTO..... | 194 |
| 6.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE CÁLCULOS MECÁNICOS PARA EL PROYECTO..... | 196 |
| 6.6.1. En los conductores..... | 196 |
| 6.6.2. En los apoyos..... | 196 |
| 6.6.3. Validación de estructuras, apoyos y conductores..... | 197 |
| 7. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS..... | 201 |
| 7.1. CANTIDADES DE OBRA / ACTIVIDADES DE OBRA..... | 201 |
| 7.2. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS..... | 203 |
| 7.2.1. Material..... | 206 |
| 7.2.2. Equipos y herramientas, mano de obra y transporte..... | 206 |
| 7.2.3. Costo directo de la actividad..... | 209 |
| 7.2.4. Costo indirecto de la actividad..... | 209 |
| 7.2.5. Costo de la interventoría técnica..... | 210 |
| 7.2.6. Valor total del proyecto..... | 212 |
| 8. METODOLOGÍA GENERAL AJUSTADA..... | 213 |
| 8.1. IDENTIFICACIÓN..... | 214 |

| | |
|---------------------------------|-----|
| 8.2. PREPARACIÓN..... | 214 |
| 8.3. EVALUACIÓN..... | 215 |
| 8.4. PROGRAMACIÓN..... | 215 |
| 8.5. ELABORACIÓN DE LA MGA..... | 216 |
| 8.5.1. Árbol del problema..... | 216 |
| 8.5.2. Árbol de objetivos..... | 219 |
| 9. DOSIER DEL PROYECTO..... | 224 |
| 10. CONCLUSIONES..... | 226 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 228 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Localización de San Gil. | 41 |
| Figura 2. Localización de San Gil en el Departamento de Santander..... | 42 |
| Figura 3. División política del municipio de San Gil. | 43 |
| Figura 4. Veredas a beneficiar del municipio de San Gil. | 47 |
| Figura 5. Curva de demanda diaria para estrato 1 y/o 2 del sector residencial. | 73 |
| Figura 6. Tamaño y partes del transformador. | 84 |
| Figura 7. Tensión de contacto..... | 107 |
| Figura 8. Tensión de paso. | 108 |
| Figura 9. Diagrama topológico del transformador nuevo 1. | 114 |
| Figura 10. Dibujo de la catenaria. | 140 |
| Figura 11. Curva de la catenaria del conductor ACSR N° 2 AWG. | 144 |
| Figura 12. Curva de la catenaria del conductor dúplex N° 2 AWG. | 145 |
| Figura 13. Curva de la catenaria del conductor dúplex N° 4 AWG. | 146 |
| Figura 14. Curva de la catenaria del conductor tríplex N° 2 AWG. | 147 |
| Figura 15. Curva de la catenaria del conductor tríplex N° 4 AWG. | 148 |
| Figura 16. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor ACSR N° 2 AWG. | 151 |
| Figura 17. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor dúplex N° 2 AWG. | 152 |
| Figura 18. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor dúplex N° 4 AWG. | 153 |
| Figura 19. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor tríplex N° 2 AWG. | 154 |
| Figura 20. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor tríplex N° 4 AWG. | 155 |

| | |
|---|-----|
| Figura 21. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor ACSR N° 2 AWG. | 156 |
| Figura 22. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor dúplex N° 2 AWG. | 157 |
| Figura 23. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor dúplex N° 4 AWG. | 158 |
| Figura 24. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor tríplex N° 2 AWG. | 159 |
| Figura 25. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor tríplex N° 4 AWG. | 160 |
| Figura 26. Cambio del alineamiento de los conductores con tensiones iguales. | 168 |
| Figura 27. Curva de utilización de estructuras de media tensión, apoyos sencillos, sin templetes. | 177 |
| Figura 28. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos sencillos, sin templetes. | 178 |
| Figura 29. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos sencillos, sin templetes. | 178 |
| Figura 30. Curva de utilización de estructuras de media tensión, apoyos dobles, sin templetes. | 180 |
| Figura 31. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos dobles, sin templetes. | 180 |
| Figura 32. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos dobles, sin templetes. | 181 |
| Figura 33. Curva de utilización de estructuras de media tensión, apoyos triples, sin templetes. | 182 |
| Figura 34. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos triples, sin templetes. | 182 |
| Figura 35. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos triples, sin templetes. | 183 |

| | |
|---|-----|
| Figura 36. Ilustración del poste, el templete y las fuerzas que actúan sobre él. ... | 185 |
| Figura 37. Curva de utilización de estructuras de retención de media tensión, apoyo sencillo, con un templete de 3020 kg. | 190 |
| Figura 38. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, con conductor dúplex, apoyo sencillo, un templete de 3020 kg. | 192 |
| Figura 39. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, con conductor tríplex, apoyo sencillo, un templete de 3020 kg. | 192 |
| Figura 40. Anclaje del templete..... | 193 |
| Figura 41. Amortiguador tipo stock bridge. | 195 |
| Figura 42. Diagrama topológico del transformador nuevo 7. | 198 |
| Figura 43. Diagrama topológico del transformador existente 6..... | 199 |
| Figura 44. Árbol del problema..... | 218 |
| Figura 45. Árbol de objetivos | 221 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Listado inicial de usuarios. | 48 |
| Tabla 2. Listado final de usuarios. | 49 |
| Tabla 3. Generalidades de diseño del proyecto de electrificación rural. | 52 |
| Tabla 4. Puntos de conexión de los transformadores. | 53 |
| Tabla 5. Puntos de conexión de usuarios. | 54 |
| Tabla 6. Cantidad de transformadores nuevos y existentes del proyecto. | 55 |
| Tabla 7. Transformadores existentes, demanda y capacidad instalada. | 56 |
| Tabla 8. Transformadores nuevos, demanda y capacidad instalada. | 56 |
| Tabla 9. Longitud de las redes de media y baja tensión. | 57 |
| Tabla 10. Tipo de red de media tensión. | 58 |
| Tabla 11. Tipo de red de baja tensión. | 58 |
| Tabla 12. Acometida de los usuarios. | 59 |
| Tabla 13. Contadores por tipo de sistema eléctrico del usuario. | 60 |
| Tabla 14. Niveles de tensión del diseño. | 63 |
| Tabla 15. Niveles de regulación en servicios residenciales rurales. | 63 |
| Tabla 16. Pérdidas de potencia y energía. | 63 |
| Tabla 17. Factores de demanda y demanda máxima del servicio tipo residencial rural. | 64 |
| Tabla 18. Impedancias de puesta a tierra. | 65 |
| Tabla 19. Tipo de red y materiales. | 66 |
| Tabla 20. Factores de corrección para otras configuraciones. | 68 |
| Tabla 21. Regulación de tensión en la acometida de la vivienda monofásica bifilar. | 70 |
| Tabla 22. Identificación de tramos y acometidas. | 70 |
| Tabla 23. Características de la acometida monofásica bifilar. | 70 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 24. Regulación de tensión en la acometida de la vivienda monofásica trifilar. | 71 |
| Tabla 25. Identificación de tramos y acometidas. | 71 |
| Tabla 26. Características de la acometida monofásica trifilar. | 71 |
| Tabla 27. Resistencia del conductor. | 72 |
| Tabla 28. Selección de la potencia del transformador. | 77 |
| Tabla 29. Características del fusible. | 82 |
| Tabla 30. Parámetros de la caja cortacircuitos. | 82 |
| Tabla 31. Parámetros del DPS. | 83 |
| Tabla 32. Conexión del transformador monofásico. | 83 |
| Tabla 33. Dimensiones y pesos aproximados. | 84 |
| Tabla 34. Calibre mínimo para acometida de media tensión. | 85 |
| Tabla 35. Medidores y acometidas según tipo de usuario. | 86 |
| Tabla 36. Tipo de acometida de los usuarios. | 87 |
| Tabla 37. Nivel de aislamiento. | 89 |
| Tabla 38. Nivel de aislamiento para equipos de media tensión. | 90 |
| Tabla 39. Distancias de seguridad. | 91 |
| Tabla 40. Indicador de exposición al rayo. | 94 |
| Tabla 41. Tensión al impulso que deben soportar los equipos. | 96 |
| Tabla 42. Riesgos eléctricos y medidas de protección. | 99 |
| Tabla 43. Matriz de riesgo eléctrico. | 101 |
| Tabla 44. Resumen de requisitos de los circuitos ramales. | 103 |
| Tabla 45. Especificaciones de los interruptores de baja tensión. | 104 |
| Tabla 46. Impedancias máximas de puesta a tierra. | 109 |
| Tabla 47. Resistividades del suelo según su tipo. | 110 |
| Tabla 48. Resistencia de la puesta a tierra según la configuración. | 111 |
| Tabla 49. Sistema de puesta a tierra del transformador de 5 kVA. | 112 |
| Tabla 50. Sistema de puesta a tierra del transformador 10 kVA. | 113 |
| Tabla 51. Tabla de sensibilidad para la selección del conductor económico. | 115 |
| Tabla 52. Características físicas de los conductores. | 116 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 53. Características de los conductores de media tensión..... | 117 |
| Tabla 54. Características de los conductores trenzados dúplex N° 2 AWG. | 118 |
| Tabla 55. Características de los conductores trenzados dúplex N° 4 AWG. | 118 |
| Tabla 56. Características de los conductores trenzados tríplex N° 2 AWG. | 119 |
| Tabla 57. Características de los conductores trenzados tríplex N° 4 AWG. | 119 |
| Tabla 58. Hipótesis del diseño mecánico..... | 120 |
| Tabla 59. Módulo de elasticidad de los conductores. | 121 |
| Tabla 60. Coeficiente de dilatación lineal de los conductores..... | 122 |
| Tabla 61. Cargas de rotura y superficies de los conductores. | 123 |
| Tabla 62. Peso total de los conductores. | 124 |
| Tabla 63. Presión ejercida por el viento en los conductores..... | 125 |
| Tabla 64. Factor de sobrecarga de los conductores en cada hipótesis. | 125 |
| Tabla 65. Carga máxima de los conductores por unidad de área..... | 126 |
| Tabla 66. Vano crítico de cada conductor..... | 128 |
| Tabla 67. Parámetro h. | 129 |
| Tabla 68. Vano regulador. | 130 |
| Tabla 69. Hipótesis dominante..... | 131 |
| Tabla 70. Validación de la hipótesis A respecto a la hipótesis C. | 133 |
| Tabla 71. Validación de hipótesis C respecto a la hipótesis A. | 134 |
| Tabla 72. Cálculo de la tensión en la hipótesis D. | 134 |
| Tabla 73. Tensiones del conductor en cada hipótesis en kg. | 135 |
| Tabla 74. Parámetro H para cada hipótesis..... | 136 |
| Tabla 75. Parámetro h para cada hipótesis. | 137 |
| Tabla 76. Flecha en cada hipótesis. | 137 |
| Tabla 77. Flecha vertical en cada hipótesis. | 139 |
| Tabla 78. Estructuras de media tensión..... | 161 |
| Tabla 79. Utilización de apoyos en diferentes tipos de red..... | 162 |
| Tabla 80. Características del poste metálico de 12 m x 510 kg. | 162 |
| Tabla 81. Características del poste metálico de 8 m x 510 Kg. | 163 |
| Tabla 82. Factores de seguridad para el cálculo mecánico. | 163 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 83. Peso de los conductores..... | 164 |
| Tabla 84. Esfuerzos debidos al viento en los apoyos. | 166 |
| Tabla 85. Esfuerzos del conductor por efecto del viento para las estructuras de baja tensión..... | 167 |
| Tabla 86. Tensión resultante para los conductores de baja tensión. | 170 |
| Tabla 87. Momento resistente de un poste de 12 m. | 171 |
| Tabla 88. Momentos de presión del viento para los apoyos de 12 y 8 m. | 172 |
| Tabla 89. Momento debido al viento sobre el poste de media tensión. | 173 |
| Tabla 90. Momentos por tensión de conductores de media y baja tensión. | 174 |
| Tabla 91. Puntos de corte de las curvas de utilización en apoyos sencillos. | 176 |
| Tabla 92. Tensión de los templetes de las estructuras de 12 m. | 187 |
| Tabla 93. Factores de seguridad de templetes en postes de 12 m..... | 187 |
| Tabla 94. Tensión de los templetes de las estructuras de 8 m. | 188 |
| Tabla 95. Factores de seguridad de los templetes de las estructuras de 8 m. | 188 |
| Tabla 96. Longitud máxima y ángulo máximo de las estructuras 515 y 506..... | 190 |
| Tabla 97. Longitud máxima y ángulo máximo de las estructuras de 8 m..... | 191 |
| Tabla 98. Amortiguamiento por conductor en cada vano..... | 195 |
| Tabla 99. Inventario de cantidades y actividades de obra. | 202 |
| Tabla 100. Formato para elaborar presupuesto del proyecto. | 204 |
| Tabla 101. Formato para elaborar análisis de precios unitarios. | 205 |
| Tabla 102. Costos indirectos de la actividad..... | 210 |
| Tabla 103. Formato del costo de interventoría técnica. | 211 |
| Tabla 104. Valor total del proyecto. | 212 |
| Tabla 105. Documentos soportes para la presentación del proyecto. | 225 |

LISTA DE ANEXOS*

- ANEXO A. Disponibilidades de servicio ante la ESSA.
- ANEXO B. Cálculo de regulación.
- ANEXO C. Cálculo de pérdidas de potencia y energía.
- ANEXO D. Selección de transformadores.
- ANEXO E. Inventario de cantidades de obra.
- ANEXO F. Lista de precios de los materiales.
- ANEXO G. Listado de precios de las herramientas, mano de obra y transporte.
- ANEXO H. Análisis de precios unitarios.
- ANEXO I. Costo de la interventoría técnica.
- ANEXO J. Presupuesto.
- ANEXO K. Metodología General Ajustada.
- ANEXO L. Acta de concertación con la comunidad.
- ANEXO M. Guía ejecutiva del proyecto.
- ANEXO N. Plan de inversiones y cronograma de trabajo.
- ANEXO O. Especificaciones técnicas.
- ANEXO P. Registro fotográfico de los usuarios.
- ANEXO Q. Concepto ambiental.
- ANEXO R. Diagramas topológicos.
- ANEXO S. Diagramas unifilares.
- ANEXO T. Guía sectorial del proyecto.
- ANEXO U. Formato de revisión técnica y documental de proyectos de inversión departamental en Santander.
- ANEXO V. Plano eléctrico vereda Guarigua Alto.
- ANEXO W. Plano eléctrico veredas Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso.
- ANEXO X. Plano eléctrico de localización general.

* Ver documentos adjuntos en Cd para visualizarlos en la base de datos de la Biblioteca UIS.

RESUMEN

TÍTULO: ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LAS VEREDAS GUARIGUA ALTO, MONTECITOS ALTO Y ALTO CAMPO HERMOSO DEL MUNICIPIO DE SAN GIL, DEPARTAMENTO DE SANTANDER.

AUTORES: PAOLA ANDREA GÓMEZ GÓMEZ, HUGO ANDRÉS ROJAS PÉREZ**

PALABRAS CLAVE: Convenio interinstitucional, electrificación rural, memorias eléctricas, memorias mecánicas, diseño, evaluación económica.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de grado surge de un convenio de apoyo interinstitucional entre la Universidad Industrial de Santander y el municipio de San Gil con el fin de aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica y mejorar las condiciones sociales y económicas en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso, del municipio de San Gil, Santander.

La estructuración del proyecto de electrificación rural se realiza teniendo en cuenta la normatividad técnica vigente aplicable, tal como la expuesta en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y las recomendaciones brindadas por la norma de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Además, a partir de la definición de usuarios a beneficiar que realiza el municipio de San Gil y el replanteo técnico, se elaboran las memorias de cálculo eléctrico, las memorias de cálculo mecánico, el presupuesto de inversión incluyendo el análisis de precios unitarios de las actividades de obra y la evaluación económica del proyecto mediante la Metodología General Ajustada MGA. Todo esto siguiendo la metodología establecida para la formulación de proyectos de inversión con recursos públicos definida por la Secretaría de Planeación del Departamento de Santander, debido a que el municipio a futuro prevé que esta entidad apoye la ejecución física de las obras mediante el aporte de los recursos.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Doctor en Ingeniería Eléctrica.

ABSTRACT

TITLE: ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LAS VEREDAS GUARIGUA ALTO, MONTECITOS ALTO Y ALTO CAMPO HERMOSO DEL MUNICIPIO DE SAN GIL, DEPARTAMENTO DE SANTANDER*.

AUTHORS: Paola Andrea Gómez Gómez, Hugo Andrés Rojas Pérez**

KEYWORDS: Interinstitutional agreement, rural electrification, electrical memories, mechanical memories, design, economic evaluation.

DESCRIPTION:

The present bachelor thesis comes from an interinstitutional agreement between the Industrial University of Santander and the town municipality of San Gil in order to increase the coverage of the electric power service and to improve the social and economic conditions in the municipal rural settlements Guarigua Alto, Montecitos Alto and Alto Campo Hermoso, from the municipality of San Gil, Santander.

Structuring the rural electrification project is carried out taking into account the applicable technical regulations, such as those set out in the Technical Regulation of Electrical Installations (RETIE) and the recommendations provided by the standard of the Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. In addition, based on the determination of the users to benefit, that the municipality of San Gil performs, and based on the technical setting out, authors make the electrical calculation, the mechanical calculation, the investment budget including the unit price analysis of the activities and the economic evaluation of the project through the Adjusted General Methodology (MGA). All this following the established methodology for the formulation of investment projects with public resources defined by the Department of Planning of the Department of Santander, because the municipality plans in the future that this entity supports the physical execution of the project, through the contribution of the resources.

* Bachelor Thesis.

** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: PhD. Hermann Raúl Vargas Torres.

INTRODUCCIÓN

El acceso a los servicios públicos, así como su cobertura y calidad, es uno de los indicadores del nivel de vida de una nación y constituye un factor fundamental en el desarrollo económico y social de la misma.

Nuestro país, Colombia, consciente de la importancia del servicio básico de electricidad para sus habitantes contempló en la Ley 142 de 1994 la responsabilidad del Estado en el suministro de este servicio para todas las personas que habiten el país. Por su parte, el DANE en los criterios metodológicos hace alusión a las diferencias socioeconómicas entre las regiones del país, lo que afecta en la calidad de los servicios básicos estipulados por la ley. De ahí que surja la necesidad de plantear esquemas de subsidios que tengan en cuenta la escasa capacidad de pago y la ausencia del servicio de energía en algunas regiones apartadas del país, debido a que estas comunidades desfavorecidas no cuentan con los recursos necesarios y el Estado está en su deber de proporcionar los medios para que estos habitantes adquieran servicios públicos.

El Departamento de Santander, a través del plan de desarrollo "SANTANDER NOS UNE 2016 - 2019", establece estrategias y alternativas para el desarrollo del sector eléctrico en el departamento con el fin de alcanzar la cobertura de energía eléctrica en el sector rural del 90 % y en el casco urbano del 98 %, mediante la inversión de recursos públicos propios o de destinación nacional en las zonas carentes del servicio.

Así mismo, el Gobierno Nacional estableció la Ley 1059 del 26 de julio de 2006 que autorizó a las Asambleas Departamentales y a los Consejos Distritales disponer de los recursos de la emisión de la "Estampilla Pro-Electrificación Rural"

como medio adicional para contribuir a la financiación de programas de electrificación rural en todo el país. Lo anterior motiva al Departamento de Santander y a los entes territoriales municipales, a gestionar todo lo necesario para llevar a cabo proyectos de electrificación en las zonas veredales carentes del servicio de energía.

Del mismo modo, la Universidad Industrial de Santander a través de su Consejo Superior estableció el Acuerdo N° 6 de 2005, que en su numeral seis (6) define los servicios de asesoría y consultoría como las actividades a través de las cuales la universidad se vincula y coopera con el sector social y empresarial, para la transferencia de conocimiento y la búsqueda de solución a sus problemas, con el propósito de contribuir a una mejor calidad de vida de la comunidad. Atendiendo a estas consideraciones, la Universidad Industrial de Santander establece que su actividad de extensión se puede desarrollar mediante las siguientes modalidades: portafolio de servicios o campos de realización (gestión social, gestión tecnológica, proyectos culturales, prácticas universitarias) los cuales son desarrollados por las diferentes dependencias de la universidad.

Entre los servicios educativos ofrecidos por la universidad, se encuentran las prácticas académicas que pretenden dos objetivos concretos:

- El académico, con el que se pretende lograr una mayor cualificación de profesores y estudiantes, mediante un adecuado complemento entre los conocimientos teóricos y prácticos.
- El social, con el que se pretende desarrollar programas y proyectos que contribuyan al mejoramiento de las condiciones reales del medio social, mediante la vinculación de profesores y estudiantes a esta actividad.

Una de las dependencias de la universidad que apoya los servicios educativos es la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, que mediante la *modalidad de práctica social como trabajo de grado*, permite

diagnosticar desde el alcance de los programas académicos ofrecidos, problemas y necesidades a los entes territoriales o comunidades en la región o en el país que soliciten su apoyo en particular, para así plantear soluciones utilizando los conocimientos adquiridos en la universidad.

Por lo anterior, de acuerdo con el soporte que brinda la universidad a través de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones a los entes territoriales, el municipio de San Gil solicita a la Universidad Industrial de Santander el apoyo para que mediante un convenio de *cooperación educativa* se adelanten prácticas sociales en la modalidad de trabajo de grado que permitan la estructuración de proyectos de electrificación rural, dentro del marco del plan de desarrollo municipal “UNA GERENCIA SOCIAL 2016 - 2019” y su programa “SERVICIOS PÚBLICOS PARA LA CONECTIVIDAD POR UNA GERENCIA SOCIAL - SECTOR ENERGÍA”, que presenta como meta aumentar en un 10 % la cobertura de electrificación rural para el municipio.

Por consiguiente, ante el convenio dispuesto entre la Universidad Industrial de Santander a través de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y el municipio de San Gil, en particular, para la presente práctica social en la modalidad de trabajo de grado se establece como alcance la estructuración de un programa de electrificación rural en las veredas de Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil, teniendo como referente para su implementación la metodología establecida para formulación de proyectos de inversión con recursos públicos definido por la Secretaria de Planeación del Departamento de Santander para el montaje de este tipo de proyectos, ya que el municipio a futuro prevé que esta entidad apoye la ejecución física de las obras mediante el aporte de los recursos.

El presente documento contiene los soportes que permiten la estructuración del programa de electrificación rural que se llevará a cabo en las veredas de Guarigua

Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil; tales como: la reglamentación aplicable al proyecto eléctrico, las características generales de la zona, la identificación de los usuarios a beneficiar, las memorias de diseño eléctrico, las memorias de diseño mecánico, el presupuesto general, el análisis de precios unitarios de las actividades a realizar, la evaluación económica y financiera del mismo mediante el aplicativo de la Metodología General Ajustada, y finalmente el dossier de la documentación requerida para proyectos de inversión pública establecida por la Secretaría de Planeación Departamental que permite el registro del proyecto en el banco de proyectos de los entes territoriales que participarán a futuro en la ejecución de las obras.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL

En este capítulo se presenta la motivación y justificación, el objetivo general, los objetivos específicos y finalmente el alcance del trabajo de grado.

1.1. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de los países depende directamente del mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes, lo cual conlleva a la utilización de nuevas tecnologías y al mejoramiento de sus procesos de producción, dentro de los que desempeña un papel fundamental el suministro de energía eléctrica.

Nuestro país, Colombia, consciente de la importancia del servicio básico de electricidad para todos sus habitantes, ha contemplado en su Ley 142 de 1994, la responsabilidad del Estado en el suministro de este servicio, lo que incluye las veredas y comunidades rurales, sin embargo aún hay muchas de estas poblaciones que carecen del servicio.

Dentro del país, las comunidades ubicadas en el sector rural siguen siendo vulneradas en cuanto a la falta de servicios públicos domiciliarios, lo que se debe principalmente a su lejanía de la infraestructura eléctrica de redes de distribución existentes, lo cual afecta directamente el avance de sus actividades agrarias (distribución de agua, mejoramiento de los procesos de producción, aumento de la productividad con iluminación en sus áreas de trabajo, refrigeración de alimentos y productos, etc.). Si las comunidades ubicadas en los sectores veredales contaran con el servicio de electricidad en sus parcelas, esto llevaría a mejorar su calidad de vida en un alto porcentaje.

Por lo anterior, es de suma importancia el apoyo que pueda brindar la Universidad Industrial de Santander a través de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones a los municipios, en la estructuración de programas de electrificación rural para los sectores veredales del Departamento de Santander, debido a que se aporta el estudio de ingeniería necesario para que a futuro, una vez construidas las obras, se mejoren las condiciones de vida de las comunidades favorecidas.

En particular, a solicitud del municipio de San Gil a la Universidad Industrial de Santander, se establece un convenio de cooperación educativa de prácticas sociales que permitan la estructuración de programas de electrificación rural en el municipio. Lo anterior, como un primer paso conllevó a establecer el presente trabajo de grado, en el cual se pretende estructurar un programa de electrificación rural que beneficie familias de las veredas de Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil, atendiendo las necesidades de servicio de energía eléctrica identificadas por el municipio para los sectores veredales reseñados.

1.2. OBJETIVOS

De acuerdo con lo establecido en el ítem anterior, se establece el alcance del presente trabajo de grado a desarrollar.

1.2.1. Objetivo general. Estructurar un proyecto de electrificación rural en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil, Departamento de Santander.

1.2.2. Objetivos específicos

- Revisar la reglamentación y marco normativo vigente aplicable al proyecto.
- Identificar las características generales de la zona donde se va a desarrollar el proyecto e identificar a los usuarios estimados a beneficiar con el servicio de la energía eléctrica.
- Elaborar las memorias de las instalaciones eléctricas requeridas para el proyecto.
- Elaborar las memorias de cálculo del diseño mecánico para las redes eléctricas requeridas para el proyecto.
- Elaborar el presupuesto de inversión del proyecto incluyendo el análisis de precios unitarios de las actividades de obra.
- Realizar la evaluación económica del proyecto mediante la Metodología General Ajustada (MGA).
- Elaborar el dossier del proyecto acorde con las exigencias de la metodología de formulación de proyectos de inversión pública recomendada por el Departamento Nacional de Planeación, requerido para acceder a las fuentes de recursos de inversión pública.

1.3. ALCANCE

Este trabajo de grado busca la estructuración de un proyecto de electrificación rural en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso del

municipio de San Gil, Departamento de Santander. Para lo anterior se incluyen las características de las zonas veredales y los usuarios a beneficiar, las memorias de cálculo de diseño eléctrico y las memorias de cálculo de diseño mecánico teniendo en cuenta el marco normativo necesario, el presupuesto general y el análisis de precios unitarios de las actividades a realizar, la evaluación económica del proyecto mediante el aplicativo de la Metodología General Ajustada y por último el dossier del proyecto acorde a la metodología de formulación de proyectos establecido por la Secretaría de Planeación Departamental, con el fin de cumplir los requerimientos para que el municipio acuda al Departamento de Santander como una posible fuente de financiación futura para la ejecución de las obras.

2. REGLAMENTACIÓN Y MARCO NORMATIVO VIGENTE APLICABLE

El alcance del presente trabajo de grado se realizará siguiendo el marco reglamentario y normativo vigente en Colombia para proyectos de electrificación rural. Las normativas que se van a tener en cuenta se relacionan y referencian a continuación:

2.1. LEY 142 DE 1994

En esta ley se define el marco normativo para la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural. La cual tiene como objeto:

- Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.
- Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.
- Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico.

Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

Prestación eficiente.

- Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.
- Obtención de economías de escala comprobables.

- Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.
- Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.¹

2.2. LEY 143 DE 1994

En esta ley se define el marco normativo con la cual se busca “Establecer el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad²” y en donde también se dice que entre otras cosas, al estado le corresponde “Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio³”. Allí se muestra que la cobertura de la energía eléctrica en todas las áreas del país es importante y este trabajo de grado sigue esos lineamientos.

2.3. RETIE

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, establece los requisitos técnicos que deben cumplir las obras eléctricas que se construyan en Colombia y

¹ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 142. (11, julio, 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. En: Diario Oficial. Julio, 1994. Artículo 2°.

² COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 143. (11, julio, 1994). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. En: Diario Oficial. Julio, 1994. Artículo 1°.

³ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 143. (11, julio, 1994). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. En: Diario Oficial. Julio, 1994. Artículo 3°, ítem f.

los requisitos de calidad que deben cumplir los materiales, equipos e instalaciones utilizados, además establece como obligatorio evaluar los riesgos de origen eléctrico, la toma de las medidas necesarias para evitar que tales riesgos se materialicen en incidentes o accidentes y establece que conocer y acatar tales requisitos será la mejor opción de aprovechar las ventajas de la electricidad, sin que esta cause daños.

El objeto fundamental de este marco normativo es establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.

Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garantizan la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento, la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.

Igualmente, es un instrumento técnico-legal para Colombia, que sin crear obstáculos innecesarios al comercio o al ejercicio de la libre empresa, permite garantizar que las instalaciones, equipos y productos usados en la generación, transmisión, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica, cumplan con los siguientes objetivos legítimos:

- La protección de la vida y la salud humana.
- La protección de la vida animal y vegetal.
- La preservación del medio ambiente.
- La prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario.⁴

⁴ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución No. 90708 de 30 de agosto de 2013. Artículo 1, objeto, p. 8.

2.4. NTC 2050

Esta norma se conoce como el código eléctrico colombiano. Su uso es obligatorio para instalaciones de uso final de acuerdo con lo previsto en el artículo 27.1 del RETIE, específicamente en los siguientes capítulos:

- Cap. 1. Definiciones y requisitos generales para instalaciones eléctricas.
- Cap. 2. Los requisitos de alambrado y protecciones.
- Cap. 3. Los métodos y materiales de las instalaciones.
- Cap. 4. Los requisitos de instalación para equipos y elementos de uso general.
- Cap. 5. Los requisitos para ambientes especiales.
- Cap. 6. Los requisitos para equipos especiales.
- Cap. 7. Las condiciones especiales de las instalaciones.
- Tablas del capítulo 9 de la norma.

Esta Norma cubre:

- Las instalaciones de conductores y equipos eléctricos en o sobre edificios públicos y privados y otras estructuras, incluyendo casas móviles, vehículos de recreo y casas flotantes, y otras instalaciones como patios, parques de atracciones, estacionamientos, otras áreas similares y subestaciones industriales.
- Instalaciones de conductores y equipos que se conectan con fuentes de suministro de electricidad.
- Instalaciones de otros conductores y equipos exteriores dentro de la propiedad.
- Instalaciones de cables y canalizaciones de fibra óptica.
- Instalaciones en edificaciones utilizadas por las empresas de energía eléctrica, como edificios de oficinas, almacenes, garajes, talleres y edificios recreativos

que no formen parte integral de una planta generadora, una subestación o un centro de control.⁵

2.5. NORMA ESSA EPM

Este marco normativo definido por la empresa Electrificadora de Santander, como operador de red del departamento, establece la metodología, exigencias, especificaciones y características mínimas necesarias para el cálculo y diseño de los sistemas de distribución e instalaciones eléctricas internas que satisfagan los requisitos impuestos para la fiabilidad técnica, la eficiencia económica de las instalaciones, la seguridad y calidad del servicio⁶; además de garantizar que el diseño de instalaciones eléctricas cumpla con los objetivos legítimos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, establecidos en el ítem 2.3 del presente trabajo.

2.6. ADENDA MODIFICATORIA ESSA RURAL

Marco normativo adicional definido por la empresa Electrificadora de Santander, operador de red del departamento, en la cual se aclaran aspectos técnicos a tenerse en cuenta para el desarrollo de proyectos de electrificación rural. El cubrimiento de esta norma va desde instalaciones eléctricas internas, redes y subestaciones de distribución, igualmente se aplica a toda nueva instalación, ampliación y reforma. Además esta norma aplica a todas las instalaciones eléctricas nuevas, ampliaciones, remodelaciones y productos que están directamente relacionados con el objeto, que se realicen en instalaciones

⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código eléctrico colombiano. NTC 2050. 1998. Sección 90-2. Alcance.

⁶ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. 2005. Objetivo, p.1.

eléctricas de uso general o particular, ubicadas fuera de los perímetros urbanos de los municipios, es decir, en instalaciones eléctricas rurales.⁷

⁷ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Actualización de la adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales. Febrero de 2014, p.2.

3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA ZONA E IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS A BENEFICIAR

Este capítulo presenta las características principales del municipio de San Gil, la ubicación de las veredas a beneficiar en el mismo y la descripción del proceso utilizado para la selección de los usuarios a beneficiar por el proyecto.

3.1. DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO

San Gil es un municipio situado en el Departamento de Santander. Está ubicado sobre el eje vial entre Bucaramanga y Bogotá, y constituye el núcleo urbano más importante del sur de Santander. La ciudad fue fundada en 1689 por los españoles, sin embargo, antes la zona estaba habitada por tribus Guane, que pertenecían a la familia Chibcha. Los Guane eran expertos tejedores y talladores de piedra.

3.1.1. Información general

- Temperatura promedio: 24 °C
- Altura: 1114 msnm
- Humedad relativa: 70 %
- Superficie territorial: 150 km²
- Población: 45445 habitantes

3.1.2. Localización de San Gil en Colombia. Santander es un departamento de Colombia localizado en la zona nororiental del país en la región Andina, como se muestra en la figura 1. Limita al norte con los departamentos de Norte de

Santander, Cesar y Bolívar, al occidente con Antioquia, al sur con Boyacá y al oriente con Boyacá y Norte de Santander. Está conformado por 87 municipios, entre los cuales se encuentra San Gil.

Figura 1. Localización de San Gil.



3.1.3. Ubicación departamental del municipio de San Gil. Los municipios del Departamento de Santander están agrupados en seis provincias: Comunera, García Rovira, Guanentá, Mares, Soto y Vélez.

La provincia de Guanentá está situada al sur-oriental del departamento, y su capital es el municipio de San Gil. Su ubicación se muestra en la figura 2.

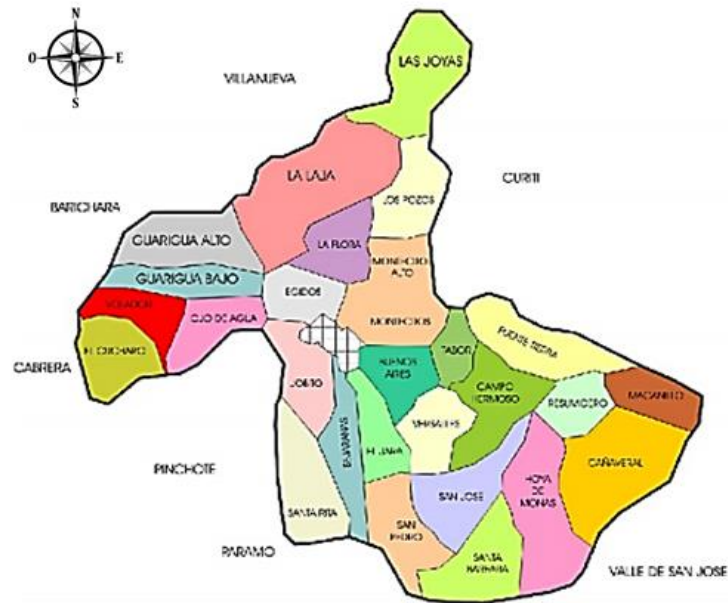
Figura 2. Localización de San Gil en el Departamento de Santander



3.1.4. División política del municipio de San Gil. El municipio de San Gil define su división político – administrativa en dos zonas:

- Una zona urbana conformada por más de 120 barrios y urbanizaciones.
- Una zona rural conformada por 34 veredas comunicadas con la cabecera municipal a través de carreteras terciarias, la mayoría de estas tienen placahuellas permitiendo su fácil acceso. Las veredas son: Alto de Encinal, Bejarana Alta, Bejarana Baja, Boquerón, Buenos Aires, Alto Campo Hermoso, Bajo Campo Hermoso, Cañaveral Alto, Cañaveral Bajo, Chapala, El Cucharó, El tabor; El Jovito, El Volador, Egidos y Pericos, Guarigua Alto, Guarigua Bajo, Hoya de Monas, Jaral San Pedro, La Laja, Las Joyas, La Flora, Los Pozos, Macanillo, Montecitos Alto, Montecitos Bajo, Ojo de Agua, Palo Blanco, Puente Tierra, Resumidero, Santa Bárbara, San José, Santa Rita, y Versalles. Esta distribución de veredas se muestra en la figura 3.

Figura 3. División política del municipio de San Gil.



Fuente: Tomada de Plan de Desarrollo de San Gil 2016-2019.

3.1.5. Ubicación geográfica. San Gil se encuentra ubicado a 96 km de Bucaramanga, capital del Departamento de Santander y a 327 km de la capital de la República de Colombia, Bogotá. Respecto al paralelo del Ecuador y Meridiano de Greenwich, la cabecera municipal está localizada a 6° 33' de latitud norte y a 73° 8' de longitud occidental.

Es la capital de la provincia de Guanentá y tiene un área de 149,5 km²; en la actualidad, su área urbana supera ligeramente las 1000 hectáreas y sus límites intermunicipales son: por el norte con los municipios de Villanueva y Curití, por el oriente con Curití y Mogotes, por el sur con el Valle de San José y Páramo, y por el occidente con Pinchote, Cabrera y Barichara.

3.1.6. Economía. La población rural se dedica principalmente a la actividad agropecuaria, basada en los cultivos semestrales de tomate, tabaco, frijón, yuca, fique, hortalizas; algunos permanentes como café, caña de azúcar, frutas de

variadas especies y cítricos. En suma, la base de la alimentación es criada en abundancia haciendo referencia a carneros y chivos, además del ganado vacuno del cual se surte la región de leche y carne. El renglón ganadero es menor y representa el 20,25 % del hato de Santander y el 17,2 % de la producción lechera del Departamento.

Explotaciones alternas de piscicultura, porcinos y de aviares empiezan a tener relevancia en el sector. Cuenta con un amplio sector industrial de tejidos, planta procesadora de tabaco y fabricación de productos de fique, cementera, entre otras, que se encuentran a las afueras de la ciudad. En el sector de los servicios se destaca su infraestructura hotelera que, por lo general, es ocupada en su totalidad por la cantidad de visitantes nacionales y extranjeros que recibe este municipio.

San Gil capital provincial y una de las ciudades más importantes de la troncal del oriente, es exaltada como capital turística de Santander desde julio de 2004. Estos reconocimientos llegan a fortalecerla como polo de desarrollo, centro turístico y despensa agrícola del sur de Santander, apreciándose el acelerado crecimiento de su población, del mercado regional y de sus actividades financieras, industriales, comerciales y académicas.

Recientemente el turismo ha ganado un rol importante, tanto en San Gil como en varias de sus poblaciones vecinas, debido a la valorización de los recursos naturales en su contexto general, como a la vez al haber sido sistematizado; no solo por esto sino por su clima y patrimonio histórico y arquitectónico de varias de sus poblaciones.

Adicionalmente, la provincia cuenta con pequeñas manufacturas de origen mineral e incluso de origen vegetal, las cuales tienen su asiento en San Gil y municipios como Páramo, Curití, Aratoca y Barichara.

En el Departamento de Santander, San Gil juega un papel importante dentro del sector de los servicios aparte del tema turístico, caracterizado por la banca, transporte, salud, construcción, comercio, entretenimiento y mercadeo. Un ejemplo de su importancia es la construcción y puesta en funcionamiento de los centros comerciales de gran formato El Puente y San Gil Plaza, a la altura de los centros comerciales de las grandes ciudades con salas de cine, plazas de comida, bancos, edificios corporativos, grandes superficies almacenes de ropa y accesorios de cubrimiento nacional e internacional.

3.1.7. Ecología. San Gil por su altura de 1114 msnm posee una temperatura media de 24 °C, una máxima de 32 °C en las regiones bajas, aledañas a los ríos Chicamocha, Suárez y Sogamoso y una mínima de 15 °C; el régimen de lluvias oscila entre 600 a 1800 milímetros al año con promedio de 1200 milímetros, siendo las épocas de mayor precipitación los meses de abril y mayo en el primer semestre o de cosecha principal, y los meses de septiembre y octubre para las siembras de mitaca. El 82,2 % de su piso térmico es cálido y sólo el 17,8 % es medio.

La mayor parte del territorio varía de ondulado a fuertemente ondulado y su relieve corresponde a la cordillera Oriental. Sus montañas se levantan al norte hasta el alto de la Legua y sigue elevándose hasta los pozos donde se halla el aeropuerto a una altura de 1750 metros. Por el oriente se levanta la cordillera hasta el Alto del Mirador, el de mayor altura que se eleva a 2000 metros. Por el occidente, la cordillera sube a la región de Guarigua hasta el límite del Volador a 1400 metros, al sur se encuentra la montaña hasta el alto de la meseta a 1800 metros de altura y desciende hasta formar el cauce del río Fonce, en el margen derecho del río asciende el terreno hasta la Cuchilla del Encinal de igual altura con el alto de la meseta. Adicionalmente cuenta con algunas colinas y pequeños valles.

San Gil posee una extensión aproximada de 149,5 km², equivalentes a 14950 hectáreas en terrenos con topografía en un 30 % plano, 65 % ondulado y fuertemente ondulado y un 5 % de suelos escarpados de difícil uso para urbanismo, ganadería y agricultura.

3.1.8. Hidrografía. El río Fonce constituye la principal arteria fluvial de San Gil. San Gil está bañada por los ríos Fonce, Mogoticos y Monas; la quebrada Curití y otras de menor caudal de aguas como la Cuchicute, Paloblanco, Afanadora, las Joyas, Chapala, Guayabal, Molina, La Laja en el límite con Villanueva y el Antable en lindero con Mogotes; siendo su área urbana atravesada por el Río Fonce.⁸

3.2. VERIFICACIÓN DE USUARIOS A BENEFICIAR

3.2.1. Definición inicial de usuarios a beneficiar. El municipio de San Gil, con base en las necesidades presentadas por las comunidades rurales, a través de su Secretaria de Planeación estableció un censo en sus zonas veredales, analizando y señalando las familias que no disponían del servicio de la energía eléctrica y que serían los posibles beneficiados de futuros programas de electrificación rural a desarrollar en el municipio.

Según ese estudio se encontró que en las 34 veredas del municipio, se localizaron 149 familias que no disponían del servicio de energía. De acuerdo con lo anterior y para poder implementar el presente programa de electrificación rural se estableció un filtro de acuerdo a condiciones de ubicación de los predios y concentración de personas, para así definir las veredas a beneficiar.

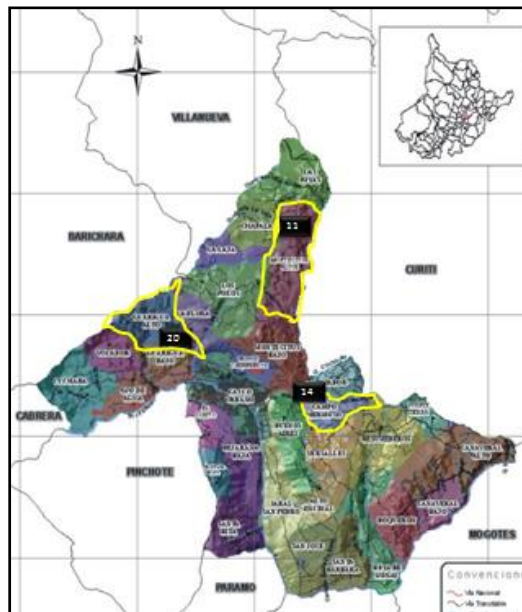
⁸ COLOMBIA. SANTANDER. SAN GIL. [sitio web]. San Gil: Alcaldía, información general del municipio. [Consulta: 7 noviembre 2016]. Disponible en: <http://www.sangil.gov.co/san-gil/informacion-general/>

Por lo tanto, con el objeto de atender las prioridades de desarrollo del municipio y de beneficiar la mayor cantidad de usuarios, las veredas encontradas con mayor concentración de familias, ubicación cercana y sin servicio de energía eléctrica fueron:

- Vereda Guarigua Alto, con un total de 20 familias censadas.
- Vereda Alto Campo Hermoso, con un total de 14 familias censadas.
- Vereda Montecitos Alto, con un total de 11 familias censadas.

Su ubicación específica respecto al municipio de San Gil, se encuentra en la figura 4.

Figura 4. Veredas a beneficiar del municipio de San Gil.



Fuente: Tomada de mapas temáticos de Colombia por municipios y provincias.

Con base en la información definida anteriormente y de acuerdo con el censo realizado por el municipio, se establece un listado inicial estimado de 45 usuarios a beneficiar, establecido por el municipio de San Gil y mostrado en la tabla 1.

Tabla 1. Listado inicial de usuarios.

| Zona | Vereda | Identificación de usuario | Nombre | Número de usuarios |
|----------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------|
| I | MONTECITOS ALTO | 1 | Máximo Pardo | 11 |
| | | 2 | María Cecilia Plata | |
| | | 3 | Daniel Vargas | |
| | | 4 | Alfonso Ruiz Otero | |
| | | 5 | Lorenzo Vargas | |
| | | 6 | María Inés Vargas | |
| | | 7 | Juan de Dios Rueda | |
| | | 8 | María del Rosario Gonzales | |
| | | 9 | Carlos Julio Ruiz | |
| | | 10 | Clementina Higuera | |
| | | 11 | Jhovany Prada | |
| II | ALTO CAMPO HERMOSO | 12 | Margarita Guandurruga Ayala | 14 |
| | | 13 | Myriam Guandurruga Ayala | |
| | | 14 | Pablo Plata Pinilla | |
| | | 15 | Antonio Gualdron Ortega | |
| | | 16 | Pricilda Guandurruga Ayala | |
| | | 17 | Roso Guandurruga Ayala | |
| | | 18 | Elvia Gualdron Díaz | |
| | | 19 | Querubín Guandurruga Ayala | |
| | | 20 | José Omar Ayala León | |
| | | 21 | Mary Luz Saavedra Pinto | |
| | | 22 | Eliodoro Pérez Blanco | |
| | | 23 | Luz Dary Contreras Ayala | |
| | | 24 | Luis Antonio Ayala | |
| | | 25 | Miguel Uribe Guandurruga | |
| IV | GUARIGUA ALTO | 26 | Álvaro Uribe Contreras | 20 |
| | | 27 | Arnulfo Velazco Cubides | |
| | | 28 | Alfredo Velásquez Acosta | |
| | | 29 | Daniel Velásquez Caballero | |
| | | 30 | Eduardo Camargo Arias | |
| | | 31 | Jesús Zambrano Morales | |
| | | 32 | Luis Jesús Velásquez Zambrano | |
| | | 33 | Luis Eduardo Monsalve | |
| | | 34 | Leonardo Gómez Pereira | |
| | | 35 | Oscar Iván Velásquez Caballero | |
| | | 36 | Olidio Avendaño Cárdenas | |
| | | 37 | Olinda López Castillo | |
| | | 38 | Pedro Alonso Garnica Vásquez | |
| | | 39 | Pascual Velásquez Zambrano | |
| | | 40 | Pedro Pablo Velásquez Caballero | |
| | | 41 | Pedro Gómez Morales | |
| | | 42 | Rubén Velásquez Caballero | |
| | | 43 | Rosa Elvira Garnica Velásquez | |
| | | 44 | Sergio Gómez Pereira | |
| 45 | Wilson Monsalve Duarte | | | |
| TOTAL USUARIOS | | | | 45 |

3.2.2. Definición final de usuarios a beneficiar. Una vez establecido el listado inicial de usuarios a beneficiar, se procede a ejecutar el trabajo de campo con el objeto de verificar la existencia de los usuarios referidos y de esta manera poder adelantar el replanteo técnico de las obras del proyecto.

Al hacer la verificación de usuarios del listado inicial en terreno, se encuentra:

- Que existen usuarios con viviendas sin servicio de energía eléctrica.
- Que algunos usuarios sólo son propietarios del lote y no tienen vivienda, situación que no permite tenerlos en cuenta como beneficiarios del programa.
- Que adicionalmente, se encontraron usuarios con vivienda carentes del servicio de energía eléctrica, que no están referenciados en el listado inicial de usuarios y sus propietarios solicitaron ser incluidos en el programa de electrificación rural.

Una vez depurada la lista inicial de usuarios estimados por el municipio, se procede a definir el listado final de usuarios a beneficiar (tabla 2), incluyéndose los nuevos usuarios, lo cual permite establecer como alcance final un número de 41 usuarios en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso.

Tabla 2. Listado final de usuarios.

| Vereda | Identificación de usuario | Usuario | Estado |
|---------------|---------------------------|----------------------------|----------------------|
| Guarigua Alto | 1 | José de Jesús Zambrano | Beneficiario Inicial |
| | 2 | Pascual Velásquez Zambrano | Beneficiario Inicial |
| | 3 | Luis Eduardo Monsalve | Beneficiario Inicial |
| | 4 | José Velásquez | Usuario adicional |
| | 5 | Leonardo Gómez Pereira | Beneficiario Inicial |
| | 6 | Pedro Pablo Velásquez | Beneficiario Inicial |
| | 7 | Rubén Velásquez Caballero | Beneficiario Inicial |
| | 8 | Oscar Iván Velásquez | Beneficiario Inicial |
| | 9 | Pedro Gómez Morales | Beneficiario Inicial |
| | 10 | Luis Jesús Velásquez | Beneficiario Inicial |

| Vereda | Identificación de usuario | Usuario | Estado |
|--------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------|
| | 11 | Rosalba Vargas | Usuario adicional |
| | 12 | Daniel Velásquez | Beneficiario Inicial |
| | 13 | Rafael Uribe | Usuario adicional |
| | 14 | Olinda López Castillo | Beneficiario Inicial |
| | 15 | Olidio Avendaño Cárdenas | Beneficiario Inicial |
| | 16 | Temes Gómez | Usuario adicional |
| | 17 | Arnulfo Velazco Cubides | Beneficiario Inicial |
| | 18 | Sergio Gómez Pereira | Beneficiario Inicial |
| | 19 | Eduardo Camacho Arias | Beneficiario Inicial |
| | 20 | Rosa Elvira Garnica | Beneficiario Inicial |
| | 21 | Pedro Alonso Garnica | Beneficiario Inicial |
| Montecitos Alto | 22 | Juan de Dios Rueda | Beneficiario Inicial |
| | 23 | Teresa Porras A. | Usuario adicional |
| | 24 | Luz Dary González | Usuario adicional |
| Montecitos Alto | 25 | Clementina Higuera | Beneficiario Inicial |
| | 26 | Carlos Julio Ruíz | Beneficiario Inicial |
| | 27 | Jhovany Prada | Beneficiario Inicial |
| | 28 | José del Carmen Vargas | Usuario adicional |
| | 29 | Luis Gustavo Vargas | Usuario adicional |
| | 30 | Lorenzo Vásquez | Usuario adicional |
| | 31 | Claudia Vargas | Usuario adicional |
| | 32 | Eliodoro Pérez Blanco | Beneficiario Inicial |
| Alto Campo Hermoso | 33 | Juan de la Cruz Fiallo | Usuario adicional |
| | 34 | Roso Guandurruga Ayala | Beneficiario Inicial |
| | 35 | Crisanto Ayala Aguilar | Usuario adicional |
| | 36 | José Monroy | Usuario adicional |
| | 37 | Querubín Guandurruga | Beneficiario Inicial |
| | 38 | Ana del Carmen Ayala | Usuario adicional |
| | 39 | Margarita Guandurruga | Beneficiario Inicial |
| | 40 | Jorge Leonardo Ayala | Usuario adicional |
| | 41 | Salomón Rueda | Usuario adicional |

Definido el listado final de usuarios, se procede a realizar el replanteo técnico de la infraestructura eléctrica requerida para el programa de electrificación rural en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso, con el objeto de

consolidar los soportes técnicos y administrativos requeridos para la pre factibilidad del proyecto, el cual comprende el análisis técnico – económico de la alternativa de inversión que da solución al problema de carencia de energía en las zonas veredales referenciadas.

El replanteo técnico del proyecto cubre:

- La verificación y depuración de la lista inicial de usuarios establecida por el municipio para los sectores veredales, donde se establecen los usuarios a beneficiar con el programa.
- La validación de nuevos usuarios en el sector de las obras con el objeto de determinar el alcance real del programa, generando el listado final de usuarios a beneficiar.
- Solicitud de disponibilidad de servicio de energía en los nodos de amarre de las redes eléctricas existentes para la infraestructura eléctrica proyectada.
- Validación de las disponibilidades de servicio de energía por parte del operador de red de la zona.
Establecimiento de los centros de carga requeridos para alimentar a los usuarios a beneficiar por el proyecto.
La proyección y trazo de la ruta de las redes en media y baja tensión a construir para el suministro de energía, teniendo en cuenta la topografía del terreno, la afectación ambiental y las vías de acceso al sitio de las obras.
- Georreferenciación de la ubicación de los apoyos de la red a instalar y determinación del tipo de estructuras requeridas.
- Definición de los soportes de ingeniería y de diseño de la infraestructura eléctrica prevista para el desarrollo del proyecto.
- Balance de actividades y de cantidades de obra según el alcance económico del contrato.
- Estimación del presupuesto requerido para la ejecución de las obras.

4. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

En este capítulo se muestran los soportes de ingeniería del diseño eléctrico y el diseño mecánico de la infraestructura eléctrica a construir con el proyecto, el cual cubre las redes de media y baja tensión, la selección de transformadores y las instalaciones internas de los predios a beneficiar en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil.

4.1. GENERALIDADES

En la tabla 3, se resumen los parámetros en los que se definen el tipo de servicio a tener en cuenta para determinar el tipo de acometida de cada uno de los usuarios beneficiados.

Tabla 3. Generalidades de diseño del proyecto de electrificación rural.

| Descripción | Datos |
|---|--|
| Localización | Veredas Guarigua alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso, San Gil |
| Tipo de servicio | Residencial rural |
| Estrato socio económico | Bajo -- 1 y/o 2 |
| Número de usuarios monofásicos trifilares | 23 |
| Número de usuarios monofásicos bifilares | 18 |
| Total de usuarios | 41 |

4.2. CIRCUITO ALIMENTADOR

Para establecer el circuito alimentador y la viabilidad de disponibilidad del servicio de energía en los diferentes nodos de amarre, identificados en el replanteo técnico del proyecto para la infraestructura eléctrica a construir en media y baja a tensión,

se tramita ante la Electrificadora de Santander S.A. E.P.M., como operador del sistema eléctrico del sector, la disponibilidad del servicio requerido de acuerdo con la demanda proyectada en cada sector veredal, teniendo como referente los centros de carga que permitirán el suministro de energía a los predios beneficiados por el proyecto. Ver solicitudes y disponibilidades de servicio aprobadas en el anexo A.

4.2.1. Resumen de los puntos de conexión de red de media tensión. Los puntos de conexión para instalar los nuevos transformadores y redes de media tensión, se presentan a continuación, en la tabla 4, para cada número de apoyo existente.

Tabla 4. Puntos de conexión de los transformadores.

| Sector veredal | Transformador proyectado | Número de apoyo de derivación | Cantidad de usuarios |
|--------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------------|
| Guarigua Alto | T-N0 | 4279646 | 1 |
| | T-N1 | 4279646 | 3 |
| | T-N2 | 426900 | 1 |
| | T-N3 | 426900 | 3 |
| | T-N4 | 4273087 | 1 |
| Montecitos Alto | T-N5 | 4412702 | 2 |
| | T-N6 | 4447221 | 3 |
| | T-N7 | 4452712 | 1 |
| | T-N8 | 4452712 | 1 |
| Alto Campo Hermoso | T-N9 | 9109382 | 6 |

4.2.2. Resumen de los puntos de conexión de la red de baja tensión. Los puntos de conexión para derivar las redes nuevas de baja tensión, se presentan a continuación, en la tabla 5, para cada número de apoyo existente.

Tabla 5. Puntos de conexión de usuarios.

| Sector veredal | Transformador existente | Número de usuario | Nombre del usuario | Número de apoyo de derivación |
|--------------------|-------------------------|-------------------|------------------------|-------------------------------|
| Guarigua Alto | T-EXT 1 | 1 | José de Jesús Zambrano | 4373278 |
| | T-EXT 2 | 2 | Pascual Velásquez | 5598303 |
| | T-EXT 3 | 3 | Luis Eduardo Monsalve | 4279646 |
| | T-EXT 3 | 4 | José Velásquez | 4279646 |
| | T-EXT 4 | 9 | Pedro Gómez | 426900 |
| | T-EXT 4 | 10 | Luis Jesús Velásquez | 426900 |
| | T-EXT 4 | 11 | Rosalba Vargas | 426900 |
| | T-EXT 5 | 16 | Temes Gómez | 4133943 |
| | T-EXT 5 | 17 | Arnulfo Velazco | 4133943 |
| | T-EXT 5 | 18 | Sergio Gómez | 4359283 |
| | T-EXT 6 | 20 | Rosa Elvira Garnica | 4277848 |
| | T-EXT 7 | 21 | Pedro Alonso Garnica | 4273443 |
| Montecitos Alto | T-EXT 8 | 28 | José del Carmen Vargas | 9073043 |
| | T-EXT 8 | 29 | Luis Gustavo Vargas | 9073043 |
| | T-EXT 8 | 30 | Lorenzo Vásquez | 9073043 |
| | T-EXT 8 | 31 | Claudia Vargas | 9073043 |
| Alto Campo Hermoso | T-EXT 9 | 32 | Eliodoro Pérez Blanco | 4298233 |
| | T-EXT 10 | 33 | Juan de la Cruz Fiallo | 4372450 |
| | T-EXT 11 | 40 | Jorge Leonardo Ayala | 9109382 |
| | T-EXT 11 | 41 | Salomón Rueda | 9109382 |

4.3. NIVELES DE TENSIÓN

4.3.1. Media tensión. En las veredas mencionadas, las redes de media tensión bifásicas existentes son propiedad de ESSA EPM y su nivel de tensión es de 13200 V.

Además se establece que la demanda máxima del conjunto de usuarios a beneficiar por los ramales proyectados no superan los 500 kVA, por lo tanto las redes de distribución y transformadores proyectados se alimentarán con este nivel de tensión.

4.3.2. Baja tensión. Los usuarios a beneficiar del presente proyecto son de tipo residencial rural y se les suministrará el servicio de energía eléctrica a través de

redes aéreas monofásicas bifilares (120 V) o monofásicas trifilares (120/240 V), de acuerdo con las recomendaciones técnicas establecidas por el operador de red y las demandas máximas proyectadas para cada ramal en baja tensión.

4.4. TRANSFORMADORES

Las subestaciones de distribución a instalar serán de tipo aérea y estarán conformadas cada una por transformadores monofásicos de 5 o 10 kVA, auto-protegidos, con refrigeración ONAN, a una tensión de 13200/240/120 V, de acuerdo con las necesidades de demanda de energía eléctrica de los usuarios por cada sector en particular.

El cálculo de los transformadores se realizará teniendo en cuenta la demanda máxima diversificada dada por la norma rural de la ESSA y el número de usuarios a los cuales se les suministrará el servicio de energía. La cantidad de transformadores nuevos y existentes del proyecto se resumen en la tabla 6.

Tabla 6. Cantidad de transformadores nuevos y existentes del proyecto.

| Descripción | Datos |
|--|-------------|
| Cantidad de transformadores nuevos 120/240 V | 9 de 5 kVA |
| | 1 de 10 kVA |
| Cantidad de transformadores existentes 120/240 V | 2 de 5 kVA |
| | 2 de 10 kVA |
| | 4 de 15 kVA |
| | 3 de 30 kVA |
| Capacidad total instalada | 195 kVA |

Seguidamente en la tabla 7, se presentan el número de usuarios existentes y usuarios nuevos alimentados por cada transformador existente, de los cuales se obtiene la demanda máxima diversificada y se verifica la potencia del mismo.

Tabla 7. Transformadores existentes, demanda y capacidad instalada.

| Transformador | Vereda | Usuarios existentes | Usuarios nuevos | Total usuarios | Factor de demanda | Demanda total [kVA] | Potencia [kVA] |
|---------------|--------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------------|---------------------|----------------|
| T-EXT 1 | Guarigua Alto | 23 | 1 | 24 | 0,5 | 12 | 15 |
| T-EXT 2 | | 3 | 1 | 4 | 0,6 | 2,4 | 5 |
| T-EXT 3 | | 17 | 2 | 19 | 0,5 | 9,5 | 15 |
| T-EXT 4 | | 22 | 3 | 25 | 0,5 | 12,5 | 15 |
| T-EXT 5 | | 14 | 3 | 17 | 0,5 | 8,5 | 10 |
| T-EXT 6 | | 5 | 1 | 6 | 0,55 | 3,3 | 15 |
| T-EXT 7 | | 14 | 1 | 15 | 0,5 | 7,5 | 10 |
| T-EXT 8 | Montecitos Alto | 1 | 4 | 5 | 0,6 | 3 | 5 |
| T-EXT 9 | Alto Campo Hermoso | 29 | 1 | 30 | 0,5 | 15 | 30 |
| T-EXT 10 | | 22 | 1 | 23 | 0,5 | 11,5 | 30 |
| T-EXT 11 | | 22 | 2 | 24 | 0,5 | 12 | 30 |

De la misma manera, en la tabla 8 se resume la potencia de los transformadores nuevos seleccionados de acuerdo con el número de usuarios para suministrarles energía y su demanda máxima diversificada.

Tabla 8. Transformadores nuevos, demanda y capacidad instalada.

| Transformador | Sector veredal | Usuarios existentes | Usuarios nuevos | Total usuarios | Factor de demanda | Demanda total [kVA] | Potencia [kVA] |
|---------------|--------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------------|---------------------|----------------|
| T-N0 | Guarigua Alto | 0 | 1 | 1 | 0,8 | 0,8 | 5 |
| T-N1 | | 0 | 3 | 3 | 0,6 | 1,8 | 5 |
| T-N2 | | 0 | 1 | 1 | 0,8 | 0,8 | 5 |
| T-N3 | | 0 | 3 | 3 | 0,6 | 1,8 | 5 |
| T-N4 | | 0 | 1 | 1 | 0,8 | 0,8 | 5 |
| T-N5 | Montecitos Alto | 0 | 2 | 2 | 0,7 | 1,4 | 5 |
| T-N6 | | 1 | 2 | 3 | 0,6 | 1,8 | 5 |
| T-N7 | | 0 | 1 | 1 | 0,8 | 0,8 | 5 |
| T-N8 | | 12 | 1 | 13 | 0,5 | 6,5 | 10 |
| T-N9 | Alto Campo Hermoso | 0 | 6 | 6 | 0,55 | 3,3 | 5 |

4.5. LÍNEAS Y REDES AÉREAS PROYECTADAS

4.5.1. Redes de media tensión. Las redes en media tensión proyectadas serán monofásicas bifilares y se construirán en cable ACSR N° 2 AWG por ser derivaciones relativamente cortas, además no implica continuación de la red hacia otras veredas y los puntos de derivación de las redes existentes son de redes monofásicas. Estas redes se soportarán en postes metálicos galvanizados de 12 m y 510 kg.

La configuración básica de la red existente y de la proyectada, será del tipo radial – abierta y en cada punto de derivación de un ramal se instalarán cajas de cortocircuitos y/o dispositivo de protección contra sobretensiones DPS de acuerdo con las pautas técnicas definidas por el operador de red en sus normas.

4.5.2. Redes de baja tensión. Las redes de baja tensión proyectadas se construirán en cable de aluminio trenzado dúplex y/o tríplex del tipo AAAC, con calibre mínimo N° 4 AWG y máximo N° 2 AWG, para sistemas monofásicos bifilares de 120 V y para sistemas monofásicos trifilares de 120/240 V respectivamente, con conductor neutro desnudo, de acuerdo con los cálculos de regulación y pérdidas de energía y potencia. Estas redes se soportarán en postes metálicos galvanizados de 8 m y 510 kg.

Una vez realizado el replanteo técnico de la infraestructura eléctrica proyectada, se estableció la cantidad de red de media tensión y de red de baja tensión como se muestra en la tabla 9.

Tabla 9. Longitud de las redes de media y baja tensión.

| Tipo de línea | Longitud [km] |
|------------------------------|---------------|
| Red de media tensión 13,2 kV | 4,448 |
| Red de baja tensión | 10,137 |
| Red de alumbrado público | 0 |

4.6. ACOMETIDAS

En este ítem, se referencian los tipos de acometidas requeridas para el desarrollo del proyecto.

4.6.1. Acometida de la red de media tensión. Las acometidas en media tensión serán aéreas debido al terreno de las zonas rurales, y se establecerán a través del tipo de red que se observa en la tabla 10.

Tabla 10. Tipo de red de media tensión.

| Nivel de tensión | Tipo de red |
|------------------------------------|--|
| Red de media tensión rural 13,2 kV | Red aérea bifásica en conductor ACSR 2 AWG. Derivaciones del ramal principal. |

4.6.2. Acometidas de la red de baja tensión. Los tipos de redes de baja tensión a aplicar en el proyecto se derivan de las redes de distribución primarias de 13,2 kV y se encuentran en la tabla 11.

Tabla 11. Tipo de red de baja tensión.

| Nivel de tensión | Tipo de red |
|------------------------------------|---|
| Red baja tensión rural (240/120 V) | Red aérea monofásica bifilar, conductor AAAC calibres 2 AWG y 4 AWG. |
| | Red aérea monofásica trifilar, conductor AAAC calibres 2 AWG y 4 AWG. |

4.6.3. Acometidas en baja tensión a instalar en los predios beneficiados. Para proyectos de electrificación en zonas rurales, las acometidas en baja tensión se conectan directamente desde la red de distribución secundaria, en el poste más cercano al predio o en el apoyo del transformador, cuando aplique esta configuración, y se realiza mediante conectores de implantación al poste.

La acometida se construirá en cable de cobre concéntrico N° 8 AWG, de acuerdo con los requerimientos técnicos de diseño establecidos, y su llegada al predio es a

través de un tubo conduit galvanizado de 3/4 pulgadas o 19,05 milímetros, que hará la tarea de bajante de la acometida.

En baja tensión, la acometida inicia en la red secundaria desde el poste más cercano al predio, pasa por el medidor y llega al tablero de automáticos de protección de las instalaciones eléctricas internas.

Los tipos de red de la acometida de los usuarios se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Acometida de los usuarios.

| Nivel de tensión | Tipo de red |
|--------------------------------------|---|
| Acometida baja tensión (240 / 120 V) | Red aérea en cable de Cu 8 AWG concéntrico, monofásica bifilar |
| | Red aérea en cable de Cu 8 AWG concéntrico, monofásica trifilar |

4.7. MEDIDORES DE ENERGÍA

Para el presente proyecto, se define la utilización de medidores de energía activa de la siguiente forma y organizado en la tabla 13:

- Veintitrés (23) contadores monofásicos trifilares 2*15(60) A - 120/240 V
- Dieciocho (18) contadores monofásicos bifilares 1*15(60) A - 120 V.

Cada medidor de energía deberá ser instalado en cada vivienda de acuerdo con lo definido para cada usuario beneficiado, adicionalmente se debe contemplar la caja donde se instalará el medidor y un automático de protección de 1x30 A o 2x30 A ubicado antes de este, según el tipo de sistema monofásico bifilar o monofásico trifilar respectivamente, con sistema de bloqueo como lo establece el operador de red, tal como se indica en el diagrama unifilar, mostrado en el anexo S.

Tabla 13. Contadores por tipo de sistema eléctrico del usuario.

| Contador | Tipo de sistema | Cantidad |
|-------------------------------|---------------------|----------|
| Potencia activa 2 x 15 (60) A | Monofásico trifilar | 23 |
| Potencia activa 1 x 15 (60) A | Monofásico bifilar | 18 |

4.8. INSTALACIONES INTERNAS

Las instalaciones eléctricas internas se construirán de acuerdo con las pautas trazadas por el operador de red del sector, específicamente para predios rurales, dando cumplimiento a la adenda rural de la norma ESSA EPM, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y la norma NTC 2050.

La instalación interna cubre tres aspectos por usuario: la instalación de la acometida, la instalación del equipo medidor del consumo de energía y la instalación de las salidas de alumbrado y tomacorrientes en el predio beneficiado.

Las instalaciones eléctricas internas serán construidas en conductores de cobre tipo THW con sus respectivas protecciones a través de tuberías PVC tipo pesado. Se dispondrá de cuatro salidas para alumbrado y dos tomacorrientes en cada vivienda como lo recomienda el operador de red.

La acometida se construirá en cable de cobre concéntrico N° 8 AWG (1x8+8 para la red monofásica bifilar o 2x8+8 para la red monofásica trifilar) y tubo conduit galvanizado de 3/4 pulgadas. El alcance de la acometida del presente proyecto se compone de:

- Acometida en alambre de Cu concéntrico N° 8 AWG, en la caja del medidor.
- Tablero de automáticos de cuatro (4) circuitos.
- Un breaker de protección general de 30 A y 3 kA.
- Un breaker para tomacorrientes y alumbrado general de 20 A y 3 kA.

- Alambre de cobre N° 12 AWG.
- Dos tomacorrientes dobles con polo a tierra de 15 A y 120 V, para carga general.
- Cuatro (4) plafones.
- Cuatro (4) interruptores de 10 A y 120 V.
- Cajas de sobreponer.

5. MEMORIAS DEL DISEÑO ELÉCTRICO

A continuación se muestran los parámetros de diseño obtenidos de acuerdo con la normativa técnica establecida en Colombia y los cálculos eléctricos del diseño de la infraestructura eléctrica requerida para el proyecto.

5.1. PARÁMETROS DE DISEÑO

Los parámetros de diseño eléctrico se establecieron de acuerdo con la normativa técnica vigente en Colombia para este tipo de proyectos.

5.1.1. Tipo de servicio. El tipo de servicio se establece en el diseño eléctrico a implementar con el objeto de definir el comportamiento de la demanda de energía de los predios a los cuales se les va a suministrar el servicio de energía eléctrica.

Entre los tipos de servicio que se referencian en la norma está el servicio residencial urbano, residencial rural, comercial e industrial. Debido a que la zona donde se va a implementar la infraestructura eléctrica es una zona rural, se estableció para el proyecto el tipo de servicio residencial rural y su estrato socioeconómico es bajo.

5.1.2. Factor de potencia. Para el tipo de servicio residencial rural, se prevé que la carga tendrá un factor de potencia no menor al 0,95 en atraso.

5.1.3. Niveles de tensión. De acuerdo con lo establecido en la tabla 2,2 de la norma técnica de la empresa Electrificadora de Santander S.A. E.P.M., y teniendo

en cuenta que la carga a instalar es menor a 500 kVA se definen las tensiones de diseño para el proyecto, mostradas en la tabla 14.

Tabla 14. Niveles de tensión del diseño.

| Nivel de tensión | Valor |
|------------------|-----------|
| Media tensión | 13,2 kV |
| Baja tensión | 240/120 V |

Fuente: Ajustada de la tabla 2,2 de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

5.1.4. Niveles máximos de regulación. Atendiendo las consideraciones establecidas en la adenda rural a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander S.A ESP, la regulación de tensión máxima permitida en las redes de distribución rural es la definida en la tabla 15.

Tabla 15. Niveles de regulación en servicios residenciales rurales.

| Circuito | Valor |
|---|-------|
| Red de media tensión | 3 % |
| Red de baja tensión | 3 % |
| Acometidas | 3 % |
| Alimentador T. Medida – T. Distribución | 2 % |
| Circuito ramal interno | 2 % |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

5.1.5. Pérdidas de potencia y energía. Acorde con la actualización de la adenda rural de la ESSA, las pérdidas de energía máximas permitidas para redes de baja tensión son de 4,65 %, y teniendo en cuenta la tabla 2,4 de la norma técnica ESSA las pérdidas totales de potencia son de 5,50 %. Estos valores se resumen en la tabla 16.

Tabla 16. Pérdidas de potencia y energía.

| Pérdidas de potencia y energía | | |
|---|----------|--------|
| Máximas permitidas para redes de baja tensión | Energía | 4,65 % |
| | Potencia | 5,50 % |

Fuente: Ajustada de la norma y adenda de la ESSA por autores del proyecto.

5.1.6. Demanda máxima. Los valores de demanda máxima según el número de usuarios se definen de acuerdo con lo establecido en la adenda rural de la ESSA, y se muestran en la tabla 17.

Tabla 17. Factores de demanda y demanda máxima del servicio tipo residencial rural.

| Usuarios | Demanda por usuario [kVA/usuario] | Demanda total [kVA] | Criterio ESSA | |
|----------|-----------------------------------|---------------------|------------------------------|---------------------|
| | | | Potencia transformador [kVA] | Porcentaje de carga |
| 1 | 0,80 | 0,80 | 3 | 26,67 % |
| 2 | 0,70 | 1,40 | 3 | 46,67 % |
| 3 | 0,60 | 1,80 | 3 | 60,00 % |
| 4 | 0,60 | 2,40 | 3 | 80,00 % |
| 5 | 0,60 | 3,00 | 3 | 100,00 % |
| 6 | 0,55 | 3,30 | 5 | 66,00 % |
| 7 | 0,55 | 3,85 | 5 | 77,00 % |
| 8 | 0,55 | 4,40 | 5 | 88,00 % |
| 9 | 0,50 | 4,50 | 5 | 90,00 % |
| 10 | 0,50 | 5,00 | 5 | 100,00 % |
| 11 | 0,50 | 5,50 | 10 | 55,00 % |
| 12 | 0,50 | 6,00 | 10 | 60,00 % |
| 13 | 0,50 | 6,50 | 10 | 65,00 % |
| 14 | 0,50 | 7,00 | 10 | 70,00 % |
| 15 | 0,50 | 7,50 | 10 | 75,00 % |
| 16 | 0,50 | 8,00 | 10 | 80,00 % |
| 17 | 0,50 | 8,50 | 10 | 85,00 % |
| 18 | 0,50 | 9,00 | 10 | 90,00 % |
| 19 | 0,50 | 9,50 | 10 | 95,00 % |
| 20 | 0,50 | 10,00 | 10 | 100,00 % |
| 21 | 0,50 | 10,50 | 15 | 70,00 % |
| 22 | 0,50 | 11,00 | 15 | 73,33 % |
| 23 | 0,50 | 11,50 | 15 | 76,67 % |
| 24 | 0,50 | 12,00 | 15 | 80,00 % |
| 25 | 0,50 | 12,50 | 15 | 83,33 % |
| 26 | 0,50 | 13,00 | 15 | 86,67 % |
| 27 | 0,50 | 13,50 | 15 | 90,00 % |
| 28 | 0,50 | 14,00 | 15 | 93,33 % |

| Usuarios | Demanda por usuario [kVA/usuario] | Demanda total [kVA] | Criterio ESSA | |
|----------|-----------------------------------|---------------------|------------------------------|---------------------|
| | | | Potencia transformador [kVA] | Porcentaje de carga |
| 29 | 0,50 | 14,50 | 15 | 96,67 % |
| 30 | 0,50 | 15,00 | 15 | 100,00 % |
| 31 | 0,50 | 15,50 | 20 | 77,50 % |
| 32 | 0,50 | 16,00 | 20 | 80,00 % |
| 33 | 0,50 | 16,50 | 20 | 82,50 % |
| 34 | 0,50 | 17,00 | 20 | 85,00 % |
| 35 | 0,50 | 17,50 | 20 | 87,50 % |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

5.1.7. Impedancias máximas de puesta a tierra. Acorde con la adenda rural de la ESSA, los valores de referencia de la resistencia de puesta a tierra son los definidos en la tabla 18.

Tabla 18. Impedancias de puesta a tierra.

| Tipo de circuito | Valor |
|-------------------------------------|-------------|
| Subestaciones de media tensión | 10 Ω |
| Protección contra rayos | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión | 25 Ω |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

5.1.8. Tipo de red y materiales. La infraestructura eléctrica definida para el proyecto será del tipo aérea - abierta para la red de media tensión y del tipo aérea - cerrada para la red de baja tensión. De acuerdo con lo definido por el operador de red en la adenda rural de la ESSA, el calibre mínimo del conductor a utilizar en este tipo de proyectos en la red de media tensión es ACSR N° 2 AWG.

Para la red de baja tensión, la adenda modificatoria establece que los conductores deben ser trenzados en aluminio AAC o AAAC de calibre mínimo N° 4 AWG. Es de aclarar que el calibre del conductor de la red requerido se debe determinar de acuerdo con la demanda máxima del ramal o circuito, y el porcentaje de regulación y de pérdidas de energía máximos permitidos en la normatividad.

El conductor de la acometida del usuario debe ser en cable de cobre concéntrico dúplex o tríplex, del calibre requerido por la demanda máxima del predio, y el porcentaje de regulación y de pérdidas de energía máximos permitidos en la normatividad.

El material del conductor utilizado de acuerdo al tipo de red se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Tipo de red y materiales.

| Tipo de circuito | Tipo de red | Conductor | |
|--------------------------|-----------------|-----------|---------------|
| Red de media tensión | Aérea / Abierta | ACSR | |
| Red de baja tensión | Aérea / Cerrada | Al | AAAC Trenzado |
| Acometida de la vivienda | Aérea | Cu | Concéntrico |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

5.2. CÁLCULO DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

La regulación de tensión de un sistema eléctrico proyectado se calcula en función de las constantes propias del conductor, la demanda, la tensión de servicio, la distancia entre el punto de alimentación y la carga, como se muestra en la ecuación (1).

$$\text{Reg}_{\text{tramo}} = K * M_{\text{elec_tramo}} \quad (1)$$

Donde:

$\text{Reg}_{\text{tramo}}$ = Regulación del tramo en %.

K = Constante generalizada. Depende de los parámetros internos y externos del conductor a utilizar y de la tensión de línea en servicio en 1/ kVA/m.

$M_{\text{elec_tramo}}$ = Momento eléctrico expresado en función de la carga y la distancia al punto alimentador en kVA*m.

Una vez definido el centro de carga y los diferentes circuitos, se establece la topología de la red de acuerdo con la localización de los usuarios a los cuales se les va a suministrar el servicio de energía eléctrica. Dependiendo del tipo de red que se determine para la red de distribución definida en la topología, se analizan las cargas y se establecen si están balanceadas o desbalanceadas.

En consecuencia, se establece el tipo de red para los diferentes circuitos definidos en la topología del sistema eléctrico a calcular, monofásico bifilar o monofásico trifilar, y dependiendo de esto se aplicará el factor de corrección establecido en la norma, por lo que la ecuación (1) se multiplica por este factor y se obtiene la ecuación (2).

$$\text{Reg}_{\text{tramo}} = F_c * K * M_{\text{elec_tramo}} \quad (2)$$

Donde:

$\text{Reg}_{\text{tramo}}$ = Regulación del tramo en %.

K = Constante generalizada. Depende de los parámetros internos y externos del conductor a utilizar y de la tensión de línea en servicio en 1/ kVA/m.

$M_{\text{elec_tramo}}$ = Momento eléctrico expresado en función de la carga y la distancia al punto alimentador en kVA*m.

F_c = Factor de corrección. Depende del tipo de red seleccionada.

El factor de corrección depende de la red seleccionada y sus valores se definen en la tabla 20.

Tabla 20. Factores de corrección para otras configuraciones.

| Tipo de subestación | Tipo de red | | |
|---------------------|-----------------|--------------|----------------|
| | Monofásica (FN) | Bifilar (FF) | Trifilar (FFN) |
| Monofásica | 8 | 2 | 2 |
| Trifásica | 6 | 2 | 2.25 |

Fuente: Tomada de la norma ESSA EPM.

5.2.1. Cálculo del momento eléctrico. El momento eléctrico se calcula mediante la ecuación (3).

$$M_{\text{elec_tramo}} = L * S_t \quad (3)$$

Donde:

S_t = Demanda máxima diversificada, de cada tramo de red en kVA.

L = Longitud de cada tramo en m.

$M_{\text{elec_tramo}}$ = Momento eléctrico expresado en función de la carga y la distancia al punto alimentador en kVA*m.

5.2.2. Cálculo de la constante generalizada K. La constante generalizada se determina a partir de la constante de regulación, la cual depende de las características del conductor, y de la tensión de servicio del sistema eléctrico en análisis, así como se observa en la ecuación (4).

$$K = \frac{K_g}{V_L^2} \quad (4)$$

Donde:

K = Constante generalizada. Depende de los parámetros internos y externos del conductor a utilizar y de la tensión de línea en servicio en 1/ kVA/m.

K_g = Constante de regulación en $V^2/\text{kVA}/\text{m}$.

V_L = Tensión de línea del sistema en V.

La constante de regulación está en función del material del conductor y del calibre. Los valores requeridos para el cálculo de las diferentes constantes requeridas en el proyecto, se tomaron específicamente:

- Para conductores al aire libre en aluminio ACSR de la norma de la Electrificadora de Santander S.A. E.P.M., de la tabla 3,23.
- Para conductores trenzados dúplex de la norma de las Centrales Eléctricas del Norte de Santander, de la tabla 26.
- Para conductores trenzados tríplex de la norma de las Centrales Eléctricas del Norte de Santander, de la tabla 25.
- Para conductor de cobre suavizado de la norma de las Centrales Eléctricas del Norte de Santander, de la tabla 23.

5.2.3. Cálculo de la regulación. Los cálculos soportes de regulación realizados para la red de baja tensión, requeridos para los diferentes transformadores del proyecto, se muestran en el anexo B.

5.3. CÁLCULO DE REGULACIÓN EN LAS ACOMETIDAS

El cálculo de la regulación de las acometidas en las viviendas tipo, se hace siguiendo la metodología de cálculo de la red de baja tensión, teniendo en cuenta que el tipo de conductor establecido por norma es cobre concéntrico.

5.3.1. Vivienda tipo con sistema monofásico bifilar. La regulación de las viviendas de tipo residencial rural, con sistema monofásico bifilar se muestra en la tabla 21.

Tabla 21. Regulación de tensión en la acometida de la vivienda monofásica bifilar.

| Tramo | Long [m] | Demanda [kVA] | Momento [kVA*m] | Tipo de Red | Conductor | | K | | | | Regulación | |
|-------|----------|---------------|-----------------|-------------|-----------|---------|-------|---------|----|---------|------------|--------|
| | | | | | Mat | Calibre | Kg | V_L^2 | Fc | Valor k | Parcial | Total |
| A | 15 | 0,8 | 12 | FN | Cobre | 1x8+8 | 227,6 | 57.600 | 8 | 0,03161 | 0,3793 | 0,3793 |
| B | 2 | 0,8 | 1,6 | FN | Cobre | 1x8+8 | 227,6 | 57.600 | 8 | 0,03161 | 0,0505 | 0,4298 |
| C | 1 | 0,8 | 0,8 | FN | Cobre | 1x8+8 | 227,6 | 57.600 | 8 | 0,03161 | 0,0252 | 0,4550 |

– En la tabla 22 se observa la identificación de tramos y tipo de acometidas.

Tabla 22. Identificación de tramos y acometidas.

| TRAMO | IDENTIFICACIÓN |
|-------|-----------------------------------|
| A | Red a cruceta |
| B | Cruceta a medidor |
| C | Medidor a tablero de distribución |

– En la tabla 23 se muestra la relación de carga proyectada y características.

Tabla 23. Características de la acometida monofásica bifilar.

| | |
|--------------------------------------|---|
| Demanda máxima - Usuario tipo | 0,8 kVA |
| Tipo de acometida | Red monofásica bifilar en cable Cu concéntrico de (1x8+8) AWG |
| Protección de acometida | Automático atornillable de 1x30 A |

5.3.2. Vivienda tipo con sistema monofásico trifilar. La regulación de las viviendas de tipo residencial rural, con sistema monofásico bifilar se muestra en la tabla 24.

Tabla 24. Regulación de tensión en la acometida de la vivienda monofásica trifilar.

| Tramo | Long [m] | Demanda [kVA] | Momento [kVA*m] | Tipo de Red | Conductor | | K | | | | Regulación | |
|-------|----------|---------------|-----------------|-------------|-----------|---------|-------|--------|----|---------|------------|--------|
| | | | | | Mat | Calibre | Kg | VI2 | Fc | Valor k | Parcial | Total |
| A | 15 | 0,8 | 12 | FFN | Cobre | 2x8+8 | 227,6 | 57.600 | 2 | 0,0079 | 0,0948 | 0,0948 |
| B | 2 | 0,8 | 1,6 | FFN | Cobre | 2x8+8 | 227,6 | 57.600 | 2 | 0,0079 | 0,0126 | 0,1074 |
| C | 1 | 0,8 | 0,8 | FFN | Cobre | 2x8+8 | 227,6 | 57.600 | 2 | 0,0079 | 0,0063 | 0,1137 |

– En la tabla 25 se observa la identificación de tramos y tipo de acometidas.

Tabla 25. Identificación de tramos y acometidas.

| TRAMO | IDENTIFICACIÓN |
|-------|-----------------------------------|
| A | Red a cruceta |
| B | Cruceta a medidor |
| C | Medidor a tablero de distribución |

– En la tabla 26 se muestra la relación de carga proyectada y características.

Tabla 26. Características de la acometida monofásica trifilar.

| | |
|--------------------------------------|--|
| Demanda máxima - Usuario tipo | 0,8 kVA |
| Tipo de acometida | Red monofásica trifilar en cable Cu concéntrico de (2x8+8) AWG |
| Protección de acometida | Automático atornillable de 2x30 A |

5.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y DE POTENCIA

Las pérdidas de energía y de potencia de un sistema eléctrico, son factores de importancia a tener en cuenta en el diseño eléctrico, ya que un valor apreciable de las mismas, implica costos para las empresas operadoras del sistema eléctrico de la zona y una baja calidad del servicio de energía a los usuarios finales. Por lo

anterior se deben respetar por parte de los diseñadores los porcentajes máximos permitidos por los operadores de red en su zona de cobertura.

5.4.1. Pérdidas de potencia por tramo en cada hora. Teniendo en cuenta que para la infraestructura eléctrica de la red de baja tensión proyectada se tiene un sistema monofásico de dos hilos, la ecuación (5) muestra el cálculo de las pérdidas de potencia por tramo en cada hora.

$$(P_{pt} = 2 * r * I^2)_h \quad (5)$$

Donde:

Ppt = Pérdidas de potencia por tramo en cada hora en W.

r = Resistencia del conductor en Ω/km .

I = Corriente máxima del tramo en A.

h = Hora.

El valor de la resistencia del conductor se define dependiendo de su material: si es de tipo cobre duro, aluminio desnudo tríplex o dúplex AAC, y aluminio ACSR para los diferentes calibres a una temperatura de 50 °C. Los valores para los calibres seleccionados se muestran en la tabla 27.

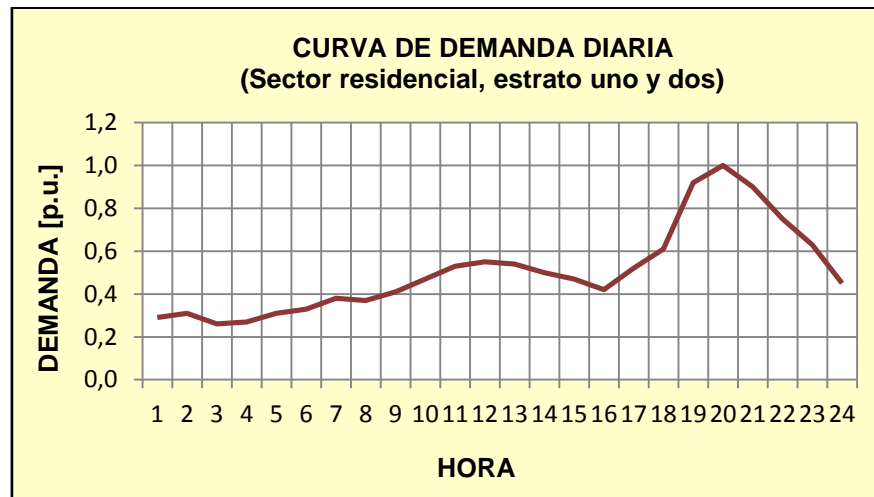
Tabla 27. Resistencia del conductor.

| Material del conductor | Calibres [AWG] | | | Resistencia del conductor [Ω/km] |
|------------------------|----------------|-------|-------|--|
| | 4 | 2 | 1/0 | |
| Cobre duro | 0,865 | 0,543 | 0,432 | |
| Aluminio AAC | 1,364 | 0,857 | 0,54 | |
| Aluminio ACSR | 1,357 | 0,853 | 0,536 | |

Fuente: Adaptada de la norma Codensa por autores del proyecto.

Para hallar las pérdidas de potencia horarias por tramo de acuerdo a la topología establecida para cada uno de los transformadores del proyecto, se parte de que se tiene una carga de tipo residencial rural de estrato 1 y/o 2. Lo anterior, para tomar de referencia la curva de demanda promedio diaria para este tipo de servicio según la norma técnica de la ESSA y definida en la figura 5.

Figura 5. Curva de demanda diaria para estrato 1 y/o 2 del sector residencial.



Fuente: Tomada de la figura A.5 de la norma ESSA.

Por consiguiente, la ecuación (5) se modifica teniendo en cuenta las demandas de cada hora, dando como resultado la ecuación (6) para calcular las pérdidas de potencia por tramo en cada hora.

$$Ppt_h = 2 * \frac{r}{1000} * L * (I_t * D_h)^2 \quad (6)$$

Donde:

Ppt_h = Pérdidas de potencia por tramo en cada hora en W.

L = Longitud del tramo en m.

r = Resistencia del conductor en Ω /km.

- D_h = Demanda promedio en la respectiva hora en p.u.
 I_t = Corriente del tramo en análisis en A.
 t = Tramo.

5.4.2. Pérdidas de potencia por hora. Estas pérdidas corresponden a la sumatoria de las pérdidas de potencia de los tramos en una hora específica. Se representa mediante la ecuación (7).

$$P_h = \sum_t^n P_{pt_h} \quad (7)$$

Donde:

- P_h = Pérdidas de potencia de los tramos en una hora específica en Wh.
 P_{pt_h} = Pérdidas de potencia por tramo en cada hora en W.
 t = Tramos de los ramales del transformador.
 n = Número total de tramos.

5.4.3. Pérdida de energía por hora. Teniendo en cuenta que para la infraestructura eléctrica de la red de baja tensión proyectada se tiene un sistema monofásico de dos hilos, las pérdidas de energía parcial o por hora se calcula de acuerdo con la ecuación (8).

$$P_{e_h} = V_L * I_{T_{max}} * fp * D_h \quad (8)$$

Donde:

- P_{e_h} = Pérdidas de energía por hora en Wh.
 fp = Factor de potencia del sistema.

- V_L = Tensión de línea del sistema en V.
 D_h = Demanda promedio en la respectiva hora en p.u.
 $I_{T_{max}}$ = Corriente total en tramo principal (bajante transformador) en A.
 h = Hora.

5.4.4. Pérdida de potencia. Para el presente caso en análisis donde el servicio es de tipo residencial rural, el valor pico de la demanda se tiene a las 8:00 p.m. de acuerdo con la curva de demanda diaria establecida por la ESSA ESP EPM para usuarios residenciales de estrato bajo.

Las pérdidas de potencia equivalen a la relación entre las pérdidas de potencia en la hora pico, halladas mediante la ecuación (7), y las pérdidas de energía en la misma hora, así como lo muestra la ecuación (9).

$$P_p = \frac{P_{h_{hp}}}{P_{e_{h_{hp}}}} * 100 \quad (9)$$

Donde:

- P_p = Pérdidas de potencia en %.
 P_h = Pérdidas de potencia de los tramos en una hora específica en Wh.
 P_{e_h} = Pérdidas de energía por hora en Wh.
 h_p = Hora pico.

Teniendo en cuenta lo anterior, el valor calculado de pérdidas de potencia para la hora pico obtenido se debe comparar con el valor máximo de pérdidas de potencia permitido por el operador de red, comprobando que su valor sea menor a los 5,5 % que exige.

5.4.5. Pérdidas de energía. Por último, las pérdidas de energía de acuerdo a la topología establecida para cada uno de los transformadores del proyecto, se establecen haciendo la relación entre la sumatoria de las pérdidas de potencia de cada hora y la sumatoria de las pérdidas de energía de cada hora, mostrado en la ecuación (10).

$$P_e = \frac{\sum_{h=1}^{24} P_h}{\sum_{h=1}^{24} P_{e_h}} * 100 \quad (10)$$

Donde:

P_e = Pérdidas de energía en %.

P_h = Pérdidas de potencia de los tramos en una hora específica en Wh.

P_{e_h} = Pérdidas de energía por hora en Wh.

h = Hora.

Teniendo en cuenta lo anterior, el valor calculado de pérdidas de energía acumuladas durante las 24 horas de servicio se debe comparar con el valor máximo de pérdidas de energía permitido por el operador de red, comprobando que su valor sea menor a los 4,65 % que exige la norma.

NOTA:

El desarrollo y resultados de las pérdidas de potencia y pérdidas de energía calculadas para el proyecto, de acuerdo con la topología establecida para cada transformador se muestran en el anexo C.

5.5. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Los valores de demanda máxima a tener en cuenta para la selección de los transformadores del proyecto se definen de acuerdo con lo establecido en la adenda modificatoria rural de la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander S.A ESP, según corresponda con el número de usuarios a suministrar energía.

Como criterio adicional de los diseñadores se establece que la demanda máxima del transformador seleccionado no debe superar el 80 % de la potencia nominal recomendada en la tabla 17 referida en el documento, con el objeto de establecer una reserva del 20 % para la conexión de cargas futuras según se muestra en la tabla 28.

Tabla 28. Selección de la potencia del transformador.

| Demanda máxima kVA ESSA adenda rural | | | | | Criterio diseñador Selección transformador | |
|--------------------------------------|-----------------------------------|---------------------|------------------------------|---------------------|--|---------------------|
| Usuarios | Demanda por usuario [kVA/usuario] | Demanda total [kVA] | Criterio ESSA | | Potencia transformador [kVA] | Porcentaje de carga |
| | | | Potencia transformador [kVA] | Porcentaje de carga | | |
| 1 | 0,80 | 0,80 | 3 | 26,67% | 5 | 16,00% |
| 2 | 0,70 | 1,40 | 3 | 46,67% | 5 | 28,00% |
| 3 | 0,60 | 1,80 | 3 | 60,00% | 5 | 36,00% |
| 4 | 0,60 | 2,40 | 3 | 80,00% | 5 | 48,00% |
| 5 | 0,60 | 3,00 | 3 | 100,00% | 5 | 60,00% |
| 6 | 0,55 | 3,30 | 5 | 66,00% | 5 | 66,00% |
| 7 | 0,55 | 3,85 | 5 | 77,00% | 5 | 77,00% |
| 8 | 0,55 | 4,40 | 5 | 88,00% | 10 | 44,00% |
| 9 | 0,50 | 4,50 | 5 | 90,00% | 10 | 45,00% |
| 10 | 0,50 | 5,00 | 5 | 100,00% | 10 | 50,00% |
| 11 | 0,50 | 5,50 | 10 | 55,00% | 10 | 55,00% |
| 12 | 0,50 | 6,00 | 10 | 60,00% | 10 | 60,00% |
| 13 | 0,50 | 6,50 | 10 | 65,00% | 10 | 65,00% |
| 14 | 0,50 | 7,00 | 10 | 70,00% | 10 | 70,00% |
| 15 | 0,50 | 7,50 | 10 | 75,00% | 10 | 75,00% |

| Demanda máxima kVA ESSA adenda rural | | | | | Criterio diseñador Selección transformador | |
|--------------------------------------|-----------------------------------|---------------------|------------------------------|---------------------|---|---------------------|
| Usuarios | Demanda por usuario [kVA/usuario] | Demanda total [kVA] | Criterio ESSA | | Potencia transformador [kVA] | Porcentaje de carga |
| | | | Potencia transformador [kVA] | Porcentaje de carga | | |
| 16 | 0,50 | 8,00 | 10 | 80,00% | 10 | 80,00% |
| 17 | 0,50 | 8,50 | 10 | 85,00% | 15 | 56,67% |
| 18 | 0,50 | 9,00 | 10 | 90,00% | 15 | 60,00% |
| 19 | 0,50 | 9,50 | 10 | 95,00% | 15 | 63,33% |
| 20 | 0,50 | 10,00 | 10 | 100,00% | 15 | 66,67% |
| 21 | 0,50 | 10,50 | 15 | 70,00% | 15 | 70,00% |
| 22 | 0,50 | 11,00 | 15 | 73,33% | 15 | 73,33% |
| 23 | 0,50 | 11,50 | 15 | 76,67% | 15 | 76,67% |
| 24 | 0,50 | 12,00 | 15 | 80,00% | 15 | 80,00% |
| 25 | 0,50 | 12,50 | 15 | 83,33% | 20 | 62,50% |
| 26 | 0,50 | 13,00 | 15 | 86,67% | 20 | 65,00% |
| 27 | 0,50 | 13,50 | 15 | 90,00% | 20 | 67,50% |
| 28 | 0,50 | 14,00 | 15 | 93,33% | 20 | 70,00% |
| 29 | 0,50 | 14,50 | 15 | 96,67% | 20 | 72,50% |
| 30 | 0,50 | 15,00 | 15 | 100,00% | 20 | 75,00% |
| 31 | 0,50 | 15,50 | 20 | 77,50% | 20 | 77,50% |
| 32 | 0,50 | 16,00 | 20 | 80,00% | 20 | 80,00% |
| 33 | 0,50 | 16,50 | 20 | 82,50% | 25 | 66,00% |
| 34 | 0,50 | 17,00 | 20 | 85,00% | 25 | 68,00% |
| 35 | 0,50 | 17,50 | 20 | 87,50% | 25 | 70,00% |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

A partir del transformador seleccionado, se calculan los parámetros técnicos que permiten seleccionar las protecciones del mismo.

5.5.1. Corriente nominal del devanado primario. La corriente nominal del devanado primario del transformador se calcula mediante la ecuación (11).

$$I_{np} = \frac{S_n}{V_{LP}} * 1000 \quad (11)$$

Donde:

I_{np} = Corriente nominal del devanado primario en A.

S_n = Potencia del transformador en kVA.

V_{LP} = Tensión de línea del devanado primario del transformador en V.

5.5.2. Corriente nominal del devanado secundario. La corriente nominal del devanado secundario del transformador se calcula mediante la ecuación (12).

$$I_{ns} = \frac{S_n}{V_{LS}} * 1000 \quad (12)$$

Donde:

I_{ns} = Corriente nominal del devanado secundario en A.

S_n = Potencia del transformador en kVA.

V_{LS} = Tensión de línea del devanado secundario del transformador en V.

5.5.3. Corriente de cortocircuito. Para determinar las protecciones que debe llevar cada transformador se debe calcular la corriente de cortocircuito. Por consiguiente la corriente de cortocircuito se halla de acuerdo a la ecuación (13).

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z_{cc}} \quad (13)$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en A.

I_n = Corriente nominal del secundario del transformador en A.

Z_{cc} = Impedancia de cortocircuito en %.

Según la norma NTC 532 de diciembre 17 de 1999, la impedancia de cortocircuito para transformadores monofásicos de 5 y 10 kVA es de 3 %.

5.5.4. Protecciones. Los transformadores monofásicos de 5 kVA y 10 kVA seleccionados deben ser auto protegidos y se les debe adicionar antes de este, como medio de seccionamiento, dos cajas cortacircuitos tipo abierto de 15 kV y corriente nominal de 100 A, y como protección particular se le debe instalar un hilo fusible tipo H de capacidad de 1 A para los transformadores de 5 kVA y un hilo fusible tipo H de capacidad de 1 A para los transformadores de 10 kVA, seleccionados en forma selectiva con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente de la potencia nominal del transformador seleccionado.

Como dispositivo adicional de protección contra descargas atmosféricas el transformador auto protegido seleccionado lleva incorporado dos Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS), tipo distribución de 12 kV y de capacidad interruptora de 10 kA.

Tanto los DPS como la carcasa y el neutro del transformador, serán puestos a tierra de acuerdo con las estipulaciones de ESSA ESP, mediante un conductor de cobre número 2 AWG, varilla de cobre electrolítico de 5/8" x 2,4 m y un tubo conduit galvanizado de 1/2".

La impedancia de puesta a tierra deberá cumplir con los valores establecidos en el numeral 2.1.6 de la norma de la Electrificadora de Santander S.A. E.P.M., cálculo de sistemas de puesta a tierra.

5.5.5.4.1. Cajas cortacircuitos. De acuerdo con lo establecido por la norma técnica ESSA ESP, para las acometidas de las redes de media tensión de los transformadores se deben seleccionar como protección contra sobrecarga y

protección por cortocircuitos, cajas cortacircuitos tipo abierto con fusible tipo hilo de acuerdo con la potencia del transformador.

La corriente nominal de los hilos fusibles será el valor normalizado más cercano al valor de la corriente nominal del primario del transformador.

Para protección de redes en media tensión, se permite la utilización de fusibles tipo K, T o H especificados según la norma ANSI C37.42.

Para la adecuada coordinación con fusibles, se debe tener en cuenta en el fusible seleccionado, que el 75 % del tiempo mínimo de fusión del mismo no debe ser inferior al tiempo máximo de despeje de los fusibles instalados aguas abajo para el intervalo de corrientes de falla comunes.

El calibre de los fusibles utilizados debe ser el mismo en todas las fases.

De acuerdo con lo anterior para el cálculo de las protecciones contra sobre corriente en media tensión del presente proyecto, se tiene en cuenta la corriente de cortocircuito, dependiendo de cada una de las cargas de los circuitos correspondientes, y se tiene como referente la tabla de tipos de fusibles establecida en la norma de diseño de redes de distribución de energía eléctrica de EBSA, para seleccionar el más adecuado. Las características de los fusibles seleccionados de acuerdo con la potencia del transformador se muestran en la tabla 29.

Tabla 29. Características del fusible.

| Potencia del transformador [kVA] | Corriente nominal del primario [A] | Corriente del fusible [A] | Tipo de fusible | Reacción | Relación de velocidad (0,1 s / corriente [A]) | Aplicación |
|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------|---|---|
| 5 | 0,38 | 1 | H | Extra rápido | Varía entre 4 para 6 A y 6 para 100 A | Protección por el lado primario de transformadores pequeños y/o en lugares en los que se utilizan equipos electrónicos sensibles o que exijan una protección rápida como hospitales o centros de cómputo. |
| 10 | 0,76 | 1 | | | | |

Fuente: Ajustada de la norma EBSA por autores del proyecto.

Las especificaciones técnicas de las cajas cortacircuitos se toman de la tabla 4.1 definida en la norma ESSA ESP y se resumen en la tabla 30.

Tabla 30. Parámetros de la caja cortacircuitos.

| Parámetros | Unidad | Cortacircuitos |
|---------------------------------------|--------|----------------|
| Tensión de servicio | kV | 13,2 |
| Tensión nominal | kV | 15 |
| Corriente nominal | A | 100 |
| Nivel básico de aislamiento BIL | kV | 110 |
| Tensión sostenida – 60 Hz | kV | 36 |
| Corriente de cortocircuito simétrica | kA | 5 |
| Corriente de cortocircuito asimétrica | kA | 12,5 |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA por autores del proyecto.

5.5.4.2. Dispositivos de Protección contra Sobretensiones DPS. Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán Dispositivos de Protección contra Sobretensión (DPS) tipo distribución. Las especificaciones

técnicas de los DPS seleccionados se toman de la tabla 4.1 definida en la norma ESSA ESP y se resumen en la tabla 31.

Tabla 31. Parámetros del DPS.

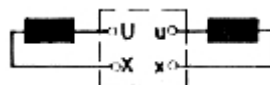
| Parámetros | Unidad | DPS |
|---|--------|------|
| Tensión de servicio | kV | 13,2 |
| Tensión nominal | kV | 12 |
| Nivel básico de aislamiento BIL | kV | 110 |
| Tensión sostenida – 60 Hz | kV | 36 |
| Capacidad nominal de descarga | kA | 10 |
| Máxima tensión de cebado | kV | 68 |
| Factor de puesta a tierra | - | 0,8 |
| Factor de seguridad mínimo de aislamiento | - | 1,4 |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA por autores del proyecto.

5.5.5. Conexión del transformador. El grupo de conexión establecido para transformador monofásico es li0 y su polaridad es sustractiva.

Las características del transformador monofásico se muestran en la tabla 32.

Tabla 32. Conexión del transformador monofásico.

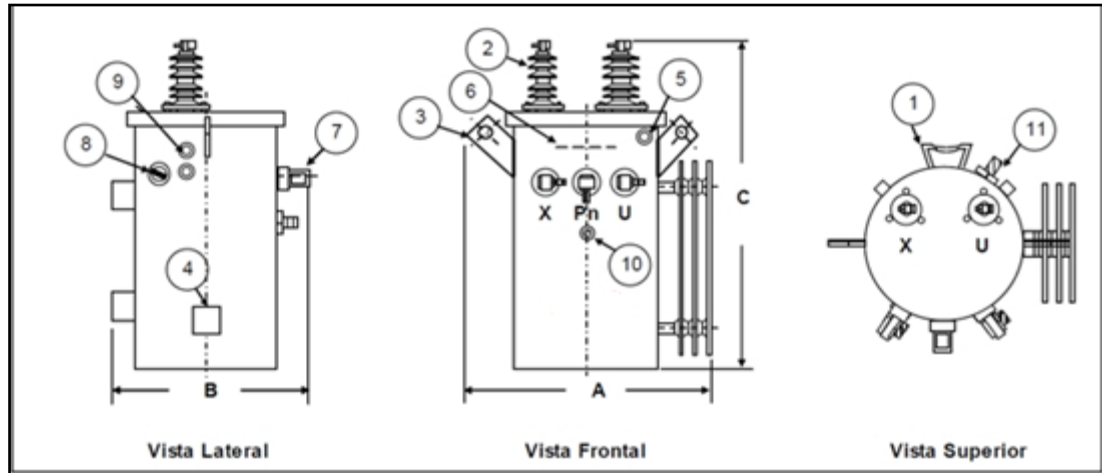
| Transformador monofásico | | | | |
|--------------------------|--|--|---|------------|
| Grupo de conexión | Cuadro de fasores | | Cuadro de conexiones | |
| | Primario | Secundario | Primario | Secundario |
| li0 | $\begin{array}{c} U \\ \\ X \end{array}$ | $\begin{array}{c} u \\ \\ x \end{array}$ |  | |

Fuente: Adaptada de *General Electric, Distribution Transformer Manual* por autores del proyecto.

Las características físicas, el tamaño y las partes constructivas de los transformadores monofásicos de 5 y 10 kVA, en general, se referencian en el catálogo de Tesla.

A continuación en la figura 6 y en la tabla 33 se muestran las características, dimensiones y pesos aproximados.

Figura 6. Tamaño y partes del transformador.



Fuente: Tomada de catálogo de transformadores monofásicos Tesla.

Partes constructivas:

1. Soporte para colgar en poste.
2. Pasatapas Alta Tensión.
3. Dispositivo para izaje.
4. Placa de características.
5. Válvula de alivio de sobrepresión.
6. Nivel de aceite (marcado en interior de tanque).
7. Pasatapas de Baja Tensión
8. Conmutador de derivaciones.
9. Soporte para pararrayos.
10. Terminal de puesta a tierra del neutro.
11. Terminal de puesta a tierra del tanque.

Tabla 33. Dimensiones y pesos aproximados.

| Dimensiones y pesos aproximados | | | | | |
|---------------------------------|--------|--------|--------|-----------|------------|
| Potencia [kVA] | A [mm] | B [mm] | C [mm] | Peso [kg] | Aceite [L] |
| 5 | 550 | 500 | 850 | 84 | 23 |
| 10 | 600 | 550 | 850 | 110 | 30 |

Fuente: Catálogo de transformadores monofásicos Tesla.

NOTA:

El cálculo y selección de transformadores requeridos para el proyecto se muestran en el anexo D.

5.6. SELECCIÓN DE CONTADORES Y ACOMETIDAS

5.6.1. Acometidas en media tensión. El calibre mínimo de los conductores para la red de media tensión y las acometidas de alimentación a los transformadores requeridas, se seleccionan siguiendo lo establecido en el numeral 3.1.12.1 de la norma ESSA, como se muestra en la tabla 34.

Tabla 34. Calibre mínimo para acometida de media tensión.

| Red | Utilización | Instalación | Material | Calibre mínimo [AWG] |
|---------------|-------------|-------------|----------|----------------------|
| Media tensión | Rural | Aérea | ACSR | 2 |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA por autores del proyecto.

5.6.2. Acometidas en baja tensión. Los conductores para las acometidas en baja tensión a utilizar son los siguientes:

- Cable de cobre concéntrico calibre mínimo N° 8 AWG, dúplex o tríplex de acuerdo con lo requerido para la alimentación de los predios.
- Cable de cobre calibre N° 6 AWG para la acometida secundaria de los transformadores.

5.6.3. Contadores. Para el registro del consumo de energía de los predios a beneficiar con el proyecto, se utilizarán medidores de energía activa de medida directa de acuerdo con la norma ESSA, para demandas máximas menores o iguales a 45 kVA y factor de potencia 0,9. Además se tiene en cuenta que:

- Los medidores serán monofásicos bifilares o trifilares dependiendo del tipo de usuario.
- Los medidores están compuestos por una bobina de tensión y una de corriente, su capacidad de corriente normalmente está entre 15 A y 60 A, y serán medidores clase 1 debido al requerimiento del operador de red.

La cantidad de medidores y tipos de acometida a instalar en el proyecto según los tipos de usuarios definidos, se presentan en la tabla 35.

Tabla 35. Medidores y acometidas según tipo de usuario.

| Usuario | Demanda máxima unitaria [kVA] | Tensión [V] | Corriente Máxima [A] | Contador [A] | Cantidad | Requerimientos mínimos del operador de red | | |
|---------------------|-------------------------------|-------------|----------------------|--------------|----------|--|------------|-------|
| | | | | | | Conductor | Protección | Ducto |
| Monofásico bifilar | 0,8 | 120 | 6,667 | 1x15 (60) | 18 | Cu 1X8+8 | 1x30 | 3/4" |
| Monofásico trifilar | 0,8 | 240 | 3,33 | 2x15 (60) | 23 | Cu 2X8+8 | 2x30 | 3/4" |

5.7. LISTADO DE USUARIOS A BENEFICIAR

En la tabla 36 se muestra el tipo de acometida definido para cada usuario a beneficiar por el proyecto, el cual se determinó de acuerdo con los requerimientos técnicos, al tipo de red y a la ubicación de los usuarios dentro de los ramales establecidos en la topología de cada transformador, atendiendo los parámetros técnicos establecidos por la metodología del cálculo de regulación tramo a tramo y los requerimientos técnicos normativos.

Tabla 36. Tipo de acometida de los usuarios.

| Vereda | Transformador | Identificación de usuario | Usuario | Acometida monofásica |
|--------------------|---------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|
| Guarigua Alto | T-EXT 1 | 1 | José de Jesús Zambrano | Trifilar |
| | T-EXT 2 | 2 | Pascual Velásquez | Trifilar |
| | T-EXT 3 | 3 | Luis Eduardo Monsalve | Trifilar |
| | | 4 | José Velásquez | Bifilar |
| | T-N0 | 5 | Leonardo Gómez | Trifilar |
| | T-N1 | 6 | Pedro Pablo Velásquez | Bifilar |
| | | 7 | Rubén Velásquez Caballero | Bifilar |
| | | 8 | Oscar Iván Velásquez | Bifilar |
| | T-EXT 4 | 9 | Pedro Gómez | Trifilar |
| | | 10 | Luis Jesús Velásquez | Trifilar |
| | | 11 | Rosalba Vargas | Bifilar |
| | T-N2 | 12 | Daniel Velásquez | Trifilar |
| | T-N3 | 13 | Rafael Uribe | Bifilar |
| | | 14 | Olinda López Castillo | Bifilar |
| | | 15 | Olidio Avendaño | Bifilar |
| | T-EXT 5 | 16 | Temes Gómez | Trifilar |
| | | 17 | Arnulfo Velazco | Trifilar |
| 18 | | Sergio Gómez | Trifilar | |
| T-N4 | 19 | Eduardo Camacho Arias | Trifilar | |
| T-EXT 6 | 20 | Rosa Elvira Garnica | Trifilar | |
| T-EXT 7 | 21 | Pedro Alonso Garnica | Bifilar | |
| Montecitos Alto | T-N5 | 22 | Juan de Dios Rueda | Trifilar |
| | | 23 | Teresa Porras A. | Bifilar |
| | T-N6 | 24 | Luz Dary González | Trifilar |
| | | 25 | Clementina Higuera | Bifilar |
| | T-N7 | 26 | Carlos Julio Ruíz | Trifilar |
| | T-N8 | 27 | Giovanny Prada | Trifilar |
| | T-EXT 8 | 28 | José del Carmen Vargas | Bifilar |
| | | 29 | Luis Gustavo Vargas | Trifilar |
| 30 | | Lorenzo Vásquez | Bifilar | |
| 31 | | Claudia Vargas | Trifilar | |
| T-EXT 9 | 32 | Eliodoro Pérez Blanco | Bifilar | |
| Alto Campo Hermoso | T-EXT 10 | 33 | Juan de la Cruz Fiallo | Trifilar |
| | T-EXT 10 | 34 | Roso Wandurraga Ayala | Bifilar |
| | T-N9 | 35 | Crisanto Ayala Aguilar | Trifilar |
| | | 36 | José Monroy | Trifilar |
| | | 37 | Querubín Wandurraga | Bifilar |
| | | 38 | Ana del Carmen Ayala | Trifilar |
| | | 39 | Margarita Wandurraga | Bifilar |
| Alto Campo Hermoso | T-EXT 11 | 40 | Jorge Leonardo Ayala | Trifilar |
| | | 41 | Salomón Rueda | Bifilar |

5.8. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Las redes eléctricas de distribución, según lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, deben cumplir con los requerimientos de aislamiento de las partes energizadas para evitar contactos, tanto por disminución en las distancias de seguridad como por el desgaste de los materiales aislantes.

La importancia del correcto dimensionamiento de una red eléctrica respecto a la coordinación del aislamiento radica en:

- Asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica que en cierta forma es una medida de la calidad del servicio, determinada por la duración y frecuencia de las interrupciones por falla del funcionamiento del sistema y sus componentes. Una de las fallas más comunes es la ruptura dieléctrica de los aislamientos de aparatos e instalaciones que integran la red eléctrica.
- Considerar el aumento de tensiones nominales de operación del sistema eléctrico, fundamentado en razones técnico-económicas de utilización óptima de materiales y espacio, ante el crecimiento ininterrumpido de la demanda y el necesario transporte de elevados bloques de potencia.⁹

La norma IEC 71 – 1, IEC 71 – 2, IEC 71 - 3 publicada en el año 1976 define: que “la coordinación de los aislamientos comprende la selección de los niveles de aislación de aparatos y equipos y su implementación en función de las tensiones que puedan aparecer en la red a que dichos equipos están destinados y tomando en consideración las características de los dispositivos de protección disponibles;

⁹ U.T.N. Facultad Regional Rosario – Departamento de Ing. Eléctrica. Cátedra, Transmisión y distribución de la energía eléctrica. Principios para la coordinación de los niveles de aislación de aparatos e instalaciones en redes eléctricas de A.T. Introducción, p.1.

todo ello realizado de modo que se reduzca a un nivel aceptable, desde los puntos de vista técnico y económico”.¹⁰

De acuerdo con los niveles de tensión de servicio del sistema de distribución del proyecto, el nivel de aislamiento a la tensión máxima del sistema, se selecciona según la tabla 5.1 de la norma ESSA y el BIL de la norma CENS como se muestra en la tabla 37.

Tabla 37. Nivel de aislamiento.

| Nivel de tensión de servicio | Nivel de aislamiento [kV] | BIL [kV] |
|------------------------------|---------------------------|----------|
| Baja tensión | 0,6 | 25 |
| Media tensión 13,2 kV | 15 | 95 |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA y norma CENS por autores del proyecto.

Entre los equipos que se utilizan para la coordinación de aislamiento de las redes se tienen los aisladores. Los aisladores pueden ser de vidrio, porcelana, poliméricos y los demás equipos deben resistir las acciones de la intemperie, ofrecer la resistencia mecánica que supere los esfuerzos a que estarán sometidos, tener protección contra corrosión del medio y una carga de rotura mínima del 80 % de la máxima del conductor utilizado, para los aisladores.

5.8.1. Nivel de aislamiento red media tensión. Según la norma ESSA, el nivel básico de aislamiento (BIL) para una tensión nominal del sistema de 13,2 kV, es de 110 kV. Este nivel de aislamiento será tomado como referencia para todos los equipos que formen parte del sistema de distribución, como los cortacircuitos, seccionadores, y los dispositivos de protección contra sobretensiones como se muestra en la tabla 38.

¹⁰ COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL. Coordinación de aislamiento. IEC Publicación 71-1 de 1976.

Tabla 38. Nivel de aislamiento para equipos de media tensión.

| Parámetros | Unidad | Corta circuitos | Seccionadores bajo carga (uso exterior) | DPS |
|---|--------|-----------------|---|------|
| Tensión de servicio | kV | 13,2 | 13,2 | 13,2 |
| Tensión nominal | kV | 15 | 15 | 12 |
| Nivel básico de aislamiento | kV | 110 | 110 | 110 |
| Tensión sostenida – 60 Hz | kV | 100 | 400 | - |
| Corriente de COCI simétrica | kA | 36 | 36 | 36 |
| Corriente de COCI | kA | 5 | 5 | - |
| Asimétrica | kA | 12,5 | 12,5 | - |
| Capacidad nominal de descarga | - | - | - | 10 |
| Máx. tensión de cebado | kV | - | - | 68 |
| Factor de puesta a tierra | - | - | - | 0,8 |
| Factor de seguridad mínimo de aislamiento | - | - | - | 1,4 |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA.

5.8.2. Nivel de aislamiento red baja tensión. Según lo establecido en la norma CENS específicamente en la tabla 2 (Niveles de aislamiento de la misma), se define un valor de aislamiento para baja tensión de 0,6 kV, y un valor del BIL de 25 kV.

Para el proyecto en desarrollo, se tiene en cuenta que el municipio de San Gil se localiza a una altura de 1114 m.s.n.m., lo que por recomendación establecida en el libro de Subestaciones de alta y extra alta Tensión de Mejía y Villegas, se debe corregir el valor del BIL de media tensión a 110 kV y de baja tensión a un valor normalizado de 30 kV, mediante el uso de la ecuación (14).

$$BIL_{\text{correg}} = BIL * e^{\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (14)$$

Donde:

H = Altura sobre el nivel del mar en m.

BIL = Nivel básico de aislamiento en kV.

BIL_{correg} = Nivel básico de aislamiento corregido en kV.

5.9. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Se define como el espacio mínimo que se debe guardar entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado, tales como carreteras, edificaciones, huertas, pastos, bosques, etc., con el objeto de evitar contactos accidentales con las redes eléctricas que puedan generar riesgo de muerte a las personas, que de manera involuntaria se acerquen a las mismas.

Por consiguiente, las normas técnicas del sector eléctrico establecen las distancias verticales que se toman siempre desde el punto energizado más cercano, al lugar de posible contacto, y las distancias horizontales que se toman desde la fase más cercana al sitio de posible contacto.

En la tabla 39, se muestran las distancias mínimas de seguridad que se tienen en cuenta en el presente proyecto.

Tabla 39. Distancias de seguridad.

| Descripción | Tensión nominal entre fases | Distancia [m] |
|--|-----------------------------|---------------|
| Distancia mínima al suelo en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. | 13,2 kV | 5,6 |
| | Menores a 1 kV | 5 |
| Distancia mínima al suelo en bosques, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. | 13,2 kV | 5,6 |
| | Menores a 1 kV | 5 |

| Descripción | Tensión nominal entre fases | Distancia [m] |
|--|--------------------------------|---------------|
| Distancia vertical en cruces con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuados para embarcaciones con altura mayor a 2 m. | 13,2 kV | 5,2 |
| | Menores a 1 kV | 4,6 |
| Distancia vertical sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas. | 13,2 kV | 3,8 |
| | Menores a 1 kV | 0,45 |
| Distancia horizontal a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. | 13,2 kV | 2,3 |
| | Menores a 1 kV | 1,7 |
| Distancias mínimas de seguridad entre cruces de líneas | 13,2 con líneas menores a 1 kV | 1,2 |
| | Entre líneas menores a 1 kV | 0,6 |
| Distancias mínimas de seguridad en cruces con líneas de comunicaciones | 13,2 kV | 1,8 |
| | Menores a 1 kV | 1,2 |

Fuente: Ajustada de norma de la ESSA por autores del proyecto.

5.10. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO FRENTE A RAYOS Y SUS MEDIDAS DE PROTECCIÓN

Nuestro país, Colombia, al estar situada en la zona de confluencia intertropical, presenta una de las mayores actividades de descargas atmosféricas del planeta; de allí la importancia de la protección contra dicho fenómeno.

El artículo 16 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, define a los diseñadores de proyectos eléctricos las medidas para minimizar los riesgos por los efectos del rayo en las instalaciones eléctricas.

5.10.1. Análisis y evaluación del nivel de riesgo. El propósito de la evaluación del nivel de riesgo es la de establecer la necesidad de utilizar un sistema de

protección contra descargas atmosféricas en una estructura dada, y determinar si esta protección debe ser integral.

La evaluación del nivel de riesgo es el aspecto más importante dentro del procedimiento para diseñar un sistema de protección contra rayos y determinante en la selección del nivel de protección. Por esto, en esta evaluación se debe considerar la posibilidad de pérdidas de vidas humanas, pérdida del suministro de energía y otros servicios esenciales¹¹.

Dicho análisis del nivel de riesgo, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, específicamente en su artículo 16, se debe basar en procedimientos establecidos en normas técnicas internacionales como la IEC 62305-2 o la NTC 4552-2.

5.10.1.1. Evaluación del indicador de exposición al rayo. Los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizados para encontrar el valor del indicador de exposición al rayo, son la densidad de descargas a tierra y la corriente pico absoluta promedio, de acuerdo con lo definido en la ecuación (15).

$$I_{\text{rayo}} = 0,7 \text{ DDT} + 0,3 I_{\text{abs}} \quad (15)$$

Donde:

I_{rayo} = Indicador de exposición al rayo.

DDT = Densidad de descargas a tierra en (descargas/km²*año).

I_{abs} = Corriente pico absoluta promedio en kA.

¹¹ EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. Normas de diseño de sistemas de redes de distribución de energía eléctrica. P.37.

El valor de la densidad de descargas a tierra en Bucaramanga y sus alrededores, se obtiene de la norma NTC 4552-1, específicamente de la página 37, y es de 1 (descarga/ (km²*año)).

Además, teniendo en cuenta que los valores máximos de los parámetros de corriente de rayo (NPR) en el nivel de protección IV se reducen al 50 %, con estos valores y mediante la figura A.6 de la norma NTC 4552-1, se obtiene que la corriente pico absoluta promedio en Colombia es de 40 kA.

Obtenidos estos valores y refiriéndonos a la tabla 40, se deduce un indicador de exposición al rayo de nivel MEDIO.

Tabla 40. Indicador de exposición al rayo.

| Densidad de descargas a tierra [Descargas/km ² *año] | Corriente pico absoluta promedio [kA] | | |
|--|--|----------------------------|-----------------------|
| | 40 < I _{abs} | 20 < I _{abs} < 40 | I _{abs} < 20 |
| 30 * DDT | Severo | Severo | Alto |
| 15 * DDT < 30 | Severo | Alto | Alto |
| 5 * DDT < 15 | Alto | Medio | Medio |
| DDT < 5 | Medio | Bajo | Bajo |

Fuente: Adaptada de la tabla 1 de la norma NTC 4552 por autores del proyecto.

5.10.1.2. Evaluación del indicador de gravedad. El indicador de gravedad es calculado mediante la ecuación (16).

$$I_g = I_{USO} + I_T + I_{AA} \quad (16)$$

Donde:

I_g = Indicador de gravedad.

I_{uso} = Es el subindicador relacionado con el uso de la estructura, el cual es obtenido mediante la tabla 3 de la norma NTC 4552 y tiene un valor de 0 para estructuras no habitadas.

I_T = Se refiere al subindicador relacionado con el tipo de estructura, que para el caso es metálica, por lo tanto mediante la tabla 4 de la norma NTC 4552, se obtiene un valor de 0.

I_{AA} = Es el subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura, y para el presente caso, las estructuras de media y baja tensión poseen una altura menor a 25 m y un área menor a 900 m², por lo tanto, de la tabla 5 de la norma NTC 4552, se obtiene un valor de 5.

Finalmente, al reemplazar los valores de los subindicadores en la ecuación 16, se obtiene que el valor del indicador del nivel de gravedad es 5, y mediante la tabla 2 (Indicador de Gravedad) de la NTC 4552, se define que ese valor es considerado como LEVE.

5.10.1.3. Evaluación del riesgo eléctrico. Por medio de los valores hallados en los ítems anteriores, se evalúa el nivel de riesgo eléctrico mediante el uso de la tabla 6 de la NTC 4552. Por consiguiente para un indicador de gravedad LEVE y un indicador de exposición al rayo MEDIO, se obtiene un nivel de riesgo BAJO en las estructuras y redes de media y baja tensión.

De acuerdo con el resultado se establece que el sistema en análisis necesita de un sistema de puesta a tierra según lo establecido en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE y un sistema de protección interno para las acometidas aéreas de acuerdo a la tabla 7 de la NTC 4552.

El sistema de protección interno está conformado por las características mostradas en la tabla 41.

Tabla 41. Tensión al impulso que deben soportar los equipos.

| Nivel de tensión de operación de los equipos [V] | BIL requerido en kV | | | |
|--|---------------------|---------------------------------------|--|--------------------|
| | Contadores | Tableros, interruptores, cables, etc. | Electrodomésticos, herramientas portátiles | Equipo electrónico |
| | IV | III | II | I |
| 120 / 240 | 4 | 2,5 | 1,5 | 0,8 |

Fuente: Adaptada de la tabla 11 de la NTC 4552 por autores del proyecto.

5.11. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA

El análisis de cortocircuito y falla tierra es importante para los sistemas eléctricos debido a que se deben encontrar las características adecuadas para los equipos que cumplen un papel de protección para la red y las personas.

Este análisis sirve para:

- Determinar las capacidades interruptoras de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, entre otros.
- Realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Calcular las mallas de puesta a tierra, y seleccionar los conductores de los alimentadores.

Los valores de la corriente de cortocircuito de falla de la línea a tierra en el punto de conexión, así como el tiempo de despeje de la falla, son suministrados por el operador de red, en el nodo de amarre para redes de media tensión mayores a 34,5 kV proyectadas, para a partir de este punto calcular la corriente de cortocircuito del sistema eléctrico proyectado.

Es de aclarar que para redes de media tensión de 13,2 kV, se toman como referentes las corrientes de cortocircuito para los transformadores a instalar, por lo anterior de acuerdo con esta corriente se seleccionan las protecciones de cada uno de los nuevos transformadores.

5.11.1. Características de los dispositivos de protección. Es necesario conocer los siguientes valores para seleccionar los dispositivos de protección:

5.11.1.1. Corrientes máximas de cortocircuito. Las corrientes máximas de cortocircuito, que determinan el poder de corte (PdC) de los interruptores automáticos, el poder de cierre de los dispositivos de maniobra y los valores que corresponden a un cortocircuito inmediatamente aguas abajo de los bornes del elemento de protección. Todo dispositivo que asegure la protección contra cortocircuitos, debe tener su poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito máxima ($I_{cc\text{-máxima}}$), supuesta en el punto donde está instalado. Se admite un dispositivo que posea un poder de corte inferior, con la condición de que otro aparato protector que tenga el necesario poder de corte sea instalado aguas abajo.

En los conductores, la capacidad de cortocircuito se calcula mediante la ecuación (17). El resultado de esta ecuación debe ser comparado con la corriente de cortocircuito del transformador y verificar que esta última es menor para que el conductor esté protegido.

$$I_{cc} = A * k * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_2 - \lambda}{T_1 - \lambda}\right)}{t_{falla}}} \quad (17)$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de corto circuito de los conductores.

- A = Área del conductor en mm^2 .
- k = Constante. Para cobre equivale 341 y para aluminio 224.
- λ = Temperatura de resistencia cero en $^{\circ}\text{C}$. Equivale a 234°C para cobre y 228°C para aluminio.
- T_1 = Temperatura de operación del conductor en $^{\circ}\text{C}$.
- T_2 = Temperatura máxima permisible en estado de falla. Equivale a 250°C .
- t_{falla} = Tiempo de duración de la falla en s.

– Corrientes de cortocircuito en los transformadores

En los transformadores, la corriente de cortocircuito se calcula utilizando la ecuación (13) referida anteriormente en la sección 5.5.3 del presente documento, teniendo en cuenta que la impedancia del transformador es de 3%. La corriente de cortocircuito del transformador monofásico de 5 kVA es de 12,63 A para el lado de alta tensión (13,2 kV) y de 694,44 A para el lado de baja tensión (240 V). La corriente de cortocircuito del transformador monofásico de 10 kVA es de 25,25 A para el lado de alta tensión (13,2 kV) y de 1388,89 A para el lado de baja tensión (240 V).

– Capacidad de cortocircuito en los conductores

Teniendo en cuenta un tiempo de falla de 0,07 s y una temperatura de operación del conductor de 40°C , se calculan las corrientes de cortocircuitos de los conductores a utilizar en el proyecto:



Para el conductor ACSR N° 2 AWG, se tiene una capacidad máxima de cortocircuito del conductor de 11219,95 A, corriente mayor a la corriente de cortocircuito del transformador y por lo tanto, el conductor seleccionado soporta la corriente máxima de falla.

Para conductores trenzados de aluminio de calibre N° 2 AWG y calibre N° 4 AWG; se tiene una capacidad máxima de cortocircuito de 11219,95 A y de 8417,07 A respectivamente; corrientes mayores a la corriente de cortocircuito por baja tensión del transformador, y por lo tanto, los conductores referenciados soportan la corriente máxima de falla.

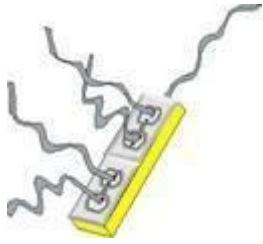


5.12. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN

En general, en el proceso de manejo e interacción con la energía eléctrica lleva implícito un riesgo. Debido a esto, se obliga a prevenir el riesgo de origen eléctrico, sabiendo identificar y valorar las situaciones irregulares. A continuación, en la tabla 42, se muestran los factores de riesgo más comunes establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, sus posibles causas y algunas medidas de protección.

Tabla 42. Riesgos eléctricos y medidas de protección.

| | |
|---|---|
|  | <p>ARCOS ELÉCTRICOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p> |
|  | <p>AUSENCIA DE ELECTRICIDAD</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia y no tener transferencia.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p> |

| | |
|---|--|
|  | <p>CONTACTO DIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.</p> |
|  | <p>CONTACTO INDIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.</p> |
|  | <p>CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p> |
|  | <p>ELECTRICIDAD ESTÁTICA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p> |
|  | <p>EQUIPO DEFECTUOSO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p> |
|  | <p>RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p> |

| | |
|---|---|
|  | <p>SOBRECARGA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones, flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de los interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.</p> |
|  | <p>TENSIÓN DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p> |
|  | <p>TENSIÓN DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p> |

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas RETIE.

De acuerdo con los factores de riesgo más comunes referenciados anteriormente en la tabla 42, se procede a analizar la matriz de riesgos, clasificando el nivel de consecuencia y la frecuencia del factor de riesgo, de acuerdo con el referente establecido en la tabla 9.3 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. El resultado del análisis se muestra en la tabla 43.

Tabla 43. Matriz de riesgo eléctrico.

| Factor de riesgo | Lugar del riesgo | Tipo de riesgo | Posibles causas | Nivel de consecuencia | Frecuencia | Nivel de riesgo |
|-------------------------------|---------------------|----------------|--|-----------------------|------------|-----------------|
| Arco eléctrico | Transformador | Potencial | Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga. | 5 | E | MEDIO |
| Contacto directo baja tensión | Red de baja tensión | Potencial | Negligencia de técnicos, violación de las distancias | 2 | B | MEDIO |

| Factor de riesgo | Lugar del riesgo | Tipo de riesgo | Posibles causas | Nivel de consecuencia | Frecuencia | Nivel de riesgo |
|--------------------------------|--|----------------|--|-----------------------|------------|-----------------|
| | | | mínimas de seguridad. | | | |
| Contacto directo media tensión | Red de media tensión | Potencial | Negligencia de técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. | 5 | E | MEDIO |
| Contacto indirecto | Instalaciones de uso final | Real | Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. | 2 | B | MEDIO |
| Cortocircuito en baja tensión | Red de baja tensión | Real | Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, vientos fuertes, humedad. | 1 | D | BAJO |
| Cortocircuito en media tensión | Red de media tensión | Real | Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, vientos fuertes, humedad. | 3 | B | MEDIO |
| Equipo defectuoso | Red de media tensión o de baja tensión | Potencial | Mal mantenimiento, mala instalación, tiempo de uso, transporte inadecuado. | 2 | E | BAJO |
| Rayos | Red de media tensión o de baja tensión | Potencial | Fallas en el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de protección. | 5 | E | MEDIO |
| Sobrecarga | Red de media tensión o de baja tensión | Potencial | Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores. | 2 | D | BAJO |
| Tensión de contacto | Red de media tensión o de baja tensión | Potencial | Rayos, fallas de aislamiento, fallas a tierras, violación de las distancias de seguridad. | 4 | E | MEDIO |
| Tensión de paso | Red de media tensión o de baja tensión | Potencial | Rayos, fallas de aislamiento, fallas a tierras, violación de las áreas restringidas, demora en el despeje de la falla. | 4 | E | MEDIO |

5.13. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

El cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes se realiza para las redes de media y baja tensión.

5.13.1. Red baja tensión. Para garantizar la seguridad del servicio de energía eléctrica ante fallas de cortocircuitos y sobrecargas se deberán seleccionar interruptores automáticos para baja tensión de acuerdo a la capacidad amperimétrica y el tiempo de despeje de la falla, además del calibre del conductor, siguiendo la tabla 44.

Tabla 44. Resumen de requisitos de los circuitos ramales.

| | Capacidad del circuito | | | | |
|-----------------------------------|------------------------|--------|--------|-------|-------|
| Corriente nominal del circuito | 15 A | 20 A | 30 A | 40 A | 50 A |
| Alambres del circuito | 14 AWG | 12 AWG | 10 AWG | 8 AWG | 6 AWG |
| Protección contra sobre corriente | 15 A | 20 A | 30 A | 40 A | 50 A |

Fuente: Adaptada de la tabla 3.3 de la norma ESSA por autores del proyecto.

Los elementos de protección contra sobre corrientes deben cumplir con los siguientes requisitos:

- La corriente máxima de carga no debe ser superior a la corriente nominal del elemento.
- La capacidad de interrupción del elemento debe ser superior a la máxima corriente de cortocircuito en el lugar de la instalación.
- La corriente mínima de operación del elemento de protección contra sobre corrientes no debe ser superior a la capacidad de corriente del conductor utilizado en el circuito a proteger.

- Capacidad de interrupción en kA.
- En el caso de fusibles se debe indicar si es de acción lenta, rápida o ultrarrápida.

En baja tensión se permite la coordinación con las características de las corrientes de los dispositivos según la norma IEC 60947 – 2. Para los tableros de automáticos de la instalación de uso final se seleccionan interruptores con las especificaciones mostradas en la tabla 45.

Tabla 45. Especificaciones de los interruptores de baja tensión.

| Características | Interruptor seleccionado | Cuadro de distribución final |
|-------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| | | Nivel C |
| I nominal | 1 A | 1 a 100 A |
| Icc | 3 kA | 3 kA a 10 kA |
| Resistencia térmica | Baja | Baja |
| Continuidad de servicio | Normal | Normal |
| Tipo de interruptor | Mini interruptor | Mini interruptor |
| Norma IEC 60947-2 | Para uso doméstico cumple IEC 60989. | Para uso doméstico cumple IEC 60989. |
| Disparo | Magneto-térmico | Magneto-térmico |
| Producto In típica | 1 A | 1 a 125 A |
| Icn | 3 kA | 3 kA a 25 kA |
| Capacidad de limitación | Alta | Alta |

Fuente: Ajustada de la norma IEC 60947-2 por autores del proyecto.

5.13.2. Red media tensión. Todos los alimentadores primarios, ramales, derivaciones y acometidas en media tensión deben poseer protección contra sobre corriente, instalada en el punto de conexión común o de arranque, de acuerdo con lo solicitado por el operador de red.

La corriente de interrupción de los fusibles de protección debe establecerse de acuerdo con la demanda máxima de las cargas a alimentar en cada ramal proyectado en media tensión a construir. Las características de los fusibles utilizados en las redes de media tensión se presentan en la tabla 29 del presente documento.

5.14. CAMPOS ELÉCTRICOS Y CAMPOS MAGNÉTICOS

El campo electromagnético variable se define como una modificación del espacio, debida a la interacción de las fuerzas eléctricas y magnéticas simultáneamente, producidas por un campo eléctrico y uno magnético que varían en el tiempo. Es producido por diferencias de potencial y cargas eléctricas en movimiento y tiene la misma frecuencia de la corriente eléctrica que lo produce.

5.14.1. Cálculo y medición de campos electromagnéticos. Conforme a lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE el cálculo de campos magnéticos, se aplica para líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, o lugares donde se vaya a tener la presencia de personas.

En el caso de líneas de transmisión el campo magnético se debe medir en las zonas de servidumbre en sentido transversal al eje de la misma, y el valor máximo de exposición al público en general sería de 4,16 kV/km.

Para las redes de distribución y uso final, el valor de exposición al público debe medirse a partir de las distancias de seguridad, donde se tenga la posibilidad de permanencia prolongada de personas (hasta 8 horas). Para lugares de trabajo se debe medir en el lugar asignado por la empresa para cumplir el horario habitual de trabajo.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el presente proyecto de electrificación rural no se realizará el cálculo de los campos electromagnéticos debido a que el nivel de tensión es de 13,2 kV.

5.15. CÁLCULO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, está orientado hacia la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética, de esta forma debe estar en capacidad de cumplir con las siguientes funciones:

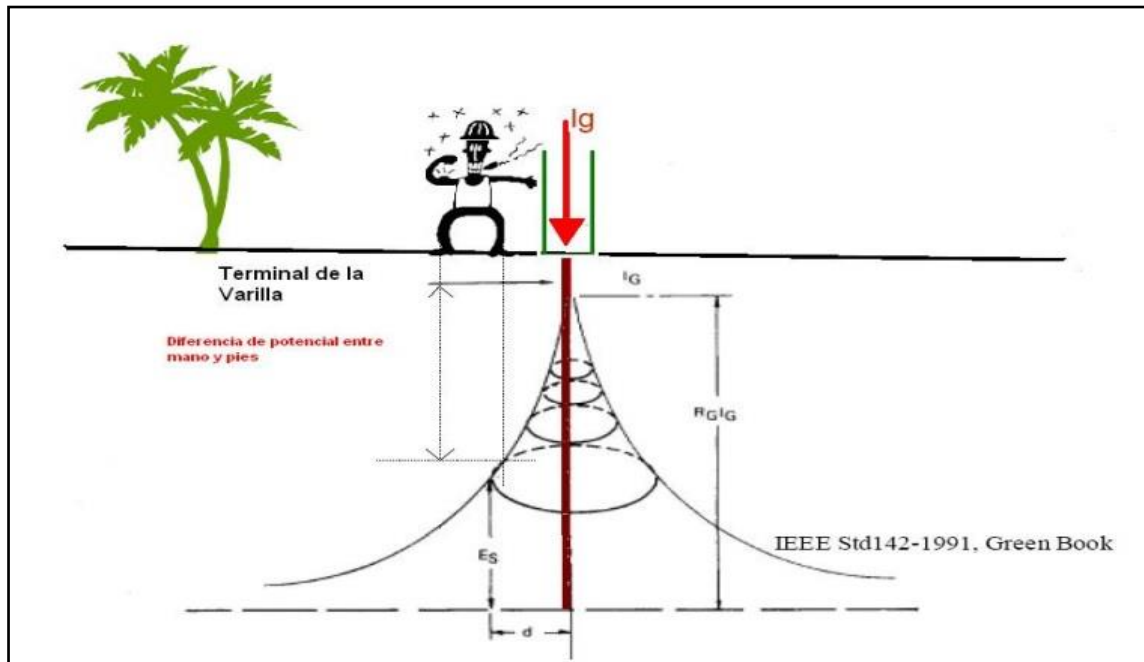
- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia común al sistema eléctrico.
Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y del rayo.
- Transmitir señales de radio frecuencia en onda media y larga.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos¹².

5.15.1. Tensión de contacto. Se define como la tensión que se aplica al cuerpo al tocar un equipo puesto a tierra, estando parado en el suelo, cuando se disipa corriente a tierra en las cercanías¹³. La figura 7 ilustra este concepto.

¹² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución No. 90708 de 30 de agosto de 2013. Artículo 15, sistema de puesta a tierra, p. 75.

¹³ EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. Normas técnicas. RA6-010. Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica. P 14.

Figura 7. Tensión de contacto

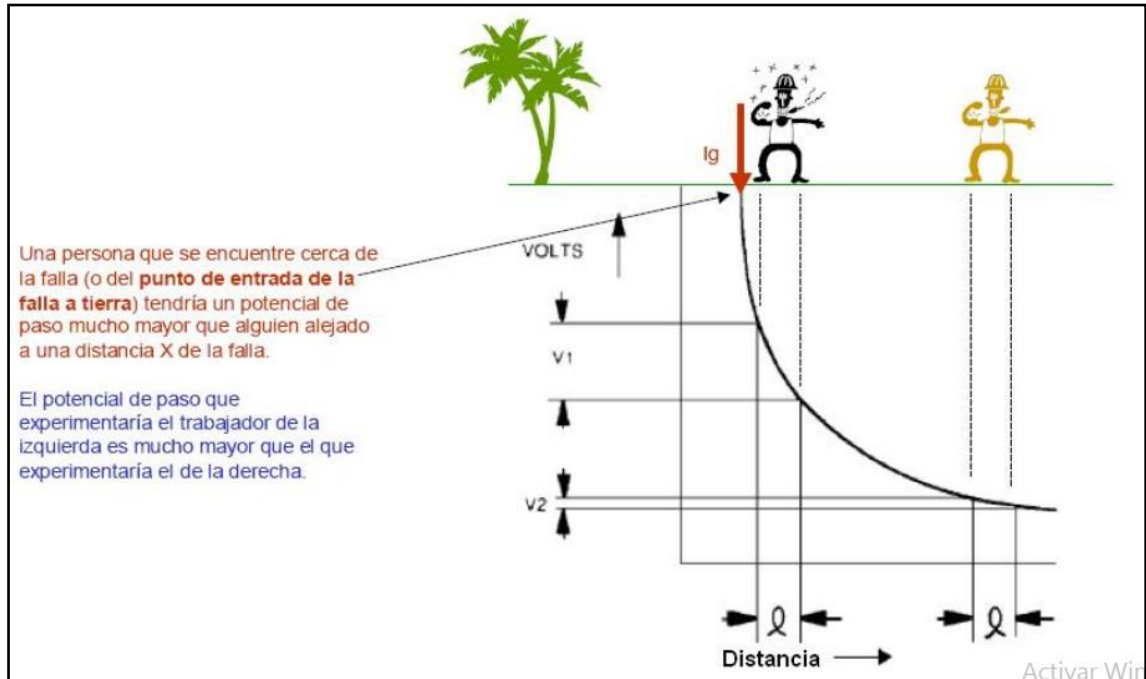


Fuente: Tomada de la norma EPM.

5.15.2. Tensión de paso. Se define como la tensión que se aplica al cuerpo cuando los pies se encuentran a una distancia aproximadamente de 1 m, al disiparse corriente a tierra en las cercanías¹⁴. La figura 8 ilustra este concepto.

¹⁴ EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. Normas técnicas. RA6-010. Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica, junio de 2011, p 14.

Figura 8. Tensión de paso.



Fuente: Tomada de la norma EPM.

5.15.3. Diseño del sistema de puesta a tierra. El diseño del sistema de puesta a tierra para el proyecto se realizará a las subestaciones aéreas de 13,2 kV, construidas en postes. Se les instalará un bajante que conectará sólidamente a tierra los DPS, la carcasa y el neutro del transformador.

Para el diseño se tendrán en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, las corrientes de cortocircuito que se puedan presentar y los tipos de carga a instalar.

Los valores de tensiones de paso y contacto no se calculan debido a que el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE establece su consideración a partir de niveles de tensión mayores 57,5 kV, en subestaciones de media y extra alta tensión.

Para el diseño del sistema de puesta a tierra de los transformadores a instalar en el proyecto, se debe garantizar una impedancia máxima de puesta a tierra de 10 Ω para las subestaciones de distribución de media tensión de 13,2 kV, según lo definido en la tabla 2,5 de la norma ESSA que se muestra en la tabla 46.

Tabla 46. Impedancias máximas de puesta a tierra.

| Descripción | Nivel [kV] | Impedancia máxima [Ω] |
|--------------------------|------------|--------------------------------|
| Subestación distribución | 34,5 | 10 |
| Subestación distribución | 13,2 | 10 |
| Protección contra rayos | 13,2 | 10 |
| | 34,5 | |
| Redes de baja tensión | B.T. | 20 |
| Acometidas | B.T. | 25 |

Fuente: Tomada de la norma ESSA.

5.15.3.1. Características del suelo – resistividad. El municipio de San Gil, de acuerdo con el Plan Básico de Ordenamiento Territorial, se caracteriza por tener suelos infértiles de baja rentabilidad en la producción y terrenos desérticos.

Los estudios geológicos realizados en el municipio establecen que las rocas sedimentarias ocupan un 100 % del área total del municipio, sin embargo, no están presentes las rocas ígneas y las rocas metamórficas. Entre las rocas sedimentarias se encuentran areniscas de grano grueso, algunas calizas y gravas, por lo tanto el tipo de suelo de San Gil es en su mayoría arena arcillosa.

De acuerdo con la tabla 47, para el tipo de suelo ‘arena arcillosa’ se define un valor de 70 Ω/m como valor de la resistividad del suelo.

Tabla 47. Resistividades del suelo según su tipo.

| Tipo de suelo | Resistividad [Ω/m] |
|--|--------------------|
| Pirita, galena, magnetita | 0,000001 – 0.01 |
| Agua de mar | 1 |
| Suelo orgánico | 1 – 50 |
| Arcilla | 1 – 100 |
| Esquisto (roca foliada, se divide fácilmente en lascas) | 10 – 100 |
| Arena o grava | 50 – 1000 |
| Arcenisca (roca constituida por granos adjuntados por un cementante) | 20 – 2000 |
| Piedra caliza, calcita, dolomita | 5 – 10000 |
| Cascajo (75% de piedras de 2 cm de diámetro) | 3000 |
| Cuarzo granito, neis (roca compuesta de cuarzo, mica en lentejuelas y feidepato con estructura en lascas), basalto | 1000 – 10000 |

Fuente: Tomada de la tabla 12,4 del libro Subestaciones de alta y extra alta tensión.

5.15.3.2. Resistencia de puesta a tierra. Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra, se determina la corriente máxima de cortocircuito del sistema eléctrico, que para el caso del proyecto en desarrollo corresponde a la corriente de cortocircuito del transformador, y el tipo de carga de la instalación.


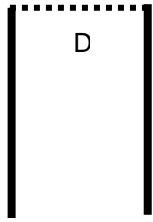
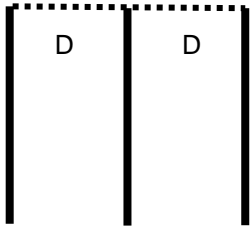
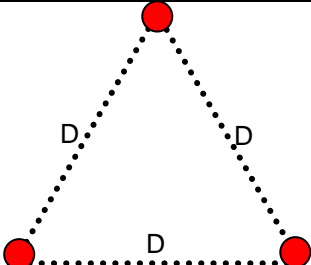
La puesta a tierra se constituye por electrodos de cobre tipo varilla cooperweld de 2,4 m de longitud y 5/8" (16 mm) de diámetro, de acuerdo con lo establecido en la tabla 15,2 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. La varilla de puesta a tierra se instalará de forma vertical por su fácil instalación. Dependiendo de la resistividad del suelo, se necesitará enterrar uno, dos o tres electrodos, para cumplir con el valor de la resistencia de puesta a tierra requerido por la norma para subestaciones eléctricas.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se tendrá en cuenta el método de variación de profundidad de medición resistencia de una o varias varillas, según lo establecido en la norma IEEE 81-1983. Además se asume que el terreno dispuesto para la puesta a tierra es homogéneo.

En la tabla 48 se presentan las configuraciones de acuerdo con el número de electrodos a utilizar y las ecuaciones requeridas para el cálculo de la resistencia de cada una:

- Electrodo vertical simple en la ecuación (18).
- Dos electrodos en línea en la ecuación (19).
- Tres electrodos en línea en la ecuación (20).
- Tres electrodos en triángulo en la ecuación (21).

Tabla 48. Resistencia de la puesta a tierra según la configuración.

| Electrodo vertical simple | | |
|---|--|--------|
|  | $R = \frac{\rho}{2\pi L} * \left(\ln \left(\frac{4L}{r} \right) - 1 \right)$ | (18) |
| Dos electrodos en línea | | |
|  | $R = \left[\frac{\rho}{2\pi L} * \left(\ln \left(\frac{4L}{r} \right) - 1 \right) \right] * \left(\frac{1 + \frac{L}{D}}{2} \right)$ | (19) |
| Tres electrodos en línea | | |
|  | $R = \left[\frac{\rho}{2\pi L} * \left(\ln \left(\frac{4L}{r} \right) - 1 \right) \right] * \left(\frac{2 + \frac{L}{D} - 4 * \frac{L^2}{D^2}}{6 - 7 * \frac{L}{D}} \right)$ | (20) |
| Tres electrodos en triángulo | | |
|  | $R = \left[\frac{\rho}{2\pi L} * \left(\ln \left(\frac{4L}{r} \right) - 1 \right) \right] * \left(\frac{1 + \frac{L}{D} * 2}{3} \right)$ | (21) |

Fuente: Adaptado de IEEE 81-1983 por autores del proyecto.

Donde:

R = Resistencia de conexión a tierra del electrodo vertical en Ω .

ρ = Resistividad del suelo en $\Omega \cdot m$.

L = Longitud del electrodo vertical en m.

r = Radio del electrodo vertical en m.

D = Distancia de separación entre el electrodo vertical y los contrapesos en m.

Además de las diferentes configuraciones de electrodo vertical, para mejorar el sistema de puesta a tierra se podría adicionalmente contemplar el uso de materiales como tierra negra, carbón mineral o vegetal, o hidrosolta, para disminuir el valor de la resistividad del suelo.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los transformadores del proyecto en desarrollo, se establece que el terreno es homogéneo y los valores obtenidos se muestran en la tabla 49 y la tabla 50.

Tabla 49. Sistema de puesta a tierra del transformador de 5 kVA.

| Transformador nuevo de 5 kVA | |
|---|--|
| Parámetros de carga | |
| Potencia | 5 kVA |
| Tensión | 13200/240/120 V |
| Corriente de cortocircuito I_n | 20,83 A |
| Resistencia del terreno | |
| Resistividad del terreno | 53 Ω/m |
| Disposición de los electrodos | Vertical |
| Numero de electrodos | Tres electrodos en línea (Un electrodo y dos electrodos de contrapeso) Características del electrodo seleccionado 5/8" x 2,4 m |
| Longitud del electrodo | 2,4 m |
| Radio del electrodo | 0,008 m |
| Distancia de separación de los electrodos | 10 m |
| Cantidad de hidrosolta | -- |
| Ancho de la zanja | -- |
| Resistencia total | 9,96 Ω |

Tabla 50. Sistema de puesta a tierra del transformador 10 kVA.

| Transformador nuevo de 10 kVA | |
|---|---|
| Parámetros de carga | |
| Potencia | 5 kVA |
| Tensión | 13200/240/120 V |
| Corriente de cortocircuito I_n | 20,83 A |
| Resistencia del terreno | |
| Resistividad del terreno | 53 Ω /m |
| Disposición de los electrodos | Vertical |
| Numero de electrodos | Tres electrodos en línea (Un electrodo y dos electrodos de contrapeso) Características del electrodo seleccionado 5/8" x 2,4 m |
| Longitud del electrodo | 2,4 m |
| Radio del electrodo | 0,008 m |
| Distancia de separación de los electrodos | 10 m |
| Cantidad de hidrosolta | -- |
| Ancho de la zanja | -- |
| Resistencia total | 9,96 Ω |

5.16. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

La selección de los conductores para la red de media tensión del proyecto, desde el punto de vista económico, se realiza teniendo en cuenta el calibre mínimo establecido por norma por el operador de red y la demanda máxima de la red proyectada. Por esta razón, en media tensión se han proyectado conductores de aluminio ACSR N° 2 AWG.

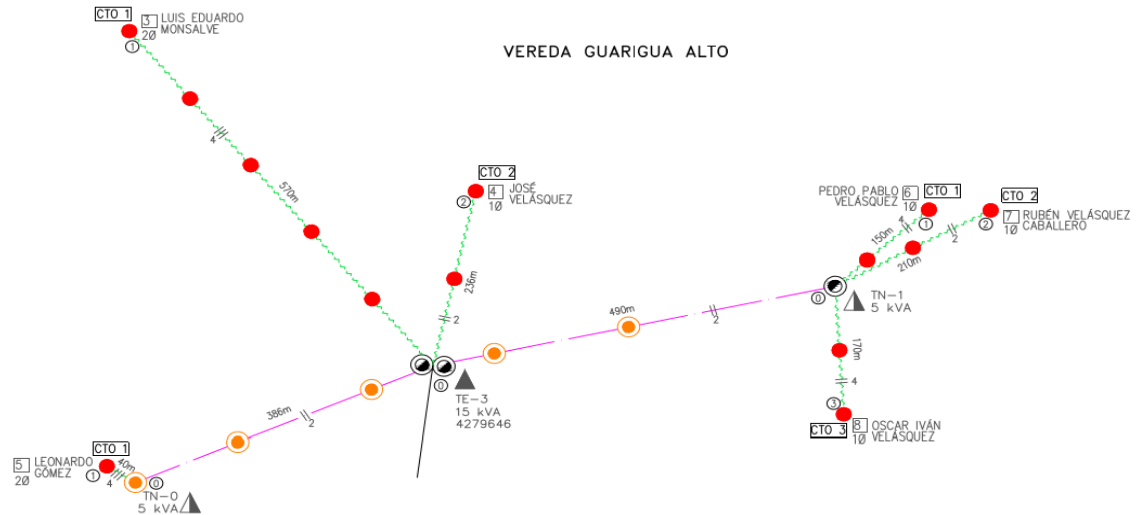
La selección de los conductores para la red de baja tensión, desde el punto de vista económico, se realiza teniendo en cuenta el calibre mínimo del conductor capaz de soportar la demanda de los usuarios a los cuales se les suministrará el servicio de energía, cumpliendo con los parámetros técnicos de demanda máxima, regulación de tensión, pérdidas de potencia y pérdidas de energía establecidos por norma. Por lo que en baja tensión se han proyectado conductores de aluminio trenzado AAAC tríplex o dúplex, en calibre N° 2 AWG o N° 4 AWG según corresponda el caso, debido a que cumplen las características mencionadas

anteriormente y además cumplen con los parámetros estipulados en la tabla de sensibilidad para la selección de conductor económico, del anexo N° 2 de la Adenda Rural de la ESSA.

- Ejemplo de cálculo económico de los conductores de la red de baja tensión del transformador TN-1:

La topología del transformador TN-1, de 5 kVA se muestra en la figura 9.

Figura 9. Diagrama topológico del transformador nuevo 1.



Mediante el cálculo de regulación, de pérdidas de potencia, de pérdidas de energía y por el criterio económico de los conductores circuito 2 del transformador nombrado, es decir, el tramo 0 - 2, se selecciona un cable trenzado dúplex de aluminio AAAC de calibre N° 4 AWG para el tramo.

Cálculos efectuados teniendo en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

- Porcentaje de regulación secundaria máxima del 3 %.
- Costo del Transformador de 5 kVA, \$ 1.086.000.

La comparación de precios entre diferentes tipos de conductores para el caso presentado anteriormente se muestra en la tabla 51.

Tabla 51. Tabla de sensibilidad para la selección del conductor económico.

| Usuarios | Demanda [kVA] | Distancia [m] | Momento [kVA*m] | Cable primario ACSR # 2 | Cable secundario Tríplex #4 | Cable Secundario Dúplex # 4 |
|----------|---------------|---------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 0,8 | 150 | 120 | \$1.483.883 | \$588.599 | \$350.929 |

Fuente: Ajustada de la norma ESSA rural 2014 por autores del proyecto.

6. MEMORIAS DE DISEÑO MECÁNICO

En este capítulo se presenta el soporte técnico y los cálculos mecánicos requeridos para la infraestructura eléctrica aérea a implementar para el proyecto en desarrollo.

6.1. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

En este ítem se referencian los soportes técnicos y los cálculos realizados para la selección de los conductores requeridos en el presente proyecto.

6.1.1. Características físicas de los conductores. Las características físicas de los conductores se usan para verificar la condición del conductor cuando es sometido a diferentes situaciones ambientales, con el objetivo de verificar si su comportamiento es favorable para su uso diario.

Estas características son obtenidas de los datos brindados por los fabricantes en sus catálogos, y en el caso específico, se van a usar los referidos en la tabla 52.

Tabla 52. Características físicas de los conductores.

| NOMBRE | DEFINICIÓN | UNIDADES | SÍMBOLO |
|--|--|--------------------|----------------|
| Carga de ruptura | Máxima tensión que un material puede soportar al ser fraccionado. | kg | Tr |
| Sección transversal | Intersección perpendicular entre un plano y el eje perpendicular del sólido. | mm ² | S |
| Peso del cable por unidad de longitud | Fuerza de la gravedad ejercida sobre un metro de longitud del conductor. | kg/m | P |
| Módulo de elasticidad de cada material del cable | Parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico según la dirección en la que se aplica una fuerza. | kg/mm ² | E _x |
| Coefficiente de dilatación | Coefficiente que mide el cambio relativo de longitud | 1/°C | α _x |

| NOMBRE | DEFINICIÓN | UNIDADES | SÍMBOLO |
|--|---|----------|----------------|
| lineal de cada material del cable | cuando un cuerpo cambia de temperatura provocando una dilatación térmica. | | |
| Diámetro nominal del cable | Línea recta que une dos puntos de la circunferencia del conductor. | mm | d |
| Diámetro de los conductores de cada material del cable | - | mm | d _x |
| Número de hilos de cada material del cable | - | - | n _x |

6.1.1.1. Conductores de media tensión. Para el caso del proyecto en desarrollo, para la red de media tensión se selecciona el conductor establecido en la norma de la Electrificadora de Santander S.A. E.P.M., la cual define un conductor ACSR N° 2 AWG, sus características se muestran en la tabla 53.

Tabla 53. Características de los conductores de media tensión.

| Característica | Unidad | Valor |
|---|--------------------|----------------------|
| Calibre | AWG | 2 |
| Número de hilos de aluminio | - | 6 |
| Número de hilos de acero | - | 1 |
| Diámetro de un hilo de aluminio | mm | 2,67 |
| Diámetro de un hilo de acero | mm | 2,67 |
| Diámetro nominal del conductor | mm | 8 |
| Área total del aluminio | mm ² | 33,64 |
| Área total del acero | mm ² | 5,6 |
| Carga de ruptura | kg | 1293 |
| Peso del conductor | kg/m | 0,136 |
| Módulo de elasticidad del aluminio | kg/mm ² | 7000 |
| Módulo de elasticidad del acero | kg/mm ² | 21000 |
| Coeficiente de dilatación lineal del aluminio | 1/°C | 2,3*10 ⁻⁵ |
| Coeficiente de dilatación lineal del acero | 1/°C | 1,1*10 ⁻⁵ |

Fuente: Adaptada de Procables por autores del proyecto.

6.1.1.2. Conductores de baja tensión. Para el caso del presente proyecto, los conductores seleccionados para la red de baja tensión son conductores de aluminio trenzados dúplex y tríplex de calibres N° 2 AWG y N° 4 AWG.

Son conductores de aluminio aislado con XLPE-UV cableados alrededor del neutro mensajero ACSR, con una tensión máxima de operación de 600 V, una temperatura máxima de operación de 90 °C y su aislamiento es resistente a los efectos del clima y los rayos solares (UV).

Debido a que el neutro es quien soporta los esfuerzos mecánicos, el cálculo mecánico se hace con base en sus características, las cuales se muestran en la tabla 54, tabla 55, tabla 56 y tabla 57 para los conductores trenzados dúplex N° 2 AWG, dúplex N° 4 AWG, tríplex N° 2 AWG y tríplex N° 4 AWG respectivamente.

Tabla 54. Características de los conductores trenzados dúplex N° 2 AWG.

| Característica | Unidad | Valor |
|--|--------------------|----------------------|
| Calibre | AWG | 2 |
| Número de hilos de aluminio | - | 6 |
| Número de hilos de acero | - | 1 |
| Diámetro de un hilo de aluminio | mm | 2,67 |
| Diámetro de un hilo de acero | mm | 2,67 |
| Diámetro nominal del conductor | mm | 17,5 |
| Área total del aluminio | mm ² | 33,64 |
| Área total del acero | mm ² | 5,6 |
| Carga de ruptura | kg | 1291 |
| Peso del conductor | kg/m | 0,267 |
| Módulo de elasticidad del aluminio | kg/mm ² | 7000 |
| Módulo de elasticidad del acero | kg/mm ² | 21000 |
| Coefficiente de dilatación lineal del aluminio | 1/°C | 2,3*10 ⁻⁵ |
| Coefficiente de dilatación lineal del acero | 1/°C | 1,1*10 ⁻⁵ |

Fuente: Adaptada de Procables por autores del proyecto.

Tabla 55. Características de los conductores trenzados dúplex N° 4 AWG.

| Característica | Unidad | VALOR |
|---------------------------------|--------|-------|
| Calibre | AWG | 4 |
| Número de hilos de aluminio | - | 6 |
| Número de hilos de acero | - | 1 |
| Diámetro de un hilo de aluminio | mm | 2,12 |
| Diámetro de un hilo de acero | mm | 2,12 |
| Diámetro nominal del conductor | mm | 14,4 |

| Característica | Unidad | VALOR |
|--|--------------------|----------------------|
| Área total del aluminio | mm ² | 21,14 |
| Área total del acero | mm ² | 3,53 |
| Carga de ruptura | kg | 844 |
| Peso del conductor | kg/m | 0,174 |
| Módulo de elasticidad del aluminio | kg/mm ² | 7000 |
| Módulo de elasticidad del acero | kg/mm ² | 21000 |
| Coefficiente de dilatación lineal del aluminio | 1/°C | 2,3*10 ⁻⁵ |
| Coefficiente de dilatación lineal del acero | 1/°C | 1,1*10 ⁻⁵ |

Fuente: Adaptada de Procables por autores del proyecto.

Tabla 56. Características de los conductores trenzados tríplex N° 2 AWG.

| Característica | Unidad | Valor |
|--|--------------------|----------------------|
| Calibre | AWG | 2 |
| Número de hilos de aluminio | - | 6 |
| Número de hilos de acero | - | 1 |
| Diámetro de un hilo de aluminio | mm | 2,67 |
| Diámetro de un hilo de acero | mm | 2,67 |
| Diámetro nominal del conductor | mm | 20,1 |
| Área total del aluminio | mm ² | 33,64 |
| Área total del acero | mm ² | 5,6 |
| Carga de ruptura | kg | 1291 |
| Peso del conductor | kg/m | 0,398 |
| Módulo de elasticidad del aluminio | kg/mm ² | 7000 |
| Módulo de elasticidad del acero | kg/mm ² | 21000 |
| Coefficiente de dilatación lineal del aluminio | 1/°C | 2,3*10 ⁻⁵ |
| Coefficiente de dilatación lineal del acero | 1/°C | 1,1*10 ⁻⁵ |

Fuente: Adaptada de Procables por autores del proyecto.

Tabla 57. Características de los conductores trenzados tríplex N° 4 AWG.

| Característica | Unidad | Valor |
|--|--------------------|----------------------|
| Calibre | AWG | 4 |
| Número de hilos de aluminio | - | 6 |
| Número de hilos de acero | - | 1 |
| Diámetro de un hilo de aluminio | mm | 2,12 |
| Diámetro de un hilo de acero | mm | 2,12 |
| Diámetro nominal del conductor | mm | 18,7 |
| Área total del aluminio | mm ² | 21,14 |
| Área total del acero | mm ² | 3,53 |
| Carga de ruptura | kg | 844 |
| Peso del conductor | kg/m | 0,282 |
| Módulo de elasticidad del aluminio | kg/mm ² | 7000 |
| Módulo de elasticidad del acero | kg/mm ² | 21000 |
| Coefficiente de dilatación lineal del aluminio | 1/°C | 2,3*10 ⁻⁵ |
| Coefficiente de dilatación lineal del acero | 1/°C | 1,1*10 ⁻⁵ |

Fuente: Adaptada de Procables por autores del proyecto.

6.1.2. Hipótesis de diseño mecánico. Para validar el uso de los conductores, es necesario analizar su comportamiento en diferentes situaciones ambientales. Estas situaciones son representadas mediante hipótesis de condiciones de exposición del conductor y en cada una de ellas se definen tres características: la velocidad del viento, la temperatura y el factor de seguridad.

A continuación, en la tabla 58, se muestran las condiciones ambientales para las hipótesis de diseño mecánico específicas del presente diseño.

Tabla 58. Hipótesis del diseño mecánico.

| Hipótesis | Descripción | Velocidad del viento [km/h] | Temperatura [°C] | Factor de seguridad |
|-----------|-----------------------------|-----------------------------|------------------|---------------------|
| A | Máxima velocidad del viento | 80 | 20 | 2 |
| B | Mínima temperatura | 20 | 15 | 2 |
| C | Condición diaria | 10 | 24 | 5 |
| D | Máxima temperatura | 0 | 32 | - |

6.1.3. Variables necesarias para la ecuación de cambio de estado. A continuación, se muestra cada una de las variables necesarias para el uso de la ecuación de cambio de estado, y así, posteriormente evaluar el comportamiento de los conductores en diferentes situaciones ambientales.

6.1.3.1. Módulo de elasticidad en cables compuestos. En los cables compuestos de conductores de diferentes materiales como el ACSR, es necesario hallar un módulo de elasticidad equivalente por medio de la ecuación (22).

$$E_{ACSR} = \frac{E_{aluminio}S_{aluminio} + E_{acero}S_{acero}}{S_{aluminio} + S_{acero}} \quad (22)$$

Donde:

E_{ACSR} = Módulo de elasticidad del conductor ACSR en kg/mm².

E_{aluminio} = Módulo de elasticidad del aluminio en kg/mm^2 .

E_{acero} = Módulo de elasticidad del acero en kg/mm^2 .

S_{aluminio} = Superficie total del aluminio en mm^2 .

S_{acero} = Superficie total del acero en mm^2 .

Al remplazar los datos de los conductores en la ecuación nombrada se obtienen los resultados mostrados en la tabla 59.

Tabla 59. Módulo de elasticidad de los conductores.

| Conductor | Módulo de elasticidad del aluminio [kg/mm^2] | Módulo de elasticidad del acero [kg/mm^2] | Superficie de aluminio [mm^2] | Superficie de acero [mm^2] | Módulo de elasticidad del conductor [kg/mm^2] |
|-------------------------|---|--|--|---------------------------------------|--|
| ACSR N° 2 AWG | 7000 | 21000 | 33,64 | 5,6 | 8998 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 7000 | 21000 | 33,64 | 5,6 | 8998 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 7000 | 21000 | 21,14 | 3,53 | 9003 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 7000 | 21000 | 33,64 | 5,6 | 8998 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 7000 | 21000 | 21,14 | 3,53 | 9003 |

6.1.3.2. Coeficiente de dilatación lineal en cables compuestos. De la misma manera que el módulo de elasticidad, el coeficiente de dilatación lineal equivalente en cables compuestos de conductores de diferentes materiales se halla por medio de la siguiente ecuación (23).

$$\alpha_{ACSR} = \frac{\alpha_{\text{aluminio}} E_{\text{aluminio}} S_{\text{aluminio}} + \alpha_{\text{acero}} E_{\text{acero}} S_{\text{acero}}}{E_{\text{aluminio}} S_{\text{aluminio}} + E_{\text{acero}} S_{\text{acero}}} \quad (23)$$

Donde:

α_{ACSR} = Coeficiente de dilatación lineal del conductor ACSR en $1/^\circ\text{C}$.

α_{aluminio} = Coeficiente de dilatación lineal del aluminio en $1/^\circ\text{C}$.

α_{acero} = Coeficiente de dilatación lineal del acero en 1/°C.

S_{aluminio} = Superficie total del aluminio en mm².

S_{acero} = Superficie total del acero en mm².

Al remplazar los datos en la ecuación (23), se obtienen los resultados mostrados en la tabla 60.

Tabla 60. Coeficiente de dilatación lineal de los conductores.

| Conductor | Coeficiente de dilatación lineal del aluminio [1/°C] | Coeficiente de dilatación lineal del acero [1/°C] | Módulo de elasticidad del aluminio [kg/mm ²] | Módulo de elasticidad del acero [kg/mm ²] | Superficie de aluminio [mm ²] | Superficie de acero [mm ²] | Coeficiente de dilatación lineal del conductor [1/°C] |
|-------------------------|--|---|--|---|---|--|---|
| ACSR N° 2 AWG | 2,3 * 10 ⁻⁵ | 1,1*10 ⁻⁵ | 7000 | 21000 | 33,64 | 5,6 | 1,9003*10 ⁻⁵ |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 2,3 * 10 ⁻⁵ | 1,1*10 ⁻⁵ | 7000 | 21000 | 33,64 | 5,6 | 1,9*10 ⁻⁵ |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 2,3 * 10 ⁻⁵ | 1,1*10 ⁻⁵ | 7000 | 21000 | 21,14 | 3,53 | 1,8995*10 ⁻⁵ |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 2,3 * 10 ⁻⁵ | 1,1*10 ⁻⁵ | 7000 | 21000 | 33,64 | 5,6 | 1,9003*10 ⁻⁵ |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 2,3 * 10 ⁻⁵ | 1,1*10 ⁻⁵ | 7000 | 21000 | 21,14 | 3,53 | 1,8995*10 ⁻⁵ |

6.1.3.3. Carga de rotura por unidad de área. La carga de rotura aparente se halla mediante la ecuación (24).

$$t_r = \frac{T_r}{S} \quad (24)$$

Donde:

t_r = Carga de rotura aparente del conductor en kg/mm².

T_r = Carga de rotura del conductor en kg.

S = Superficie del conductor en mm².

Según los fabricantes, a continuación se muestran las diferentes cargas de rotura, las superficies y la carga de rotura por unidad de área para cada conductor al remplazar los valores mencionados en la ecuación (24). Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 61.

Tabla 61. Cargas de rotura y superficies de los conductores.

| Conductor | Carga de rotura [kg] | Superficie [mm ²] | Carga de rotura por unidad de área [kg/mm ²] |
|-------------------------|----------------------|-------------------------------|--|
| ACSR N° 2 AWG | 1293 | 50,27 | 25,72 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 1291 | 50,27 | 25,68 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 844 | 32,17 | 26,24 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 1291 | 50,27 | 25,68 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 844 | 32,17 | 26,24 |

6.1.3.4. Peso por unidad de área. El peso aparente se halla mediante la ecuación (25).

$$w = \frac{P}{S} \quad (25)$$

Donde:

w = Peso del conductor por unidad de área en kg/m/mm².

P = Peso total del conductor en kg/m.

S = Superficie del conductor en mm².

Según los fabricantes, en la tabla 62 se muestran el peso total de cada conductor, la superficie donde se soporta cada peso (la superficie total del conductor en el

caso de media tensión y la superficie del neutro para conductores trenzados en baja tensión) y el peso por unidad de área correspondiente al reemplazar los valores en la ecuación (25).

Tabla 62. Peso total de los conductores.

| Conductor | Peso total [kg/m] | Superficie [mm ²] | Peso total por unidad de área [kg/m/mm ²] |
|-------------------------|-------------------|-------------------------------|---|
| ACSR N° 2 AWG | 0,136 | 50,27 | 0,00271 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 0,267 | 50,27 | 0,00531 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 0,174 | 32,17 | 0,00541 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 0,398 | 50,27 | 0,00792 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 0,282 | 32,17 | 0,00877 |

6.1.3.5. Presión ejercida por el viento. La presión ejercida por el viento viene dada por la ecuación (26) y los resultados se plasman en la tabla 63.

$$P_v = 0.0042V_v^2d \quad (26)$$

Donde:

P_v = Presión del viento en kg/m.

V_v = Velocidad del viento en km/h

d = Diámetro del conductor en m.

Tabla 63. Presión ejercida por el viento en los conductores.

| Conductor | Presión del viento en la hipótesis A [kg/m] | Presión del viento en la hipótesis B [kg/m] | Presión del viento en la hipótesis C [kg/m] | Presión del viento en la hipótesis D [kg/m] |
|-------------------------|---|---|---|---|
| ACSR N° 2 AWG | 0,21504 | 0,01344 | 0,00336 | 0 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 0,47040 | 0,02940 | 0,00735 | 0 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 0,38707 | 0,02419 | 0,00605 | 0 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 0,54029 | 0,03377 | 0,00844 | 0 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 0,50266 | 0,03142 | 0,00785 | 0 |

6.1.3.5. Factor de sobrecarga. Mediante la ecuación (27) se realiza el cálculo del factor de sobrecarga de cada conductor en cada tipo de hipótesis. Se representa mediante el símbolo m_x donde x corresponde a cada hipótesis. Los resultados se muestran en la tabla 64.

$$m_x = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{v_x}}{P}\right)^2} \quad (27)$$

Donde:

x = Hipótesis del diseño mecánico. Toma valores de A, B, C o D.

m_x = Factor de sobrecarga en la hipótesis x.

P_{v_x} = Presión del viento en la hipótesis x, en kg/m.

P = Peso total del conductor en kg/m.

Tabla 64. Factor de sobrecarga de los conductores en cada hipótesis.

| Conductor | Factor de sobrecarga en la hipótesis A (m_A) | Factor de sobrecarga en la hipótesis B (m_B) | Factor de sobrecarga en la hipótesis C (m_C) | Factor de sobrecarga en la hipótesis D (m_D) |
|------------------|--|--|--|--|
| ACSR N° 2 AWG | 1,87 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Neutro dúplex N° | 2,03 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |

| Conductor | Factor de sobrecarga en la hipótesis A (m _A) | Factor de sobrecarga en la hipótesis B (m _B) | Factor de sobrecarga en la hipótesis C (m _C) | Factor de sobrecarga en la hipótesis D (m _D) |
|-------------------------|--|--|--|--|
| 2 AWG | | | | |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 2,44 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 1,69 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 2,04 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |

6.1.3.7. Carga máxima. Tensión máxima que soporta la línea teniendo en cuenta el factor de seguridad mínimo, se halla como se indica en la ecuación (28).

$$t_{\max} = \frac{t_r}{FS_{\min}} \quad (28)$$

Donde:

t_{\max} = Tensión máxima en kg/mm².

t_r = Carga de rotura aparente del conductor en kg/mm².

FS_{\min} = Factor de seguridad mínimo del conductor.

Se establece a criterio del diseñador que el factor de seguridad mínimo del conductor tiene un valor de 2, debido a que en las condiciones de esfuerzo mecánico máximo, se asigna este valor de factor de seguridad.

La tensión máxima soportada por cada conductor se muestra en la tabla 65 al remplazar los valores de la ecuación (28).

Tabla 65. Carga máxima de los conductores por unidad de área.

| Conductor | Carga de rotura [kg/mm ²] | Carga máxima [kg/mm ²] |
|------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 25,72 | 12,86 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 25,68 | 12,84 |

| Conductor | Carga de rotura [kg/mm ²] | Carga máxima [kg/mm ²] |
|-------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 26,24 | 13,12 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 25,68 | 12,84 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 26,24 | 13,12 |

6.1.3.8. Vano crítico. Teniendo en cuenta los datos de las hipótesis A y B, además de los valores hallados anteriormente, se calcula el vano crítico a través de la ecuación (29) y por medio de este se permite suponer la hipótesis dominante.

$$a_c = \frac{t_{\text{máx}}}{w} \sqrt{\frac{24\alpha(\theta_A - \theta_B)}{m_A^2 - m_B^2}} \quad (29)$$

Donde:

a_c = Vano crítico en m.

θ_A = Temperatura en la hipótesis A en °C.

θ_B = Temperatura en la hipótesis B en °C.

α = Coeficiente de dilatación lineal del conductor en 1/°C.

$t_{\text{máx}}$ = Tensión máxima en kg/mm².

w = Peso del conductor por unidad de área en kg/m/mm².

m_A = Factor de sobrecarga en la hipótesis A.

m_B = Factor de sobrecarga en la hipótesis B.

Remplazando las variables por los valores que se han obtenido se obtiene la longitud del vano crítico de cada conductor y su resultado se muestra en la tabla 66.

Tabla 66. Vano crítico de cada conductor

| Conductor | Peso del conductor [kg/m/mm ²] | Tensión máxima [kg/mm ²] | Coefficiente de dilatación lineal [1/°C] | Temperatura en la hipótesis A [°C] | Temperatura en la hipótesis B [°C] | Factor de sobrecarga en la hipótesis A | Factor de sobrecarga en la hipótesis B | Vano crítico [m] |
|-------------------------|--|--------------------------------------|--|------------------------------------|------------------------------------|--|--|------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 0,00271 | 12,86 | 19,003E-6 | 20 | 15 | 1,87 | 1,00 | 144 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 0,00531 | 12,84 | 19,003E-6 | 20 | 15 | 2,03 | 1,01 | 66 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 0,00541 | 13,12 | 18,995E-6 | 20 | 15 | 2,44 | 1,01 | 52 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 0,00792 | 12,84 | 19,003E-6 | 20 | 15 | 1,69 | 1,00 | 57 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 0,00877 | 13,12 | 18,995E-6 | 20 | 15 | 2,04 | 1,01 | 40 |

Se resalta que el vano crítico del conductor dúplex N° 2 AWG es mayor que el del conductor dúplex N° 4 AWG aunque el último sea más liviano. Esto se debe a que la carga de rotura al igual que el área del primero es mayor que la del segundo. De igual manera sucede para los conductores tríplex.

6.1.3.9. Parámetro h. Es la relación entre la tensión de trabajo del conductor, que generalmente es el 20 % de la tensión de rotura del mismo y el peso del conductor. La ecuación (30) permite calcular este parámetro.

$$h = \frac{0,2 * T_r}{P} \quad (30)$$

Donde:

h = Parámetro en m.

T_r = Carga de rotura del conductor en kg.

P = Peso total del conductor en kg/m.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 67.

Tabla 67. Parámetro h.

| Conductor | Peso total del conductor [kg/m] | Carga de rotura del conductor [kg] | Parámetro h [m] |
|-------------------------|---------------------------------|------------------------------------|-----------------|
| ACSR N° 2 AWG | 0,136 | 1293 | 1901 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 0,267 | 1291 | 967 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 0,174 | 844 | 970 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 0,398 | 1291 | 649 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 0,282 | 844 | 599 |

6.1.3.10. Vano regulador. La ecuación (31) permite el cálculo del vano regulador ideal. Para efecto de los cálculos del presente proyecto, el vano regulador se tomará un 10 % más corto.

$$a_r = \sqrt{f_{m\acute{a}x} * 8 * h} \quad (31)$$

Donde:

a_r = Vano regulador en m.

$f_{m\acute{a}x}$ = Flecha máxima permitida en m. Es la diferencia entre la longitud libre del poste ($0,9 * H_{\text{poste}} - 0,6$) y la distancia mínima de seguridad.

h = Parámetro en m.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 68.

Tabla 68. Vano regulador.

| Conductor | Parámetro h [m] | Flecha máxima [m] | Vano regulador [m] |
|-------------------------|-----------------|-------------------|--------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 1901 | 4,6 | 238 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 967 | 1,6 | 100 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 970 | 1,6 | 100 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 649 | 1,6 | 82 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 599 | 1,6 | 79 |

6.1.3.11. Hipótesis dominante. Seguidamente, al hallar los valores del vano crítico (a_c) y del vano regulador (a_r), se evalúa la hipótesis dominante mediante el siguiente criterio:

- Si $a_r > a_c$, domina la hipótesis A.
- Si $a_r < a_c$, domina la hipótesis B.

Por lo que en la tabla 69 se comparan las hipótesis para cada conductor y se determina la dominante.

Tabla 69. Hipótesis dominante.

| Conductor | Vano regulador [m] | Vano crítico [m] | Hipótesis dominante |
|-------------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 238 | 144 | A |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 100 | 66 | A |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 100 | 52 | A |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 82 | 57 | A |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 79 | 40 | A |

6.1.4. Ecuación de cambio de estado. Esta ecuación nos permite analizar las variaciones en la tensión y en la flecha debido a la dilatación o contracción del conductor por cambios de temperatura.

El cambio de estado está dado por la ecuación (32). La condición 1 hace referencia a la hipótesis inicial de la cual se conoce la tensión del conductor, y la condición 2 hace referencia a la hipótesis final a la cual se le está calculando el valor de la tensión del conductor.

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B \quad (32)$$

$$A = \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{a_r^2 * w^2 * m_1^2 * E}{24t_1^2} \quad (33)$$

$$B = \frac{a_r^2 * w^2 * m_2^2 * E}{24} \quad (34)$$

Donde:

t_2 = Tensión del conductor en la condición 2 en kg/mm². Resulta de despejar la ecuación (32).

- A = Constante hallada mediante la ecuación (33).
- B = Constante hallada mediante la ecuación (34).
- a_r = Vano regulador en m.
- θ_1 = Temperatura en la condición 1 en °C.
- θ_2 = Temperatura en la condición 2 en °C.
- α = Coeficiente de dilatación lineal del conductor en $1/^\circ\text{C}$.
- E = Módulo de elasticidad del conductor en kg/mm^2 .
- t_1 = Tensión del conductor en la condición 1 en kg/mm^2 . Se halla dividiendo la carga de rotura del conductor entre el factor de seguridad de la condición.
- w = Peso del conductor por unidad de área en kg/m/mm^2 .

La metodología que se sigue para aplicar la ecuación del cambio de estado es la que se da a continuación:

- Definir la hipótesis de la condición 1 y sus parámetros.
- Definir la hipótesis de la condición 2 y sus parámetros.
Hallar la tensión del conductor en la condición 1 mediante la relación entre la tensión de rotura del conductor y el factor de seguridad de la hipótesis en la condición.
- Hallar la tensión del conductor en la condición 2, despejándola de la ecuación de cambio de estado al reemplazar los parámetros mencionados.
- Hacer la relación entre la tensión del conductor de la condición 2 y su tensión de rotura. Comprobar si este valor es mayor que el factor de seguridad dado en la hipótesis de la condición 2. Si esto se cumple, la hipótesis dominante es la usada como condición 1, si no, se tienen que analizar de forma inversa las condiciones.

6.1.4.1. Validación de la hipótesis A respecto a la hipótesis C. En este caso, la hipótesis A se selecciona como condición 1 debido a los resultados obtenidos en

la tabla 69, y como condición 2 se elige la hipótesis C. Los resultados del análisis de la ecuación de cambio de estado para estas condiciones se presentan en la tabla 70.

Tabla 70. Validación de la hipótesis A respecto a la hipótesis C.

| Conductor | Tensión del conductor en la condición 1 [kg/mm ²] | A | B | Tensión del conductor en la condición 2 [kg/mm ²] | Factor de seguridad hallado | Factor de seguridad mínimo | Hipótesis dominante |
|-------------------------|---|-------|--------|---|-----------------------------|----------------------------|---------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 12,86 | -8,89 | 155,65 | 10,34 | 2,49 | 5 | C |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 12,84 | -9,52 | 106,14 | 10,48 | 2,45 | 5 | C |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 13,12 | -8,62 | 110,52 | 9,77 | 2,68 | 5 | C |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 12,84 | -9,43 | 158,17 | 10,79 | 2,38 | 5 | C |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 13,12 | -8,09 | 179,04 | 9,91 | 2,65 | 5 | C |

Debido a que ninguno de los factores de seguridad hallados es mayor al factor de seguridad de la hipótesis C, se procede a evaluar de forma inversa las hipótesis.

6.1.4.2. Validación de la hipótesis C respecto a la hipótesis A. Para este caso, la hipótesis C se selecciona como condición 1 debido a los resultados obtenidos en la tabla 70, y como condición 2 se elige la hipótesis A. Los resultados del análisis de la ecuación de cambio de estado para estas condiciones se presentan en la tabla 71.

Tabla 71. Validación de hipótesis C respecto a la hipótesis A.

| Conductor | Tensión del conductor en la condición 1 [kg/mm ²] | A | B | Tensión del conductor en la condición 2 [kg/mm ²] | Factor de seguridad hallado | Factor de seguridad mínimo | Hipótesis dominante |
|-------------------------|---|-------|--------|---|-----------------------------|----------------------------|---------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 5,14 | 0,05 | 544,47 | 8,15 | 3,16 | 2 | C |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 5,14 | -1,80 | 435,27 | 8,23 | 3,12 | 2 | C |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 5,25 | -1,92 | 656,63 | 9,38 | 2,80 | 2 | C |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 5,14 | 0,17 | 449,45 | 7,60 | 3,38 | 2 | C |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 5,25 | 0,57 | 747,29 | 8,89 | 2,95 | 2 | C |

De la tabla 71, se observa que se cumple con el factor de seguridad mínimo requerido en la hipótesis A, por lo tanto se define la hipótesis C como dominante.

6.1.4.3. Cálculo de la tensión en la hipótesis de máxima temperatura. En este caso, la hipótesis C se selecciona como condición 1 debido a los resultados obtenidos en la tabla 71, y como condición 2 se elige la hipótesis D para encontrar la tensión del conductor y con esta la máxima flecha. Los resultados del análisis de la ecuación de cambio de estado para estas condiciones se presentan en la tabla 72.

Tabla 72. Cálculo de la tensión en la hipótesis D.

| Conductor | Tensión del conductor en la condición 1 [kg/mm ²] | A | B | Tensión del conductor en la condición 2 [kg/mm ²] | Factor de seguridad hallado |
|-------------------------|---|------|--------|---|-----------------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 5,14 | 2,10 | 155,56 | 4,76 | 5,40 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 5,14 | 0,25 | 106,06 | 4,65 | 5,52 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 5,25 | 0,14 | 110,38 | 4,75 | 5,52 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 5,14 | 2,23 | 158,10 | 4,76 | 5,40 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 5,25 | 2,62 | 178,90 | 4,88 | 5,37 |

6.1.4.4. Tensiones del conductor en cada hipótesis. De acuerdo a los cálculos realizados al aplicar la ecuación de cambio de estado, las tensiones resultantes en cada hipótesis se muestran en la tabla 73.

Tabla 73. Tensiones del conductor en cada hipótesis en kg.

| Conductor | Hipótesis de máximo esfuerzo mecánico [kg] | Hipótesis de condición diaria [kg] | Hipótesis de máxima temperatura [kg] |
|-------------------------|--|------------------------------------|--------------------------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 409,6 | 258,6 | 239,3 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 413,6 | 258,2 | 233,8 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 471,5 | 168,8 | 238,9 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 382,1 | 258,2 | 239,2 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 446,8 | 168,8 | 245,4 |

6.1.5. Cálculo de la flecha para cada hipótesis. El cálculo de la flecha se hace siguiendo los siguientes pasos.

6.1.5.1. Cálculo del parámetro H. La ecuación (35) permite el cálculo del parámetro H.

$$H_x = \frac{t_x}{w * m_x} \quad (35)$$

Donde:

x = Tipo de hipótesis (A, B, C o D).

H_x = Parámetro en m.

t_x = Tensión calculada para cada hipótesis mediante la ecuación de cambio de estado en kg/mm².

m_x = Factor de sobrecarga de cada hipótesis.

Los resultados para cada hipótesis se muestran en la tabla 74.

Tabla 74. Parámetro H para cada hipótesis.

| Conductor | Peso del conductor por unidad de área [kg/m/mm ²] | Tensión del conductor en la hipótesis A [kg/mm ²] | Tensión del conductor en la hipótesis C [kg/mm ²] | Tensión del conductor en la hipótesis D [kg/mm ²] | Parámetro H en la hipótesis A [m] | Parámetro H en la hipótesis C [m] | Parámetro H en la hipótesis D [m] |
|-------------------------|---|---|---|---|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 0,00271 | 8,15 | 5,14 | 4,76 | 1609,74 | 1900,89 | 1759,44 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 0,00531 | 8,23 | 5,14 | 4,65 | 764,61 | 966,67 | 875,49 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 0,00541 | 9,38 | 5,25 | 4,75 | 711,05 | 969,53 | 878,64 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 0,00792 | 7,60 | 5,14 | 4,76 | 569,46 | 648,60 | 600,91 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 0,00877 | 8,89 | 5,25 | 4,88 | 496,10 | 598,35 | 556,94 |

6.1.5.2. Cálculo del parámetro h. Este parámetro se calcula al despejar de la ecuación (36) la variable h_x .

$$H_x = h_x * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_x}\right) \quad (36)$$

Donde:

x = Tipo de hipótesis (A, B, C o D).

H_x = Parámetro en m.

h_x = Parámetro en m.

a_r = Vano regulador en m.

Los resultados del parámetro h para cada hipótesis se muestran en la tabla 75.

Tabla 75. Parámetro h para cada hipótesis.

| Conductor | Vano regulador [m] | Parámetro H_A [m] | Parámetro H_C [m] | Parámetro H_D [m] | Parámetro h_A [m] | Parámetro h_C [m] | Parámetro h_D [m] |
|-------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 238 | 1609,74 | 1900,89 | 1759,44 | 1605,33 | 1897,15 | 1755,40 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 100 | 764,61 | 966,67 | 875,49 | 762,97 | 965,38 | 874,05 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 100 | 711,05 | 969,53 | 878,64 | 709,27 | 968,23 | 877,21 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 82 | 569,46 | 648,60 | 600,91 | 567,98 | 647,30 | 599,51 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 79 | 496,10 | 598,35 | 556,94 | 494,53 | 597,05 | 555,54 |

6.1.5.3. Cálculo de la flecha. El cálculo de la flecha se hace mediante la diferencia entre los parámetros H y h obtenidos en las tablas 74 y 75 respectivamente. Los valores de flecha para cada hipótesis se muestran en la tabla 76.

Tabla 76. Flecha en cada hipótesis.

| Conductor | Flecha en la hipótesis A [m] | Flecha en la hipótesis C [m] | Flecha en la hipótesis D [m] |
|-------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 4,42 | 3,74 | 4,04 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 1,64 | 1,30 | 1,43 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 1,77 | 1,30 | 1,43 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 1,48 | 1,30 | 1,40 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 1,57 | 1,30 | 1,40 |

– Cálculo de la flecha vertical

La flecha vertical se halla mediante la ecuación (37) y la ecuación (38).

$$f_v = f * \cos \delta \quad (37)$$

Donde:

f_v = Flecha vertical en m.

f = Flecha en m.

δ = Ángulo entre el vértice del conductor y el apoyo en °.

$$\cos \delta = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{P_{vx}}{P}\right)^2}} \quad (38)$$

Donde:

P = Peso total del conductor en kg/m.

P_{vx} = Presión del viento en kg/m, para cada hipótesis.

Sin embargo, al reemplazar la ecuación (38) en la ecuación (37), se obtiene la ecuación (39).

$$f_{vx} = \frac{f}{m_x} \quad (39)$$

Donde:

f_{vx} = Peso total del conductor en kg/m.

m_x = Factor de sobrecarga de cada hipótesis.

f = Flecha en m.

Por lo tanto, las flechas verticales calculadas se muestran en la tabla 77. Se resalta que estas flechas son menores a la flecha máxima establecida

previamente, es decir, cumplen con los requisitos exigidos en el vano regulador definido.

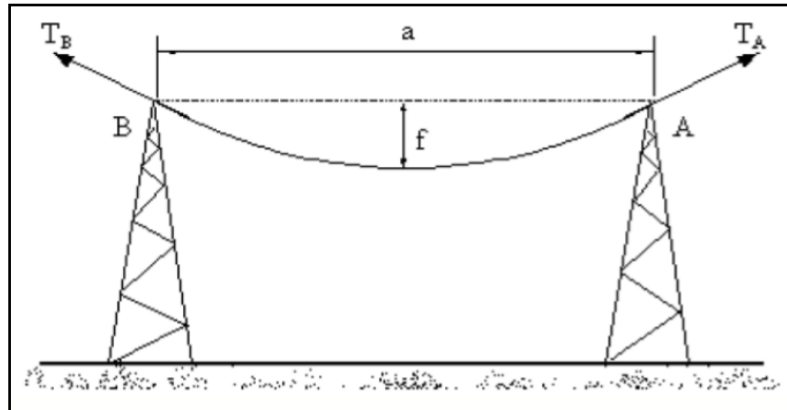
Tabla 77. Flecha vertical en cada hipótesis.

| Conductor | Flecha vertical en la hipótesis A [m] | Flecha vertical en la hipótesis C [m] | Flecha vertical en la hipótesis D [m] |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| ACSR N° 2 AWG | 2,36 | 3,73 | 4,04 |
| Neutro dúplex N° 2 AWG | 0,81 | 1,30 | 1,43 |
| Neutro dúplex N° 4 AWG | 0,73 | 1,30 | 1,43 |
| Neutro tríplex N° 2 AWG | 0,88 | 1,30 | 1,40 |
| Neutro tríplex N° 4 AWG | 0,77 | 1,30 | 1,40 |

6.1.6. Ecuación de la catenaria. La catenaria es la curva formada por un conductor de peso uniforme sujeto entre dos puntos. La ecuación de la catenaria se aplica teniendo en cuenta que el tramo del cable no es sometido a fuerzas diferentes a la de la gravedad.

El vano o distancia horizontal entre dos apoyos consecutivos es representado mediante la letra 'a' y la flecha que es la distancia vertical máxima entre la curva de equilibrio y la recta imaginaria que une los dos apoyos, se representa mediante la letra 'f', como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Dibujo de la catenaria.



Fuente Tomada de tecun.com

La catenaria se calcula mediante la ecuación (40).

$$y = h * \cosh\left(\frac{x}{h}\right) - h \quad (40)$$

Donde:

y = Catenaria en m

h = Parámetro en m.

x = Variable horizontal en m.

6.1.6.1. Ecuación de la catenaria en la condición de máxima temperatura.

Reemplazando los valores obtenidos previamente en la ecuación (40) para cada tipo de conductor y desplazándolos en dirección positiva una distancia igual a la distancia mínima de seguridad, presentada en la norma ESSA, de 5,6 para el conductor de las redes de media tensión y 5 para los conductores de las redes de baja tensión, se obtienen las ecuaciones finales (41), (42), (43), (44) y (45) para trazar las curvas en caliente o en la condición de máxima temperatura.

– Conductor ACSR N° 2 AWG

$$y = 1755,40 * \left(\cosh\left(\frac{x}{1755,40}\right) - 1 \right) + 5,6 \quad (41)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 2 AWG

$$y = 874,05 * \left(\cosh \left(\frac{x}{874,05} \right) - 1 \right) + 5 \quad (42)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 4 AWG

$$y = 877,21 * \left(\cosh \left(\frac{x}{877,21} \right) - 1 \right) + 5 \quad (43)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 2 AWG

$$y = 599,51 * \left(\cosh \left(\frac{x}{599,51} \right) - 1 \right) + 5 \quad (44)$$

- Conductor trenzado dúplex tríplex N° 4 AWG

$$y = 555,54 * \left(\cosh \left(\frac{x}{555,54} \right) - 1 \right) + 5 \quad (45)$$

6.1.6.2. Ecuación de la catenaria de distancia a tierra. Reemplazando los valores obtenidos previamente en la ecuación (40) para cada tipo de conductor, se obtienen las ecuaciones (46), (47), (48), (49) y (50), para trazar las curvas de distancia a tierra.

- Conductor ACSR N° 2 AWG

$$y = 1755,40 * \left(\cosh \left(\frac{x}{1755,40} \right) - 1 \right) \quad (46)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 2 AWG

$$y = 874,05 * \left(\cosh \left(\frac{x}{874,05} \right) - 1 \right) \quad (47)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 4 AWG

$$y = 877,21 * \left(\cosh \left(\frac{x}{877,21} \right) - 1 \right) \quad (48)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 2 AWG

$$y = 599,51 * \left(\cosh \left(\frac{x}{599,51} \right) - 1 \right) \quad (49)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 4 AWG

$$y = 555,54 * \left(\cosh \left(\frac{x}{555,54} \right) - 1 \right) \quad (50)$$

6.1.6.3. Ecuación del pie de apoyo. Reemplazando nuevamente los valores obtenidos previamente en la ecuación (40) para cada tipo de conductor y corriéndolos una distancia igual a la flecha máxima o flecha vertical en la condición de máxima temperatura, en dirección negativa, se obtienen las ecuaciones (51), (52), (53), (54) y (55) para dibujar las curvas del pie de apoyo de las estructuras.

- Conductor ACSR N° 2 AWG

$$y = 1755,40 * \left(\cosh \left(\frac{x}{1755,40} \right) - 1 \right) - 4,04 \quad (51)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 2 AWG

$$y = 874,05 * \left(\cosh \left(\frac{x}{874,05} \right) - 1 \right) - 1,43 \quad (52)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 4 AWG

$$y = 877,21 * \left(\cosh \left(\frac{x}{877,21} \right) - 1 \right) - 1,43 \quad (53)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 2 AWG

$$y = 599,51 * \left(\cosh \left(\frac{x}{599,51} \right) - 1 \right) - 1,40 \quad (54)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 4 AWG

$$y = 555,54 * \left(\cosh \left(\frac{x}{555,54} \right) - 1 \right) - 1,40 \quad (55)$$

6.1.6.4. Ecuación de la catenaria en la condición de mínima temperatura.

Finalmente, reemplazando los valores obtenidos previamente en la ecuación (40) para cada tipo de conductor y corriéndolas una distancia cualquiera en dirección positiva con el fin de plasmar la flecha mínima y dibujar la curva en frío o de mínima temperatura, se obtienen las ecuaciones (56), (57), (58), (59) y (60).

- Conductor ACSR N° 2 AWG

$$y = 1605,33 * \left(\cosh \left(\frac{x}{1605,33} \right) - 1 \right) + 40 \quad (56)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 2 AWG

$$y = 762,97 * \left(\cosh \left(\frac{x}{762,97} \right) - 1 \right) + 20 \quad (57)$$

- Conductor trenzado dúplex N° 4 AWG

$$y = 709,27 * \left(\cosh \left(\frac{x}{709,27} \right) - 1 \right) + 20 \quad (58)$$

- Conductor trenzado dúplex tríplex N° 2 AWG

$$y = 567,98 * \left(\cosh \left(\frac{x}{567,98} \right) - 1 \right) + 20 \quad (59)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 4 AWG

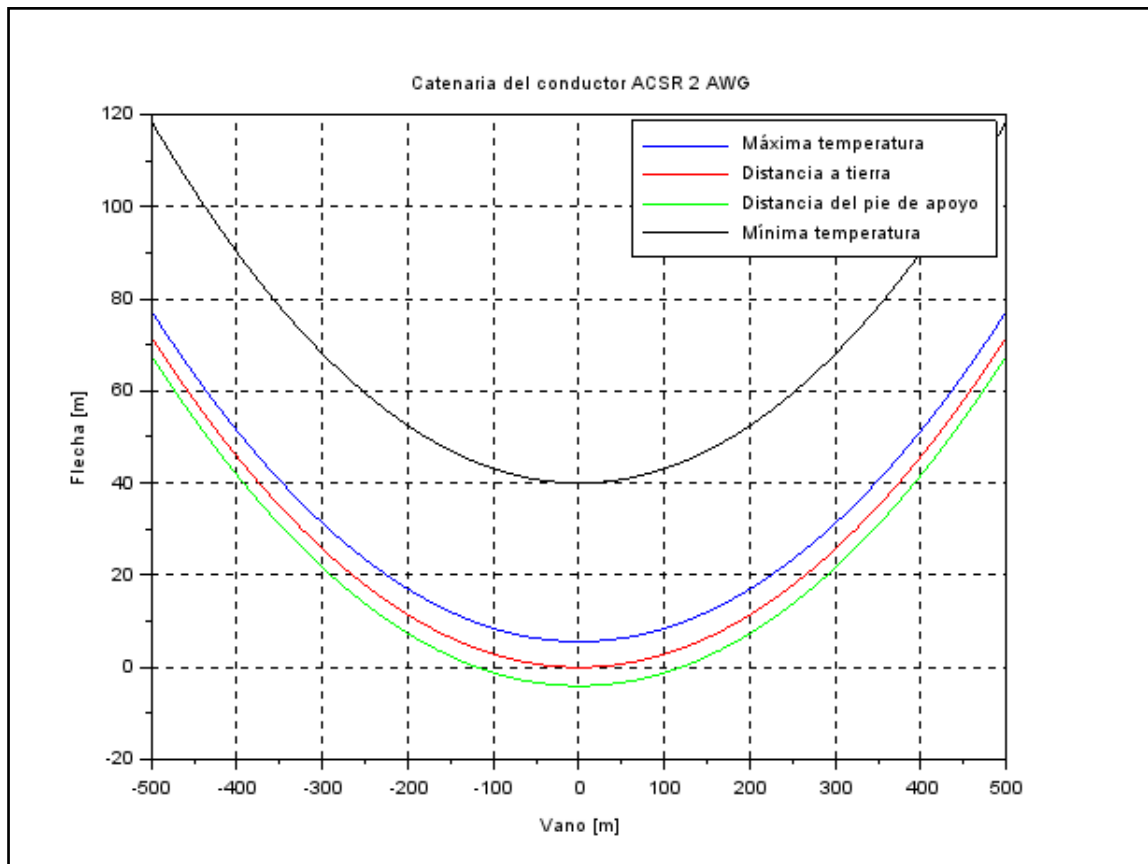
$$y = 494,53 * \left(\cosh \left(\frac{x}{494,53} \right) - 1 \right) + 20 \quad (60)$$

6.1.7. Curva de la catenaria. Las gráficas de las catenarias en las diferentes condiciones obtenidas mediante la aplicación de las ecuaciones referenciadas según el tipo de conductor se muestran en:

- La figura 11 Curva de la catenaria conductor ACSR N° 2 AWG.
- La figura 12 Curva de la catenaria conductor dúplex N° 2 AWG.
- La figura 13 Curva de la catenaria conductor dúplex N° 4 AWG.
- La figura 14 Curva de la catenaria conductor tríplex N° 2 AWG.
- La figura 15 Curva de la catenaria conductor tríplex N° 4 AWG.

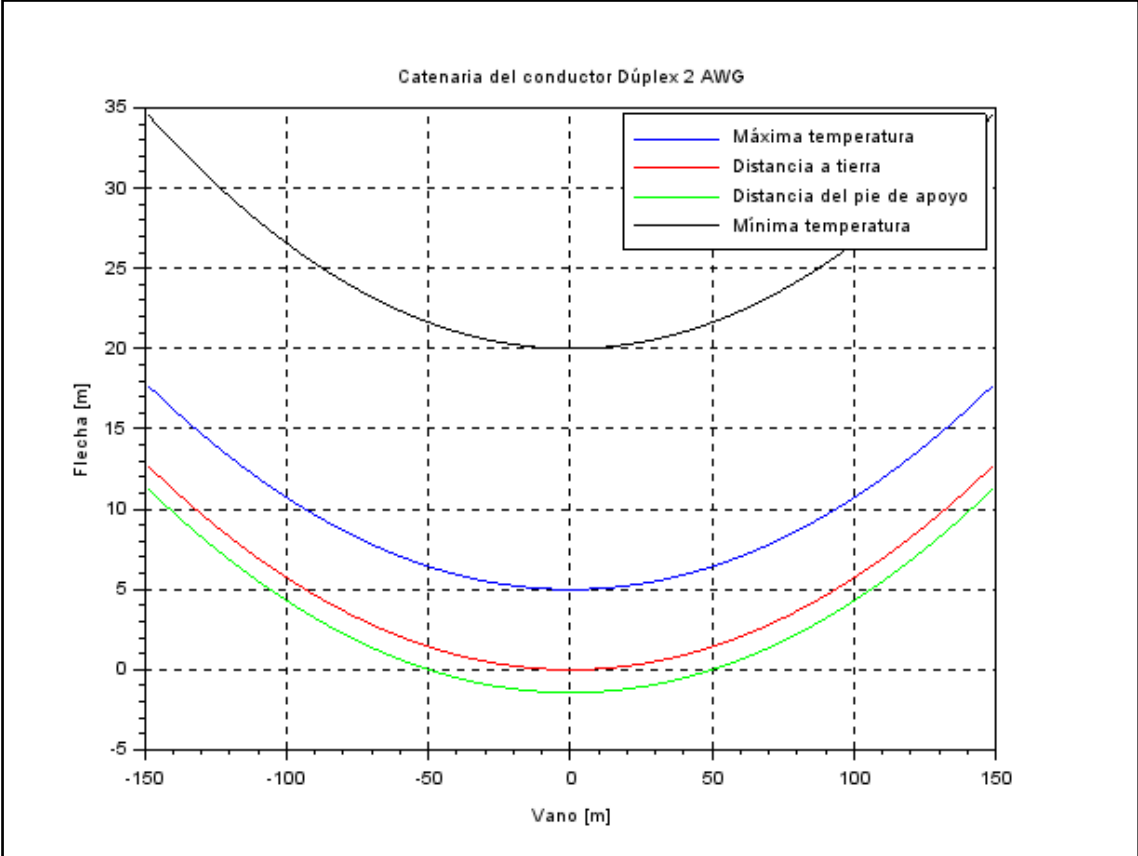
6.1.7.1. Curva de la catenaria conductor ACSR N° 2 AWG

Figura 11. Curva de la catenaria del conductor ACSR N° 2 AWG.



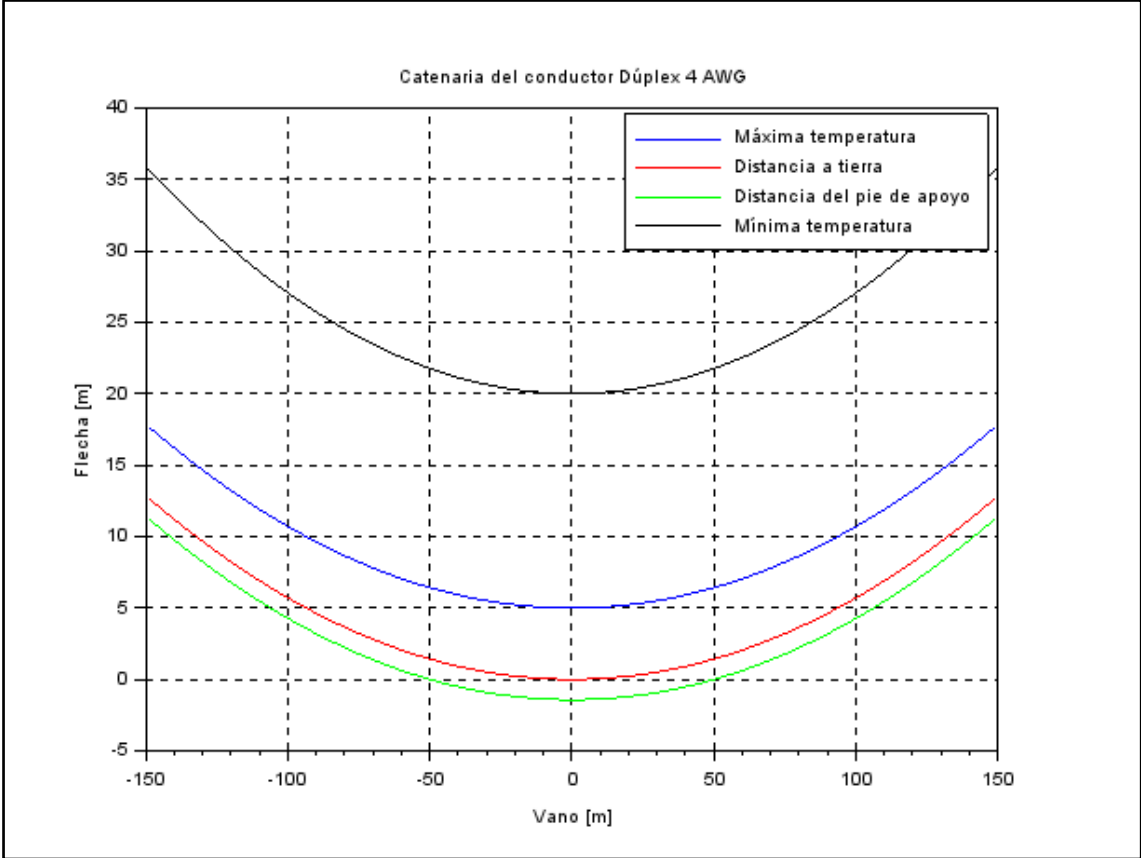
6.1.7.2. Curva de la catenaria conductor dúplex N° 2 AWG

Figura 12. Curva de la catenaria del conductor dúplex N° 2 AWG.



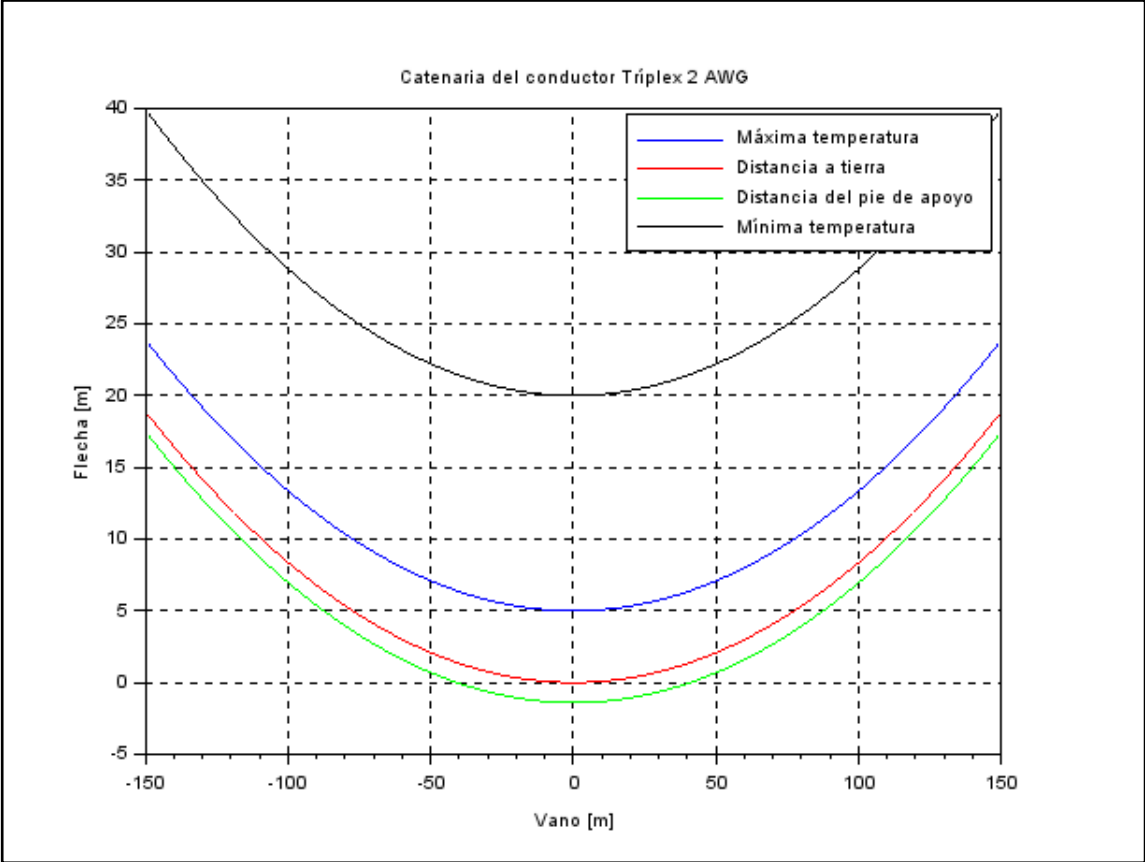
6.1.7.3. Curva de la catenaria conductor dúplex N° 4 AWG

Figura 13. Curva de la catenaria del conductor dúplex N° 4 AWG.



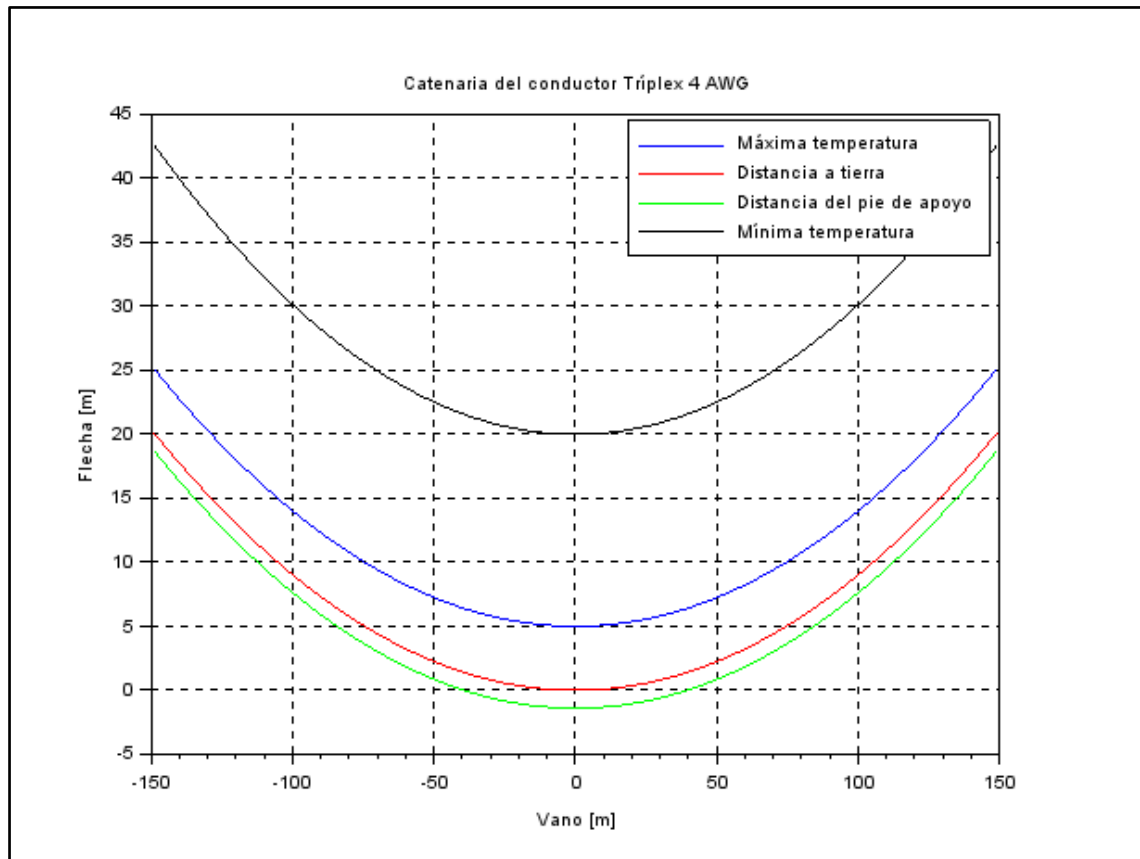
6.1.7.4. Curva de la catenaria conductor tríplex N° 2 AWG

Figura 14. Curva de la catenaria del conductor tríplex N° 2 AWG.



6.1.7.5. Curva de la catenaria conductor tríplex N° 4 AWG

Figura 15. Curva de la catenaria del conductor tríplex N° 4 AWG.



6.1.8. Curvas de tendido. Las curvas de tendido de los conductores a utilizar en el proyecto se realizarán mediante la ecuación de cambio de estado, teniendo como argumento inicial la hipótesis más desfavorable, que en el caso actual es la hipótesis de condición diaria y como argumento final la condición sin viento, es decir, el factor de sobrecarga de 2 (m_2) adquiere un valor unitario. Además, la temperatura 2 (θ_2), es una variable que toma pasos de 5°C comenzando desde la temperatura mínima del lugar, hasta la temperatura máxima. La siguiente variable es el vano en m y por último, la tensión del conductor en kg. La ecuación (61) representa lo dicho anteriormente.

$$t_2^3 + \left(\alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{a^2 * w^2 * m_1^2 * E}{24t_1^2} \right) * t_2^2 = \frac{a^2 * w^2 * E}{24} \quad (61)$$

Donde:

t_2 = Tensión del conductor en la condición 2 en kg/mm². Resulta de despejar la ecuación (32).

a = Vano en m.

θ_1 = Temperatura en la condición 1 en °C.

θ_2 = Temperatura en la condición 2 en °C.

α = Coeficiente de dilatación lineal del conductor en 1/°C.

E = Módulo de elasticidad del conductor en kg/mm².

t_1 = Tensión del conductor en la condición 1 en kg/mm². Se halla dividiendo la carga de rotura del conductor entre el factor de seguridad de la condición.

w = Peso del conductor por unidad de área en kg/m/mm².

Remplazando los parámetros necesarios para cada tipo de conductor en la ecuación (61) se obtienen las ecuaciones (62), (63), (64), (65) y (66).

– Conductor ACSR N° 2 AWG

$$t^3 + (0,1710(\theta_2 - 24) - 5,1400 + 0,0001039a^2) * t^2 = 0.0027a^2 \quad (62)$$

– Conductor trenzado dúplex N° 2 AWG

$$t^3 + (0,1710(\theta_2 - 24) - 5,1367 + 0,00040121a^2) * t^2 = 0.0106a^2 \quad (63)$$

– Conductor trenzado dúplex N° 4 AWG

$$t^3 + (0,1710(\theta_2 - 24) - 5,2471 + 0,00039909a^2) * t^2 = 0.0110a^2 \quad (64)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 2 AWG

$$t^3 + (0,1710(\theta_2 - 24) - 5,1367 + 0,00089121a^2) * t^2 = 0,0235a^2 \quad (65)$$

- Conductor trenzado tríplex N° 4 AWG

$$t^3 + (0,1710(\theta_2 - 24) - 5,2471 + 0,001a^2) * t^2 = 0,0288a^2 \quad (66)$$

Estas ecuaciones permiten obtener las diferentes curvas de tendido. Las gráficas de las curvas de tendido analizando la tensión del conductor y el vano para cada tipo de conductor se muestran en:

- La figura 16. Curva de tendido (tensión vs vano) del conductor ACSR N° 2 AWG.
La figura 17. Curva de tendido (tensión vs vano) del conductor dúplex N° 2 AWG.
La figura 18. Curva de tendido (tensión vs vano) del conductor dúplex N° 4 AWG.
- La figura 19. Curva de tendido (tensión vs vano) del conductor tríplex N° 2 AWG.
- La figura 20. Curva de tendido (tensión vs vano) del conductor tríplex N° 4 AWG.

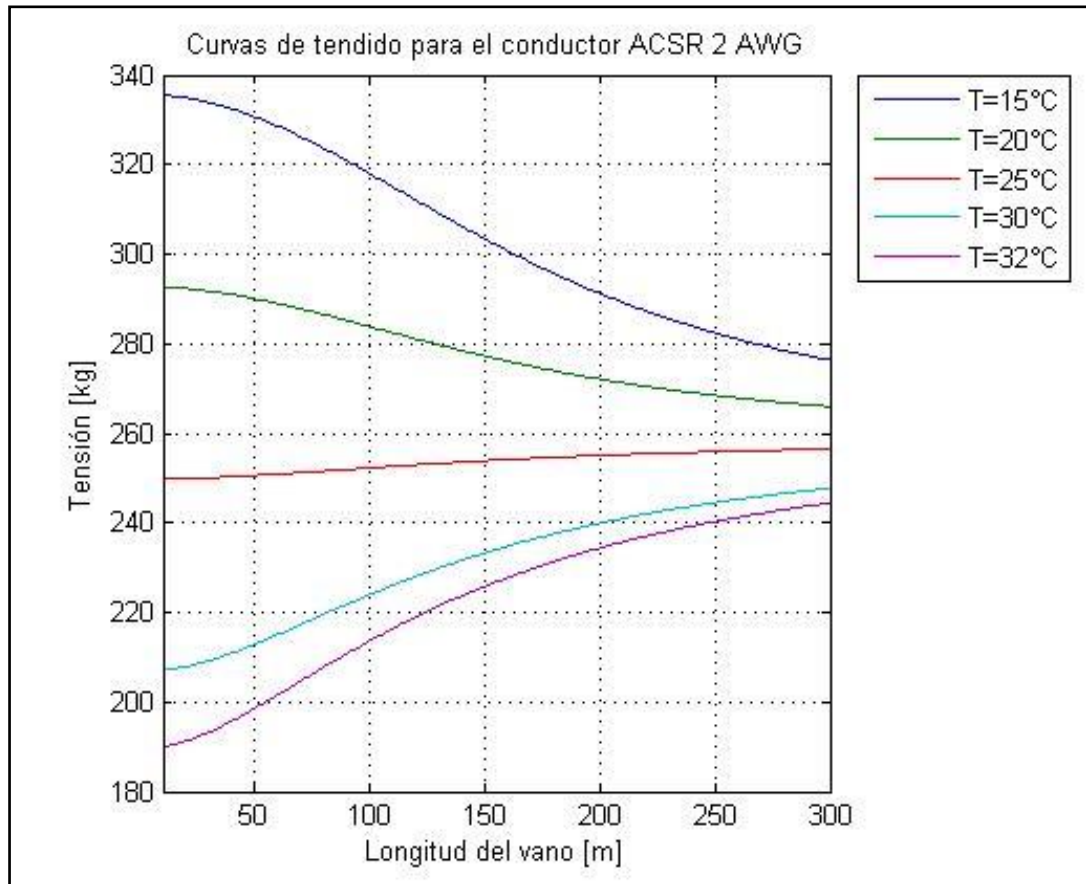
Las gráficas de las curvas de tendido analizando la flecha del conductor y el vano para cada tipo de conductor se muestran en:

- La figura 21. Curva de tendido (flecha vs vano) del conductor ACSR N° 2 AWG.
La figura 22. Curva de tendido (flecha vs vano) del conductor dúplex N° 2 AWG.
La figura 23. Curva de tendido (flecha vs vano) del conductor dúplex N° 4 AWG.
- La figura 24. Curva de tendido (flecha vs vano) del conductor tríplex N° 2 AWG.

– La figura 25. Curva de tendido (flecha vs vano) del conductor tríplex N° 4 AWG.

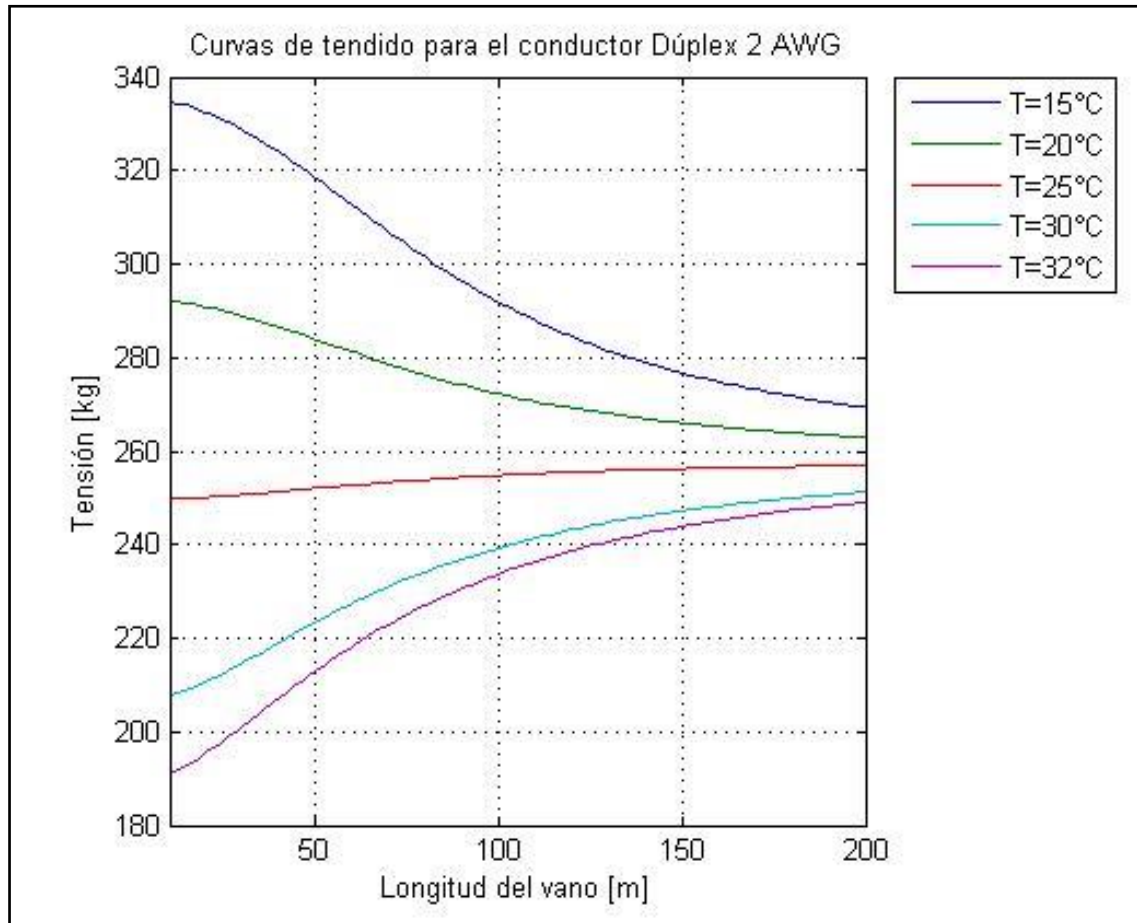
6.1.8.1. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor ACSR N° 2 AWG

Figura 16. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor ACSR N° 2 AWG.



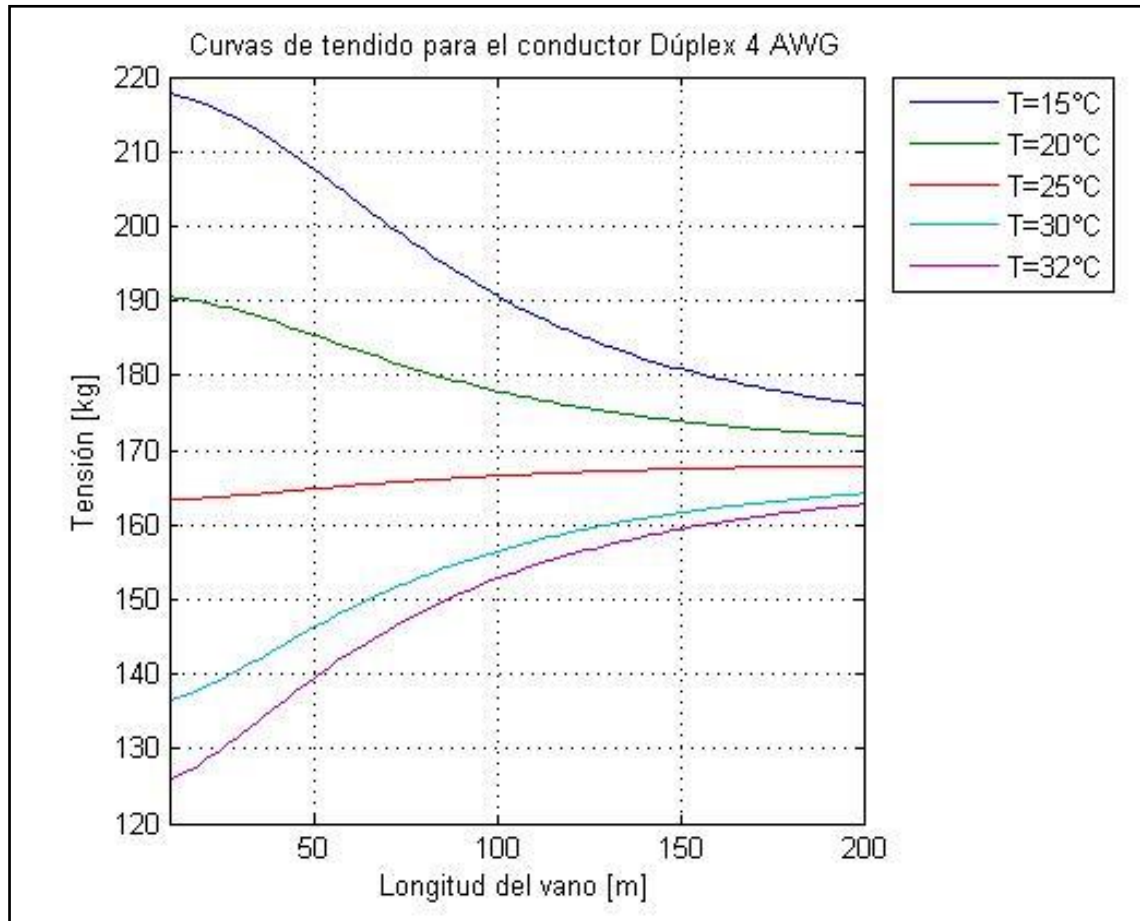
6.1.8.2. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor dúplex N° 2 AWG

Figura 17. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor dúplex N° 2 AWG.



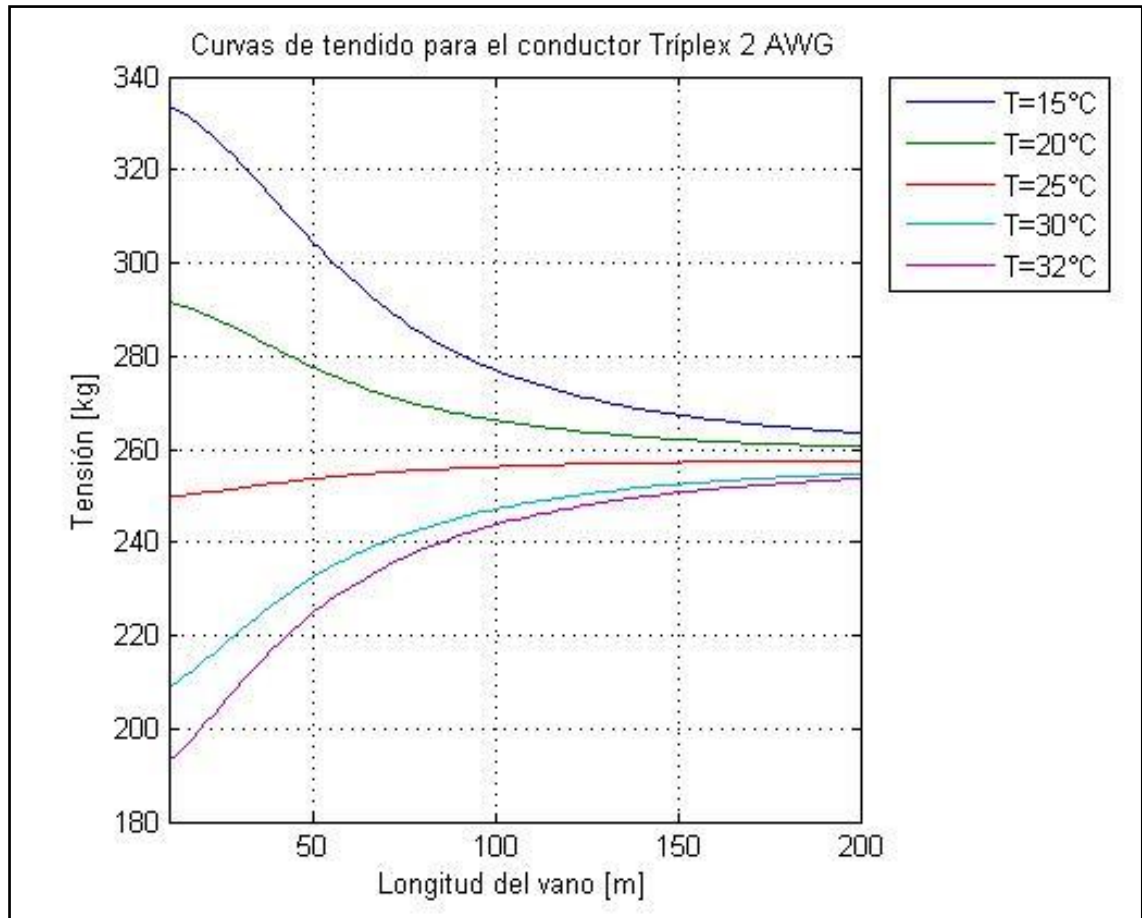
6.1.8.3. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor dúplex N° 4 AWG

Figura 18. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor dúplex N° 4 AWG.



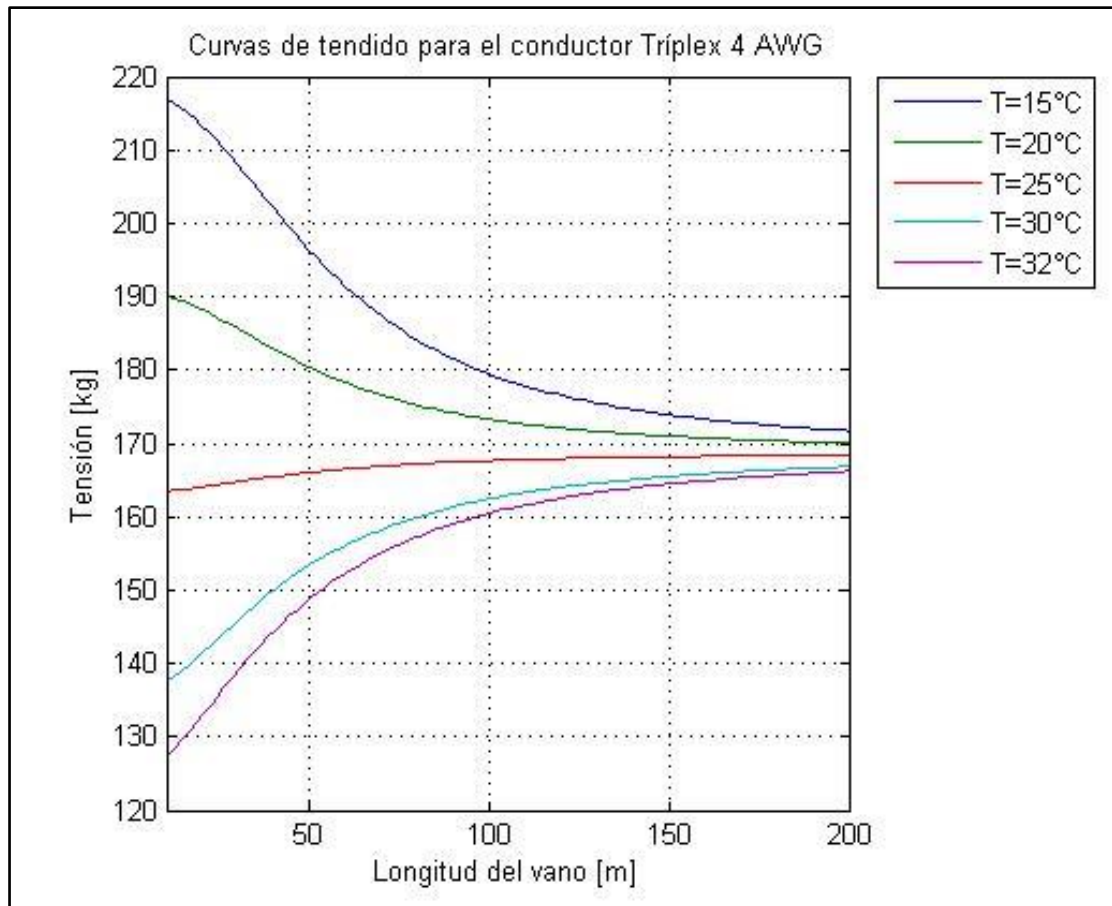
6.1.8.4. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor tríplex N° 2 AWG

Figura 19. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor tríplex N° 2 AWG.



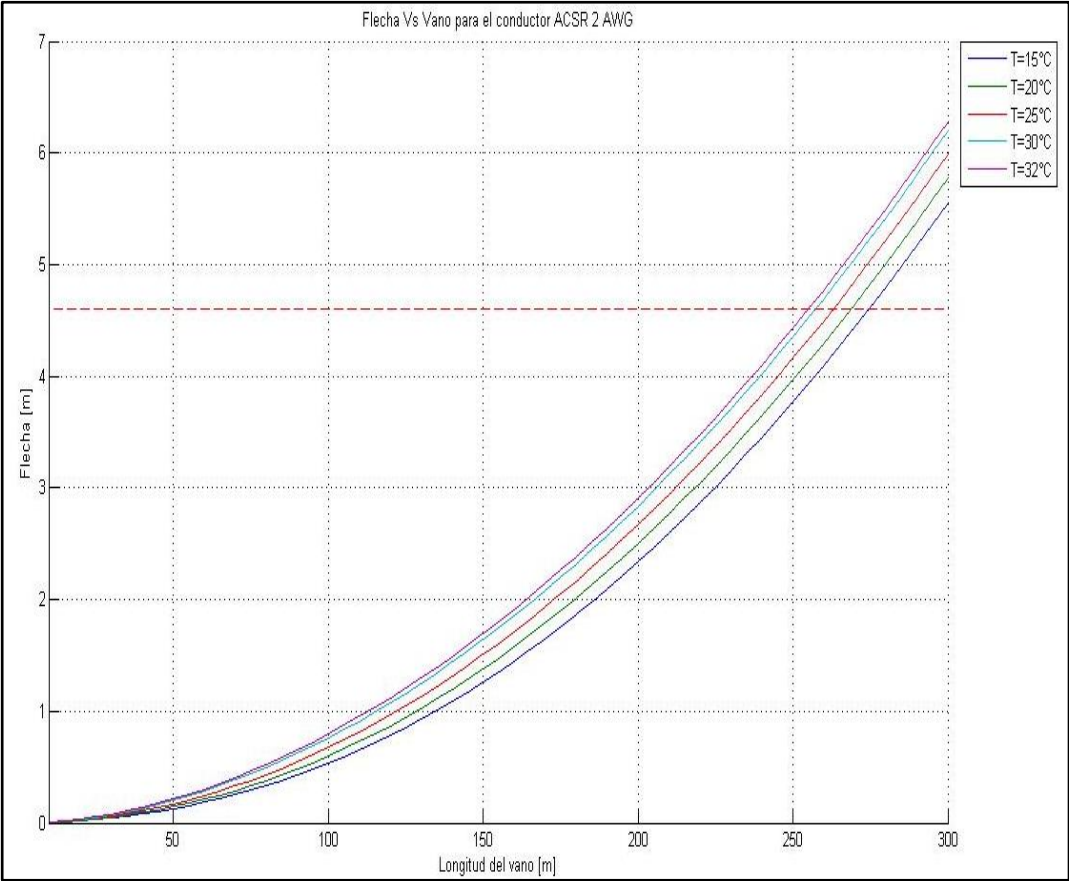
6.1.8.5. Curva de tendido de tensión vs vano del conductor tríplex N° 4 AWG

Figura 20. Curva de tendido de tensión vs vano en el conductor tríplex N° 4 AWG.



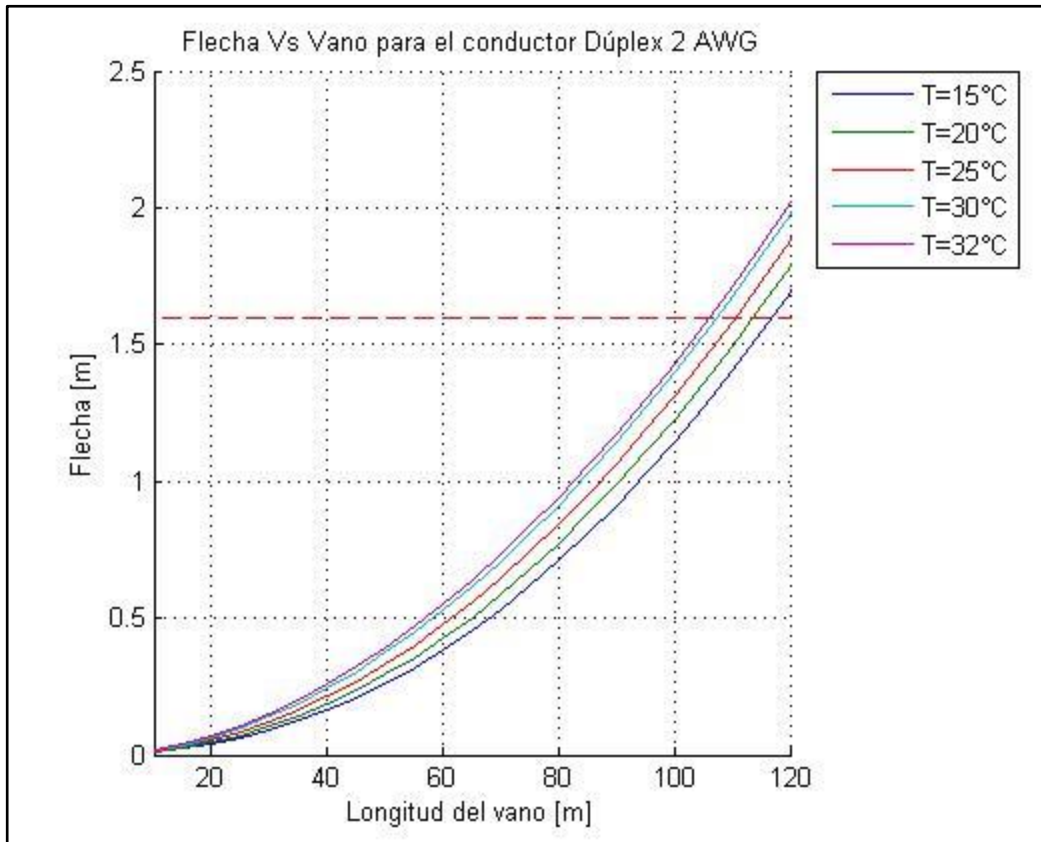
6.1.8.6. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor ACSR N° 2 AWG

Figura 21. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor ACSR N° 2 AWG.



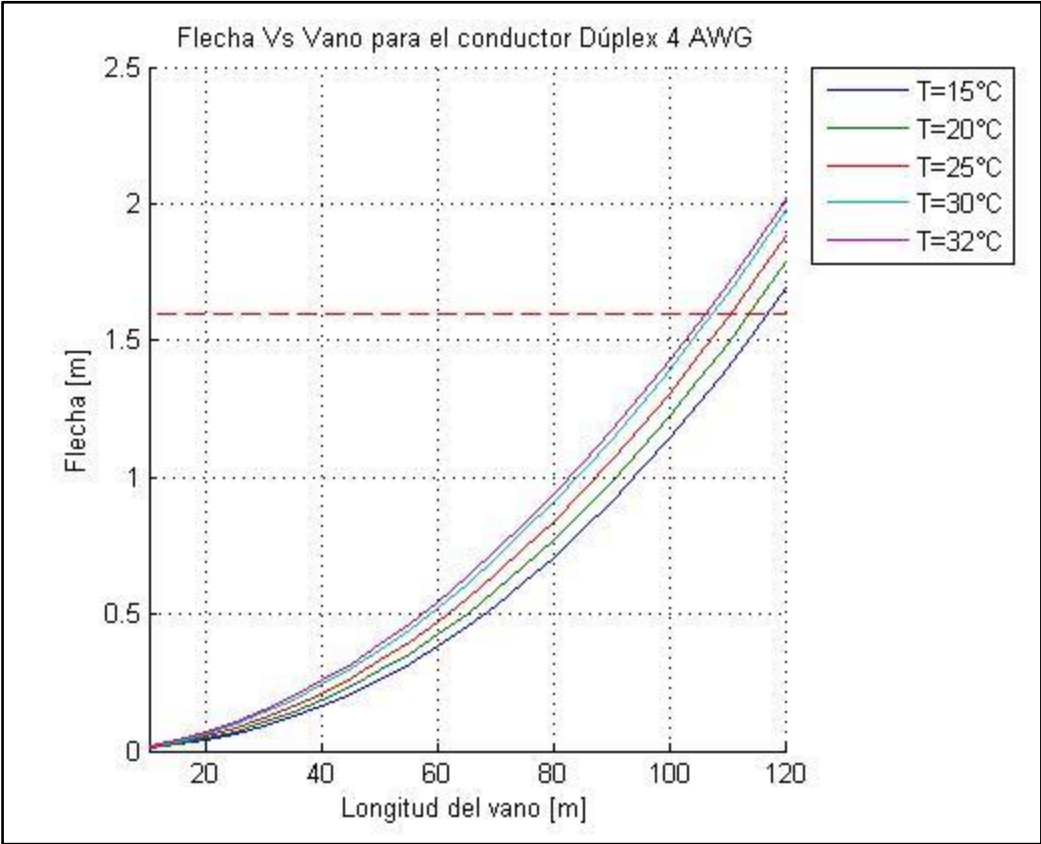
6.1.8.7. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor dúplex N° 2 AWG

Figura 22. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor dúplex N° 2 AWG.



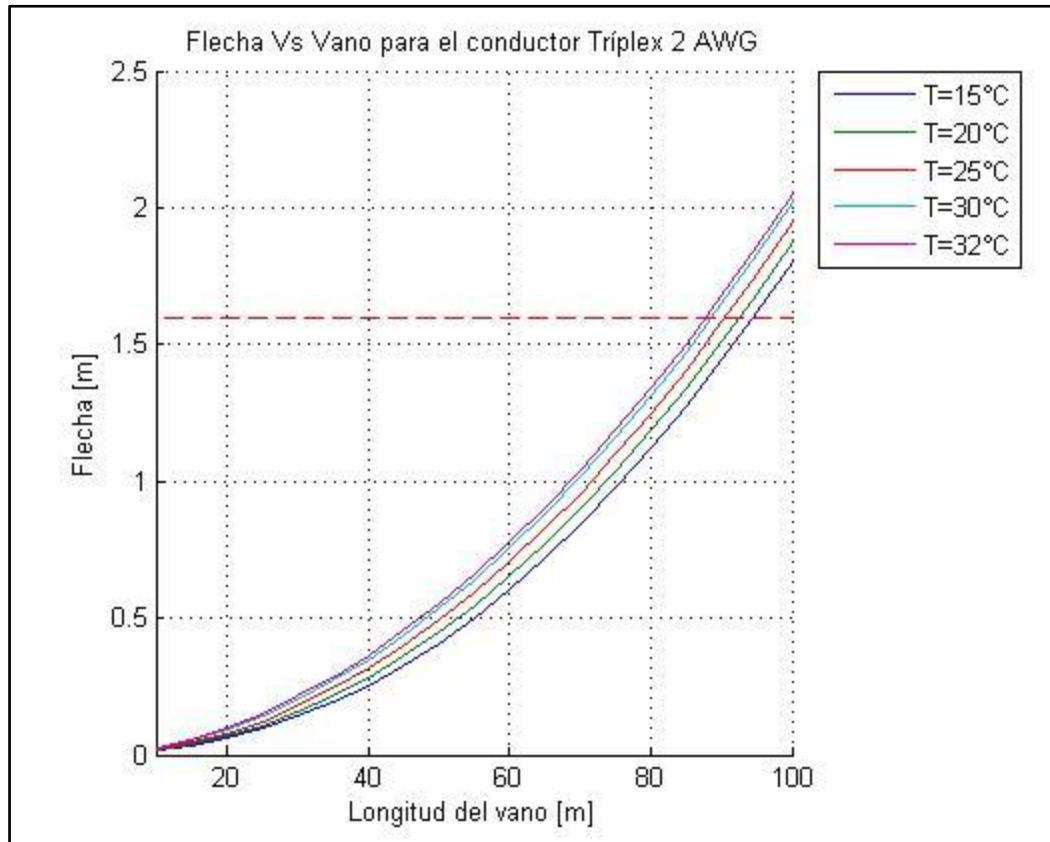
6.1.8.8. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor dúplex N° 4 AWG

Figura 23. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor dúplex N° 4 AWG.



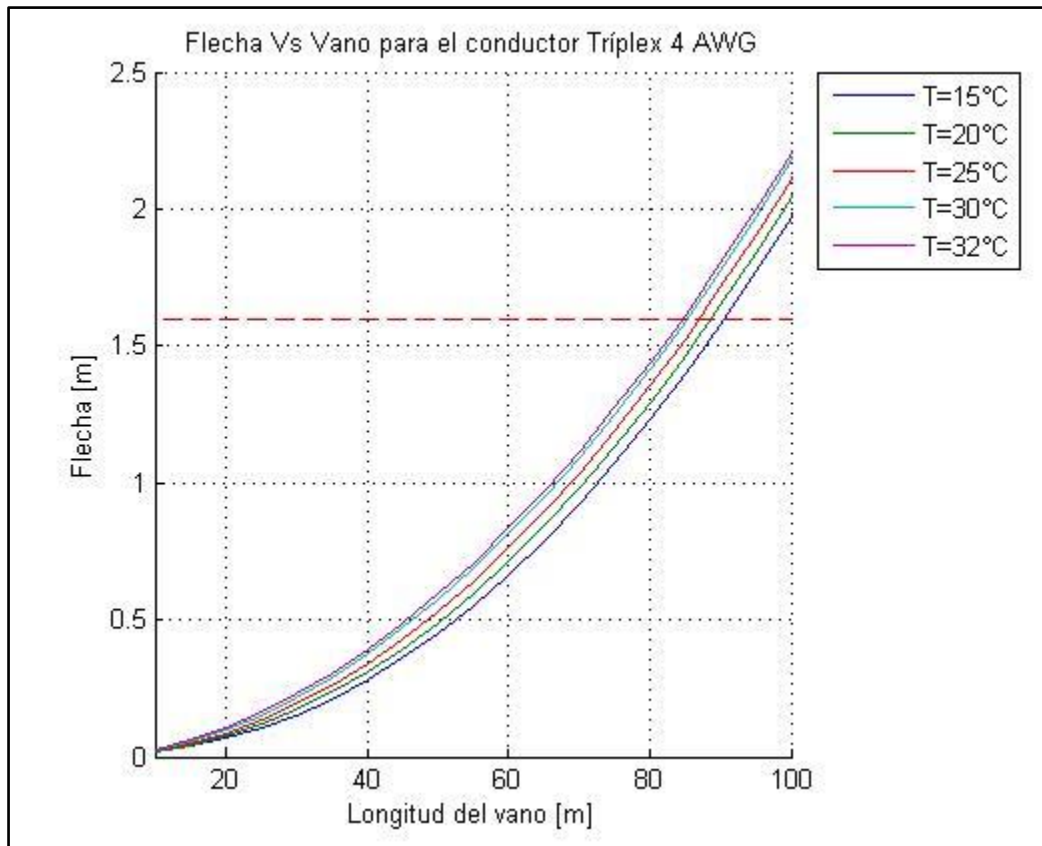
6.1.8.9. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor tríplex N° 2 AWG

Figura 24. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor tríplex N° 2 AWG.



6.1.8.10. Curva de tendido de flecha vs vano del conductor tríplex N° 4 AWG

Figura 25. Curva de tendido de la flecha vs vano en el conductor tríplex N° 4 AWG.



6.2. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS

Según las normas para construcción de sistemas de distribución ICCEL, se tienen diversas estructuras para circuitos primarios y secundarios, según el tipo de sistema y disposición que se requieran para la infraestructura eléctrica a proyectar.

Para el caso del proyecto en desarrollo, se tienen redes en media tensión bifásicas, y para su construcción se requieren estructuras de paso o suspensión, retención, y terminales, de acuerdo con su función o ubicación en la ruta de las redes, las cuales se soportarán sobre apoyos metálicos de 12 m.

Además de las normas ICEL que soportaron la creación de las normas IPSE, estas establecen un valor estimado de vano con base en las estructuras nombradas de acuerdo a la carga de rotura y longitud del apoyo que utilice.

De acuerdo con lo referido para el proyecto en desarrollo, mediante los cálculos mecánicos en los apoyos se validará el uso de las estructuras referenciadas en la tabla 78 seleccionadas inicialmente durante el replanteo técnico del proyecto.

Tabla 78. Estructuras de media tensión.

| Código ICEL | Circuito | Estructura tipo | Longitud del apoyo [m] | Carga de rotura [kg] | Vano recomendado IPSE [m] |
|-------------|------------|---|------------------------|----------------------|---------------------------|
| 505 | Monofásico | Terminal | 12 | 510 | - |
| 506 | Monofásico | Retención | 12 | 510 | - |
| 510 | Bifásico | Paso Ángulo de deflexión 0 a 5 ° | 12 | 510 | 160 |
| 514 | Bifásico | Terminal | 12 | 510 | 330 |
| 515 | Bifásico | Retención Máximo ángulo de deflexión 45° | 12 | 510 | 330 |

Fuente: Adaptada de normas ICEL e IPSE por autores del proyecto.

Igualmente para el presente proyecto se tienen redes en baja tensión del tipo cerradas monofásicas bifilares o trifilares, y para su construcción se requieren estructuras de paso y de retención de acuerdo con su función, o ubicación en la ruta de las redes, las cuales se soportarán sobre apoyos metálicos de 8 m.

Por lo tanto, de acuerdo con lo referido para el proyecto en desarrollo, mediante los cálculos mecánicos en los apoyos se validará el uso de las estructuras de código 625 (N55 para paso y N51 para retención y terminales) seleccionadas inicialmente durante el replanteo técnico del proyecto.

6.2.1. Características de los postes. El montaje de las redes de media y baja tensión específicamente en el sector rural donde se desarrolla el proyecto, se realizará sobre postes metálicos galvanizados seccionados y troncocónicos, atendiendo las dificultades de acceso a los sectores veredales seleccionados. Además para la selección de los postes, se tienen en cuenta parámetros adicionales como la vida útil, economía, facilidad de manipulación y transporte.

Por lo anterior y atendiendo la recomendación de la norma ESSA del operador de red, se seleccionan los siguientes apoyos mostrados en la tabla 79.

Tabla 79. Utilización de apoyos en diferentes tipos de red.

| Red | Utilización | Material | Longitud [m] | Carga mínima de rotura [kg] |
|-------------------------|-------------|----------|--------------|-----------------------------|
| Media tensión (13,2 kV) | Rural | Metálico | 12 | 510 |
| Baja tensión | Rural | Metálico | 8 | 510 |

Fuente: Adaptada de la tabla 5.9 de la norma ESSA por autores del proyecto.

6.2.1.1. Poste metálico galvanizado de 12 metros x 510 kg. Las características principales a tener en cuenta en los cálculos mecánicos del poste metálico galvanizado de 12 m x 510 kg, se muestran en la tabla 80.

Tabla 80. Características del poste metálico de 12 m x 510 kg.

| Nombre | Unidades | Valor |
|--------------------------|----------|-------|
| Diámetro en la base | cm | 34 |
| Diámetro en la cima | cm | 14 |
| Longitud libre del poste | m | 10,2 |
| Factor de seguridad | - | 2,5 |
| Peso del poste | kg | 147 |

Fuente: Adaptada de Normas EPM por autores del proyecto.

6.2.1.2. Poste metálico galvanizado de 8 metros x 510 kg. Las características principales a tener en cuenta en los cálculos mecánicos del poste metálico galvanizado de 8 m x 510 kg, se muestran en la tabla 81.

Tabla 81. Características del poste metálico de 8 m x 510 Kg.

| Nombre | Unidades | Valor |
|--------------------------|----------|-------|
| Diámetro en la base | cm | 26 |
| Diámetro en la cima | cm | 14 |
| Longitud libre del poste | m | 6,6 |
| Factor de seguridad | - | 2,5 |
| Peso del poste | kg | 55 |

Fuente: Adaptada de Normas EPM por autores del proyecto.

6.2.2. Factores de seguridad. Para el cálculo mecánico de apoyos, templetes, herrajes y espigos, el diseñador debe contemplar factores de seguridad. Para el presente proyecto se adoptan los valores mínimos de factores de seguridad definidos por la norma ESSA, y mostrados en la tabla 82.

Tabla 82. Factores de seguridad para el cálculo mecánico.

| Descripción | Factor |
|---------------------------|--------|
| Postería de concreto | 2,5 |
| Estructura metálica | 1,5 |
| Cargas verticales | 1,1 |
| Cargas horizontales | 1,7 |
| Cargas de ángulo | 1,5 |
| Cables para templetes | 2 |
| Anclajes para templetes | 2,5 |
| Herrajes | 3 |
| A la flexión para espigos | 1,5 |

Fuente: Adaptada de la norma ESSA por autores del proyecto.

6.2.3. Esfuerzos en los apoyos. Los apoyos de las redes eléctricas aéreas de un sistema de distribución soportan en términos generales tres tipos de esfuerzos, los cuales se clasifican de acuerdo con su dirección o sentido de aplicación en cargas transversales, cargas longitudinales y cargas verticales como se indica a continuación.

6.2.3.1. Esfuerzos verticales. Estos esfuerzos son debidos al peso propio de los apoyos, conductores, cables de guarda, crucetas, aisladores, herrajes, carga viva y otros elementos, equipos y empuje vertical de templetes.

Para el cálculo de los esfuerzos verticales se tiene en cuenta:

- Peso de los conductores

El peso de los conductores se obtiene de los catálogos de fabricantes, en kg/km. Para el presente proyecto, el peso de los conductores se presenta en la tabla 83.

Tabla 83. Peso de los conductores.

| Conductor | Peso [kg/km] |
|----------------------|--------------|
| ACSR 2 AWG | 136 |
| Neutro Dúplex 2 AWG | 267 |
| Neutro Dúplex 4 AWG | 174 |
| Neutro Tríplex 2 AWG | 398 |
| Neutro Tríplex 4 AWG | 282 |

Fuente: Adaptada de Procables por autores del proyecto.

- Peso del poste y de otros elementos

Estos se obtienen de los catálogos de proveedores, fabricantes y se muestran en la tabla 81 (Características del poste metálico de 12 m x 510 kg), y en la tabla 82 (Características del poste metálico de 8 m x 510 kg).

- Esfuerzo vertical de templetes

Los templetes se utilizan para contrarrestar las fuerzas longitudinales originales por rotura de conductor, por tensiones desequilibradas entre vanos adyacentes, por operaciones de tendido en estructuras de retención, y por las fuerzas

transversales debidas al viento y al ángulo de deflexión de la línea. Para el cálculo de los templetes se tiene en cuenta el ángulo que forma con la vertical, es decir, la distancia desde la base del poste al sitio de anclaje, la cual determina los cambios en los esfuerzos del cable.

6.2.3.2. Esfuerzos horizontales

– Esfuerzos debidos al viento

En general en las redes aéreas eléctricas los esfuerzos se originan por la presión del viento en la dirección normal a los conductores y a la presión sobre el apoyo, las crucetas, aisladores, conductores y cable de guarda.

a) En los apoyos

La presión del viento se supone en la dirección transversal a la línea, tiene en cuenta la máxima velocidad del viento, y se calcula por la ecuación (67).

$$P_{vp} = 0,0042 * V^2 = 0,0042 * 80^2 = 26,88 \text{ kg/m}^2 \quad (67)$$

Donde:

P_{vp} = Presión del viento en el apoyo en kg/m^2 .

V = Velocidad máxima del viento, 80 km/hora.

Por consiguiente, para encontrar el esfuerzo debido al viento sobre el poste se usa la ecuación (68), sin embargo, previamente se determina el área del mismo mediante la ecuación (69) y la altura de aplicación de la carga sobre la superficie del terreno mediante la ecuación (70).

$$f_{\text{poste}} = P_{vp} * s \quad (68)$$

Donde:

f_{poste} = Esfuerzo en el poste debido al viento en kg.

P_{vp} = Presión del viento en el apoyo en kg/m^2 .

s = Área del poste en m^2 .

$$s = H * \frac{d_1 + d_2}{200} \quad (69)$$

Donde:

s = Área del poste en m^2 .

H = Longitud libre del poste en m.

d_1 = Diámetro del poste al nivel del suelo en cm.

d_2 = Diámetro superior del poste en cm.

$$H_1 = \frac{H}{3} * \frac{d_1 + 2d_2}{d_1 + d_2} \quad (70)$$

Donde:

H_1 = Altura de aplicación de la carga de viento en el poste en m.

H = Longitud libre del poste en m.

d_1 = Diámetro del poste al nivel del suelo en cm.

d_2 = Diámetro superior del poste en cm.

En la tabla 84 se presentan los esfuerzos debido al viento para el apoyo metálico de 12 m y 510 kg, y para el apoyo metálico de 8 m x 510 kg.

Tabla 84. Esfuerzos debidos al viento en los apoyos.

| Apoyo [m] | Área del poste [m^2] | Altura aplicación de la carga viento [m] | Carga del viento [kg] |
|-----------|---------------------------------|--|-----------------------|
| 12 | 2,45 | 4,39 | 65,86 |
| 8 | 1,32 | 2,97 | 35,48 |

b) En los conductores:

Los esfuerzos en los conductores se calcularán para el vano viento, el cual, será diferente para cada tipo de conductor y estructura que los soporte. Se calcula de la manera mostrada en la ecuación (71).

$$f_v = P_{vp} * d_c * V_v * f_{scv} \quad (71)$$

Donde:

f_v = Esfuerzo en los conductores debido al viento en kg.

P_{vp} = Presión del viento en el apoyo en kg/m^2 .

d_c = Diámetro nominal de los conductores en m.

V_v = Longitud del vano viento a cada lado del apoyo en m.

f_{scv} = Factor de seguridad para cargas horizontales, igual a 1,7 (carga de viento).

En la tabla 85 se presentan los esfuerzos debidos al viento en el conductor ACSR No. 2 AWG para las diferentes estructuras de las redes de media tensión, y en los conductores dúplex y tríplex AAAC N° 2 AWG y N° 4 AWG para las redes de baja tensión. Es de destacar que los valores obtenidos se obtuvieron aplicando la ecuación (71).

Tabla 85. Esfuerzos del conductor por efecto del viento para las estructuras de baja tensión.

| Conductor | Diámetro nominal [m] | Presión del viento [kg/m^2] | F_{scv} | Esfuerzo en el conductor por efecto del viento en términos del vano [kg] |
|---------------|----------------------|---------------------------------|-----------|--|
| ACSR 2 AWG | 0,008 | 26,88 | 1,7 | $0,3656 * V_v$ |
| Dúplex 2 AWG | 0,0175 | 26,88 | 1,7 | $0,7997 * V_v$ |
| Dúplex 4 AWG | 0,0144 | 26,88 | 1,7 | $0,6580 * V_v$ |
| Tríplex 2 AWG | 0,0201 | 26,88 | 1,7 | $0,9185 * V_v$ |
| Tríplex 4 AWG | 0,0187 | 26,88 | 1,7 | $0,8545 * V_v$ |

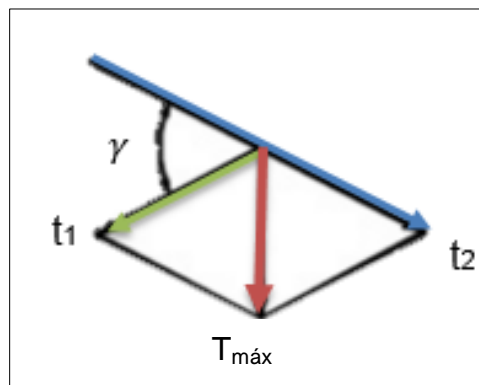
6.2.3.3. Esfuerzos debidos a tensiones desequilibradas por ángulos. Los esfuerzos debidos a tensiones desequilibradas por ángulos se originan por el empuje desequilibrado de los conductores. Estos esfuerzos pueden ser los siguientes:

- Esfuerzo debido a la máxima tensión transmitida por el conductor superior, aplicado a la altura del conductor medio.
- Esfuerzos en estructuras terminales o en el caso extremo de rotura de todos los conductores en un lado del apoyo. Estos esfuerzos se suponen iguales al 25% del esfuerzo máximo de rotura de los conductores. También se suponen aplicados en el eje del apoyo y a la altura del conductor medio.

En los apoyos que soportan redes eléctricas en ángulos, el esfuerzo será la resultante de las tensiones en los dos conductores, que provocan el cambio de dirección de los alineamientos.

Para tensiones iguales en los conductores se tiene la tensión resultante, como se muestra en la figura 26 y la ecuación (72).

Figura 26. Cambio del alineamiento de los conductores con tensiones iguales.



Fuente: Adaptada de norma ICEL.

Entonces para $t_1 = t_2 = T_{\text{máx}}$:

$$T_{\text{res}} = 2 * T_{\text{máx}} * \text{sen} \left(\frac{\gamma}{2} \right) \quad (72)$$

Donde:

T_{res} = Tensión resultante de la carga de ángulo sobre los conductores en kg.

$T_{\text{máx}}$ = Tensión máxima del conductor en kg.

γ = Ángulo de alineamiento en °.

Como tensión máxima del conductor se toma el 50 % de la tensión de rotura del mismo, es decir con un factor de seguridad de 2, según la tabla 2,8 de la norma ESSA. El valor de la tensión máxima se calcula como se presenta en la ecuación (73).

$$T_{\text{máx}} = \frac{T_r}{f_{\text{sc}}} \quad (73)$$

Donde:

$T_{\text{máx}}$ = Tensión de rotura del conductor en kg.

T_r = Tensión de rotura del conductor en kg.

f_{sc} = Factor de seguridad del conductor, igual a 2.

Para el caso del proyecto de electrificación que se desarrolla, en las redes en media tensión se tiene el mismo conductor ACSR N° 2 AWG en todas las estructuras; la tensión de rotura para este conductor es de 1293 kg, por lo tanto reemplazando en la ecuación (73), la tensión máxima es 646,5 kg y la tensión resultante reemplazando en la ecuación (72) es igual a la ecuación (74).

$$T_{\text{res}} = 1293 * \text{sen} \left(\frac{\gamma}{2} \right) \quad (74)$$

Donde:

T_{res} = Tensión resultante de la carga de ángulo sobre los conductores en kg.

γ = Ángulo de alineamiento en °.

Así mismo, se presentan las tensiones resultantes de los diferentes conductores para los apoyos de las estructuras de baja tensión en la tabla 86.

Tabla 86. Tensión resultante para los conductores de baja tensión.

| Conductor | Tensión máxima [kg] | Tensión resultante en términos del ángulo de alineamiento [kg] |
|---------------|---------------------|--|
| Dúplex 2 AWG | 645,5 | $1291 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| Dúplex 4 AWG | 422 | $844 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| Tríplex 2 AWG | 645,5 | $1291 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| Tríplex 4 AWG | 422 | $844 * \text{sen}(\gamma/2)$ |

6.2.3.4. Esfuerzos de levantamiento. Se presentan en apoyos localizados en puntos topográficos bajos, en donde los conductores ejercen esfuerzos de levantamiento en sus puntos de amarre.

6.2.4. Momentos en apoyos sencillos

6.2.4.1. Momento resistente. El momento resistente o momento máximo permisible de un poste se determina de acuerdo a la ecuación (75).

$$M_r = \frac{C_r * h_1}{f_{sp}} \quad (75)$$

Donde:

M_r = Momento resistente en kg*m.

C_r = Carga de rotura del poste en kg.

h_1 = Distancia del terreno a la carga en m.

f_{sp} = Factor de seguridad del poste, igual a 2,5.

En la tabla 87, se presentan los valores de los momentos resistentes de los apoyos de las redes de media y baja tensión, teniendo en cuenta una disposición horizontal de los conductores para las estructuras de media tensión y una estructura con una percha de un puesto para las de baja tensión.

Tabla 87. Momento resistente de un poste de 12 m.

| Nivel de tensión | Estructuras | Altura del poste [m] | Carga de rotura [kg] | Altura del terreno al conductor [m] | Momento resistente [kg*m] |
|------------------|-----------------------------|----------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------------------|
| Media tensión | Paso | 12 | 510 | 10,3 | 2101,2 |
| | Retención – Terminal | 12 | 510 | 10,1 | 2060,4 |
| Baja tensión | Paso – Retención – Terminal | 8 | 510 | 6,5 | 1326 |

6.2.4.2. Momentos de presión del viento

– En el apoyo

El momento debido a presiones del viento para postes troncocónicos se puede calcular de acuerdo con lo establecido en la ecuación (76).

$$M_1 = f_{v1} * H_1 \quad (76)$$

Donde:

M_1 = Momento de presión del viento en kg*m.

f_{v1} = Carga del viento sobre el poste en kg.

H_1 = Altura de la aplicación de carga viento en el poste en m.

Además, la carga del viento sobre el poste se puede calcular de acuerdo con lo establecido en la ecuación (77).

$$f_{v1} = P_{v1} * H * \frac{d_2 + d_1}{2} * f_{scv} \quad (77)$$

Donde:

f_{v1} = Carga del viento sobre el poste en kg.

P_{v1} = Presión del viento en el poste en kg/m^2 .

H = Longitud libre del poste en m.

d_1 = Diámetro del poste al nivel del suelo en cm.

d_2 = Diámetro superior del poste en cm.

f_{scv} = Factor de seguridad para cargas horizontales, igual a 1,7 (carga de viento).

En la tabla 88, se muestran los momentos de presión del viento para un apoyo de 12 m y uno de 8 m.

Tabla 88. Momentos de presión del viento para los apoyos de 12 y 8 m.

| Longitud del poste [m] | Carga del viento en el poste [kg] | Altura de aplicación del viento [m] | Momento de presión del viento [kg*m] |
|------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| 12 | 111,86 | 4,39 | 421,27 |
| 8 | 60,32 | 2,97 | 179,15 |

– En los conductores

El momento debido a la carga del viento se puede calcular de acuerdo con lo establecido en la ecuación (78).

$$M_2 = f_v * h_1 * n \quad (78)$$

Donde:

M_2 = Momento debido a la carga del viento en kg*m .

f_v = Esfuerzo en el conductor por efecto del viento en términos del vano

viento, determinado en el ítem 6.2.3.2.

h_1 = Altura del terreno a los conductores en m.

n = Número de conductores.

A continuación, en la tabla 89, se presentan los momentos debidos a la carga del viento en los diferentes conductores de las redes de media y baja tensión.

Tabla 89. Momento debido al viento sobre el poste de media tensión.

| Nivel de tensión | Estructuras | Conductor | Carga de viento sobre el poste [kg] | Altura del terreno al conductor [m] | Número de conductores | Momento debido al viento sobre el poste [kg*m] |
|------------------|-----------------|---------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|--|
| Media tensión | 505 – 506 | ACSR 2 AWG | $0,3656 * V_v$ | 10,1 | 1 | $3,6922 * V_v$ |
| | 510 | ACSR 2 AWG | $0,3656 * V_v$ | 10,3 | 2 | $7,5307 * V_v$ |
| | 514 - 515 | ACSR 2 AWG | $0,3656 * V_v$ | 10,1 | 2 | $7,3845 * V_v$ |
| Baja tensión | 625 (N51 – N55) | Dúplex 2 AWG | $0,3656 * V_v$ | 6,5 | 1 | $5,1979 * V_v$ |
| | | Dúplex 4 AWG | $0,3656 * V_v$ | 6,5 | 1 | $4,2771 * V_v$ |
| | | Tríplex 2 AWG | $0,3656 * V_v$ | 6,5 | 1 | $5,9702 * V_v$ |
| | | Tríplex 4 AWG | $0,3656 * V_v$ | 6,5 | 1 | $5,5543 * V_v$ |

6.2.4.3. Momentos por tensión en los conductores. El momento por tensión en los conductores se puede calcular de acuerdo con lo establecido en la ecuación (79).

$$M_3 = T_{res} * h_1 * n \quad (79)$$

Donde:

M_3 = Momento debido a la tensión en los conductores en kg*m.

T_{res} = Tensión resultante de la carga de ángulo sobre los conductores en kg.

h_1 = Altura del terreno a los conductores en m.

n = Número de conductores.

En la tabla 90 se muestran los momentos obtenidos por tensión en los conductores de media y baja tensión.

Tabla 90. Momentos por tensión de conductores de media y baja tensión.

| Nivel de tensión | Estructuras | Conductor | Momento por tensión en los conductores [kg*m] |
|------------------|-----------------|---------------|---|
| Media tensión | 505 – 506 | ACSR 2 AWG | $19588,95 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| | 510 | ACSR 2 AWG | $39953,7 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| | 514 - 515 | ACSR 2 AWG | $39177,9 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| Baja tensión | 625 (N51 – N55) | Dúplex 2 AWG | $12587,25 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| | | Dúplex 4 AWG | $8229 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| | | Tríplex 2 AWG | $12587,25 * \text{sen}(\gamma/2)$ |
| | | Tríplex 4 AWG | $8229 * \text{sen}(\gamma/2)$ |

6.2.4.4. Gráfico de utilización del poste sencillo. La curva de utilización del poste permite determinar la magnitud del ángulo de alineamiento y la longitud de los vanos que puede soportar, sin necesidad de templetes.

Mediante esta curva se valida además el uso de las diferentes estructuras sin tener en cuenta los herrajes, crucetas, y aisladores también. La curva de utilización para apoyos sencillos, se puede calcular de acuerdo con lo establecido en la ecuación (80).

$$M_r \leq M_1 + M_2 + M_3 \quad (80)$$

Donde:

M_r = Momento máximo permisible en el poste en kg*m.

M_1 = Momento por carga del viento en el poste en kg*m.

M_2 = Momento por carga del viento en los conductores en kg*m.

M_3 = Momento por carga debida al ángulo de deflexión de los alineamientos en kg*m.

Reemplazando en la expresión anterior las ecuaciones respectivas, se tiene la ecuación (81).

$$M_r \leq f_{v1} * H_1 + f_v * h_1 * n + T_{res} * h_1 * n \quad (81)$$

Donde:

M_r = Momento máximo permisible en el poste en kg*m.

H_1 = Altura de la aplicación de carga viento en el poste en m.

f_{v1} = Carga del viento sobre el poste en kg.

f_v = Esfuerzo en el conductor por efecto del viento en términos del vano viento.

h_1 = Altura del terreno a los conductores en m.

n = Número de conductores.

T_{res} = Tensión resultante de la carga de ángulo sobre los conductores en kg.

Reemplazando los valores obtenidos en la anterior expresión, para las diferentes estructuras y conductores, obtenemos las ecuaciones (82), (83) y (84) para las redes de media y las ecuaciones (85), (86), (87) y (88) para las redes de baja tensión.

En estructuras de media tensión de 12 m, 510 kg y conductor ACSR N° 2 AWG:

– Paso, retención y terminal monofásicas 505 - 506:

$$2060,4 = 421,27 + 3,6922 * V_v + 19588,95 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (82)$$

– Paso bifásica 510:

$$2101,2 = 421,27 + 7,5307 * V_v + 39953,7 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (83)$$

– Retención y terminal bifásica 514 - 515:

$$2060,4 = 421,27 + 7,3845 * V_v + 39177,9 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (84)$$

Estructuras de baja tensión, tipo paso, retención y terminal monofásicas, apoyo 8m, 510 kg:

- Conductor dúplex N° 2 AWG:

$$1326 = 179,15 + 5,1979 * V_v + 12587,25 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (85)$$

- Conductor dúplex N° 4 AWG:

$$1326 = 179,15 + 4,2771 * V_v + 8229 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (86)$$

- Conductor tríplex N° 2 AWG:

$$1326 = 179,15 + 5,9702 * V_v + 12587,25 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (87)$$

- Conductor tríplex N° 4 AWG:

$$1326 = 179,15 + 5,5543 * V_v + 8229 * \text{sen}(\gamma/2) \quad (88)$$

En la tabla 91 se establecen los puntos de corte para graficar cada una de las curvas de utilización de apoyos sencillos, teniendo en cuenta las expresiones anteriores.

Tabla 91. Puntos de corte de las curvas de utilización en apoyos sencillos.

| Nivel de tensión | Estructuras | Conductor | Ángulo de alineamiento [°] | Vano viento [m] |
|------------------|-----------------|---------------|----------------------------|-----------------|
| Media tensión | 505 – 506 | ACSR 2 AWG | 9,19 | 424,98 |
| | 510 | ACSR 2 AWG | 4,62 | 213,78 |
| | 514 - 515 | ACSR 2 AWG | 4,59 | 212,49 |
| Baja tensión | 625 (N51 – N55) | Dúplex 2 AWG | 10,46 | 220,64 |
| | | Dúplex 4 AWG | 16,02 | 268,14 |
| | | Tríplex 2 AWG | 10,46 | 192,10 |
| | | Tríplex 4 AWG | 16,02 | 206,48 |

La figura 27 muestra la curva de utilización de estructuras de media tensión sin templetes.

La figura 28 muestra la curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos sencillos y sin templetes.

La figura 29 muestra la curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos sencillos y sin templetes.

Analizando cada una de las curvas obtenidas y referenciadas en las figuras 27, 28 y 29, se puede observar:

- Que el área bajo la recta, incluido los ejes coordenados, corresponde a todas las posibles combinaciones entre las variables “ángulo de deflexión” y “vano viento” para las cuales las estructuras de media y baja tensión de apoyos de 12 x 510 kg, 8 m x 510 kg y disposición horizontal de conductores, cumplen con las condiciones mecánicas requeridas, y mantienen su equilibrio estático.
- Situación que permite validar la utilización de los apoyos y estructuras seleccionadas para los diferentes ramales trazados en el replanteo técnico de las obras a realizar en el alcance del proyecto

Figura 27. Curva de utilización de estructuras de media tensión, apoyos sencillos, sin templetes.

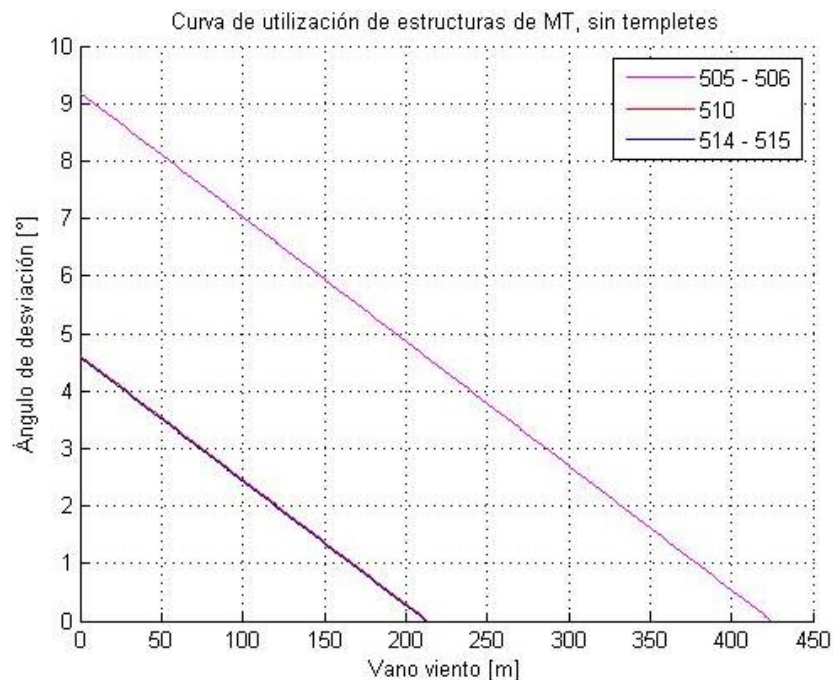


Figura 28. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos sencillos, sin templetes.

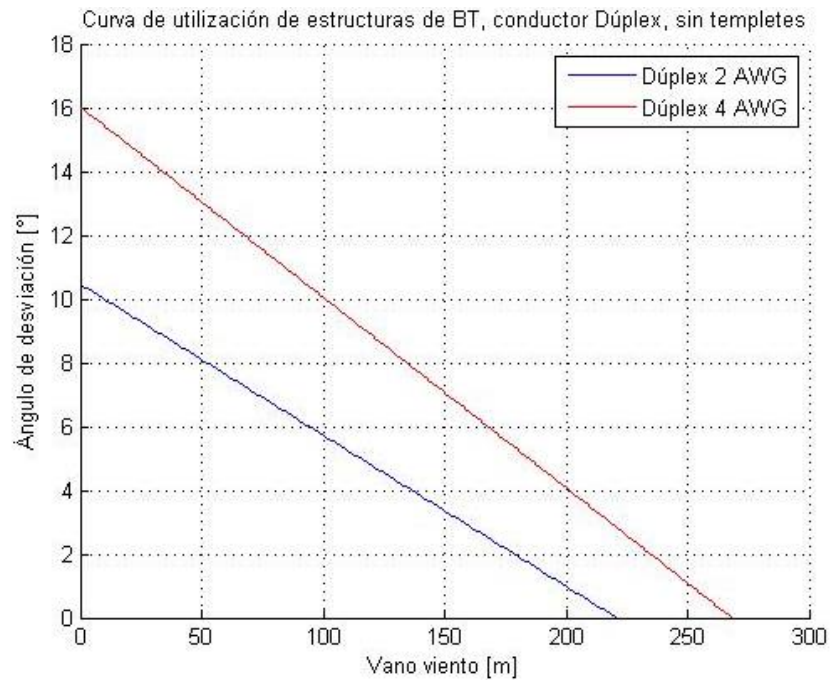
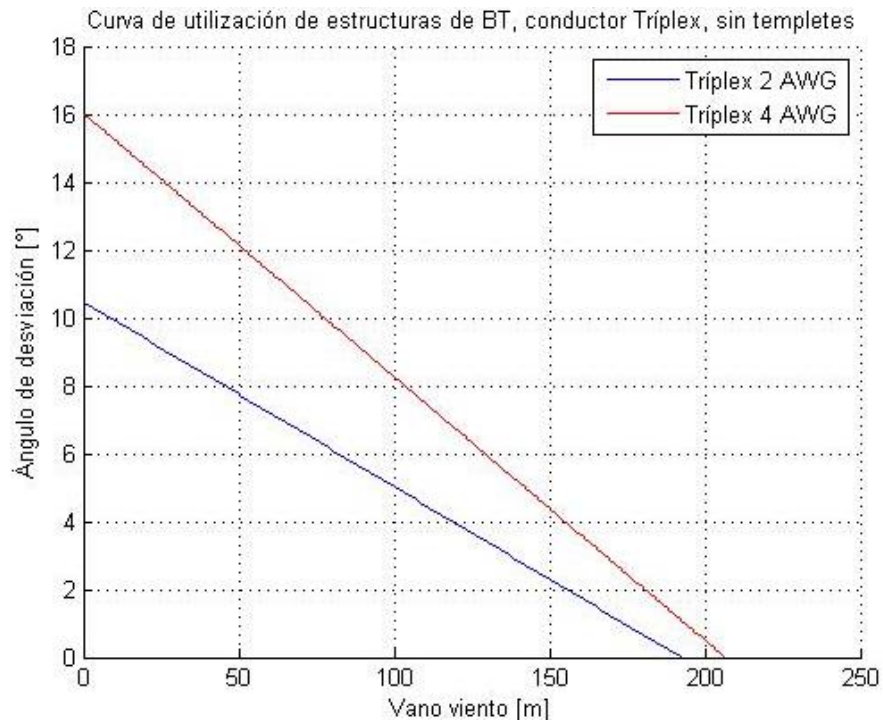


Figura 29. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos sencillos, sin templetes.



6.2.5. Momentos en apoyos con estructuras dobles o triples. En el caso de existir más de un poste en la estructura seleccionada, los esfuerzos se reparten de manera proporcional entre cada uno, es decir, si se tienen dos (2) postes, cada uno toma la mitad de los esfuerzos que actúan sobre la estructura.

Por consiguiente al plantear la inequación de la sumatoria de momentos respecto al momento resistente del poste, se realiza el mismo procedimiento de los apoyos sencillos con la diferencia que el momento de viento sobre los conductores (M_2) y el momento debido al cambio de dirección de la línea (M_3), se dividen en el número de postes, como se establece en la ecuación (89).

$$M_r \leq M_1 + \frac{M_2}{n_p} + \frac{M_3}{n_p} \quad (89)$$

Donde:

M_r = Momento máximo permisible en el poste en kg*m.

M_1 = Momento por carga del viento en el poste en kg*m.

M_2 = Momento por carga del viento en los conductores en kg*m.

M_3 = Momento por carga debida al ángulo de deflexión de los alineamientos en kg*m.

n_p = Número de postes.

6.2.5.1. Curvas de utilización de apoyos con estructuras dobles. En las figuras 30, 31 y 32 se presentan las curvas de utilización para apoyos dobles de las redes de media y baja tensión. Allí se puede observar que el ángulo de alineamiento y el vano viento es aproximadamente el doble de los apoyos sencillos.

Figura 30. Curva de utilización de estructuras de media tensión, apoyos dobles, sin templetes.

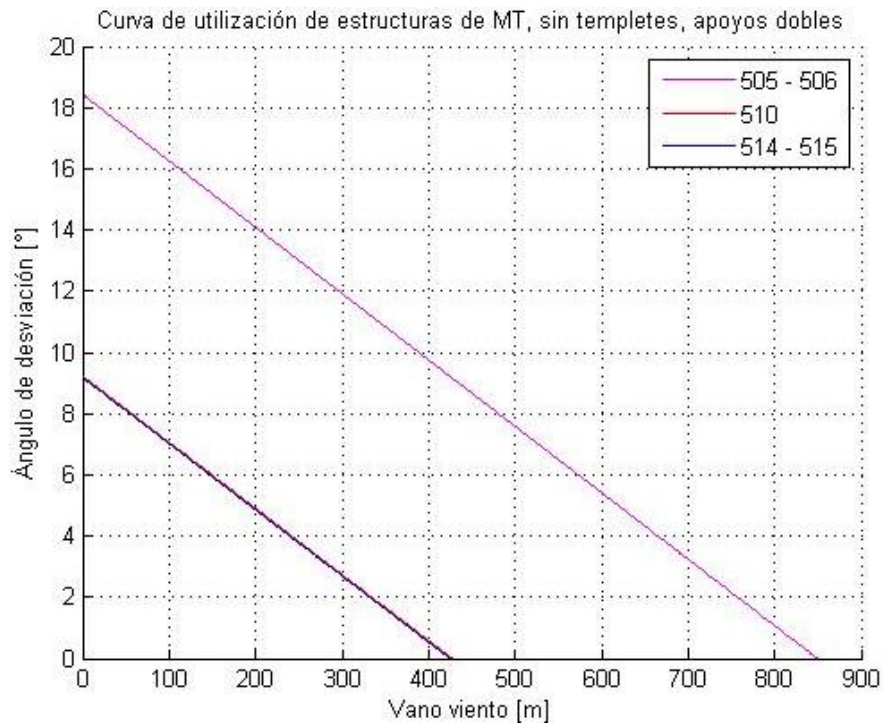


Figura 31. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos dobles, sin templetes.

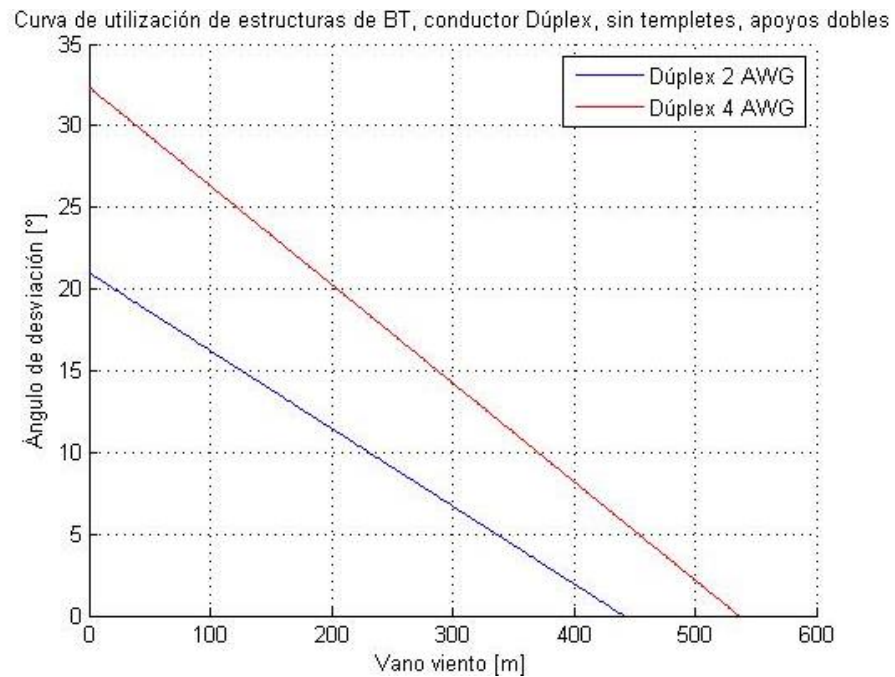
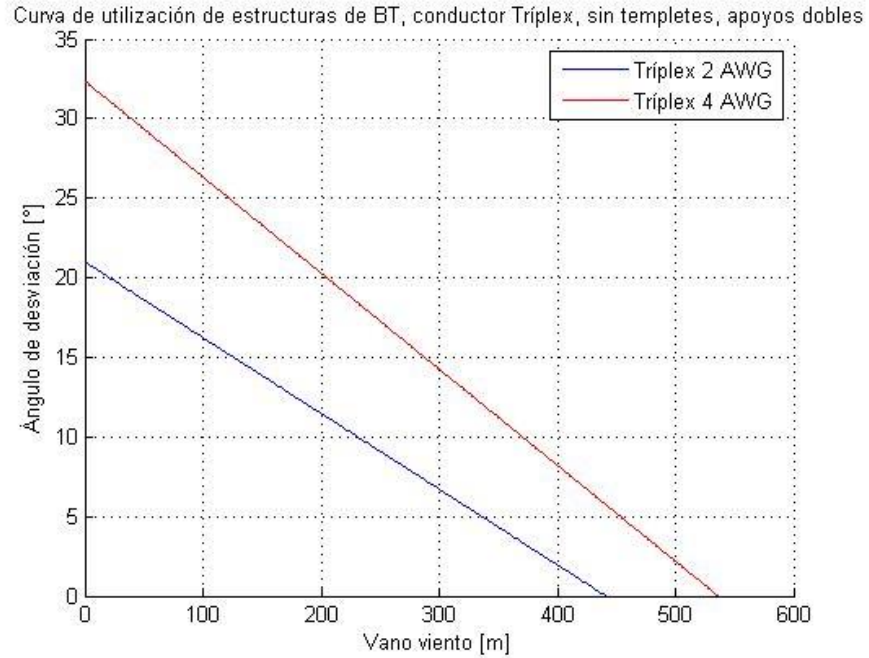


Figura 32. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos dobles, sin templetes.



6.2.5.2. Curvas de utilización de apoyos con estructuras triples. En las figuras 33, 34 y 35 se presentan las curvas de utilización para apoyos triples de las redes de media y baja tensión. Allí se puede observar que el ángulo de alineamiento y el vano viento es aproximadamente el triple de los apoyos sencillos.

Figura 33. Curva de utilización de estructuras de media tensión, apoyos triples, sin templetes.

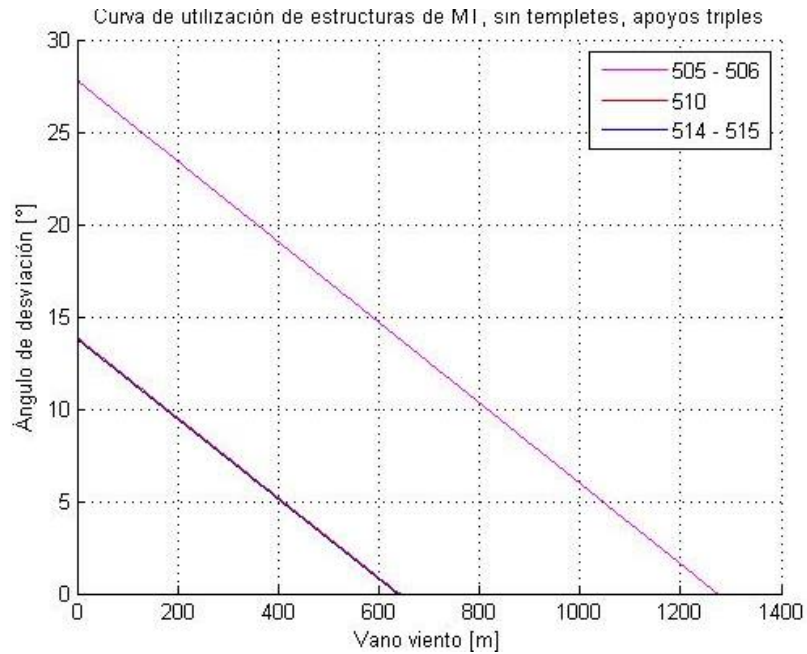


Figura 34. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor dúplex, apoyos triples, sin templetes.

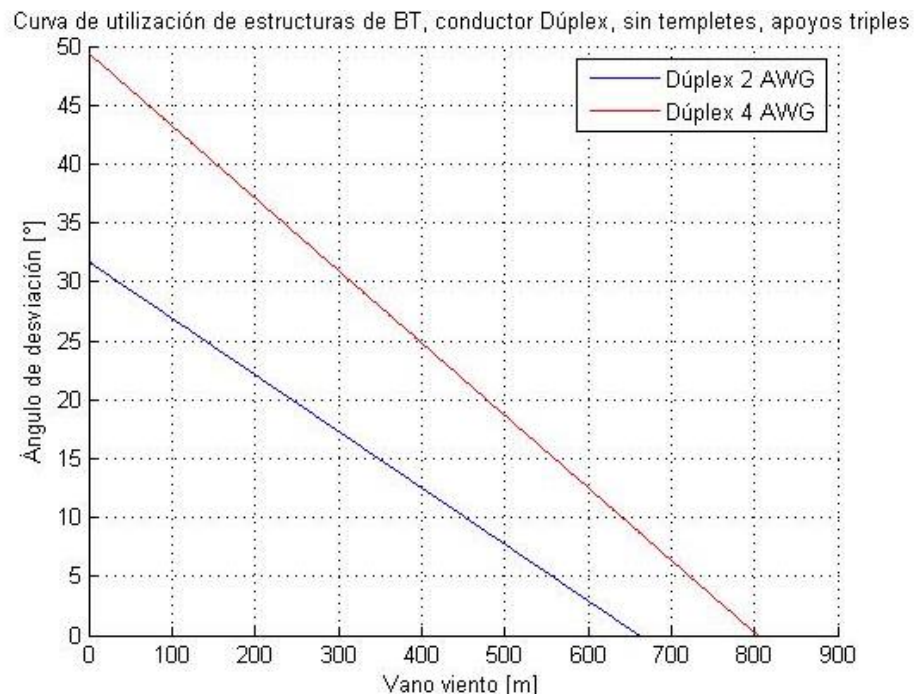
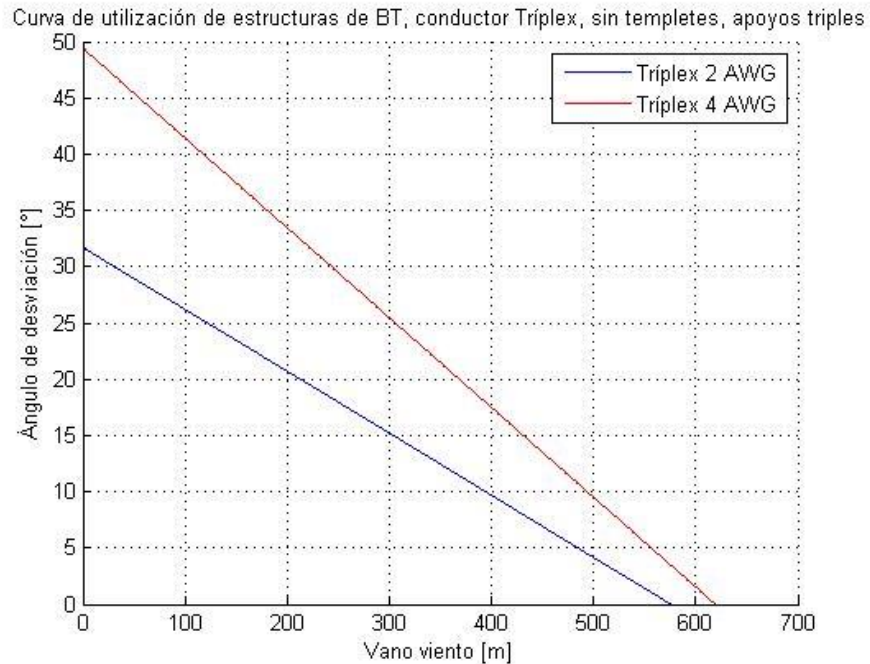


Figura 35. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, conductor tríplex, apoyos triples, sin templetes.



6.3. CÁLCULO DE TEMPLETES (RETENIDAS A TIERRA)

6.3.1. Generalidades. Los templetes, específicamente las retenidas a tierra, se utilizan para contrarrestar las fuerzas longitudinales originales por rotura de conductor, por tensiones desequilibradas entre vanos adyacentes, por operaciones de tendido en estructuras de retención, y las fuerzas transversales debidas al viento y al ángulo de deflexión de la línea.

Para el cálculo de los templetes se tiene en cuenta el ángulo que forma con la vertical, o sea la distancia desde la base del poste al sitio de anclaje, la cual determina cambios en los esfuerzos del cable.

6.3.2. Material de las retenidas. Los cálculos se realizaron seleccionando cables de acero galvanizado extra resistente 1/4 de pulgada y 3020 kg de carga de rotura respectivamente debido a que es el más comercial.

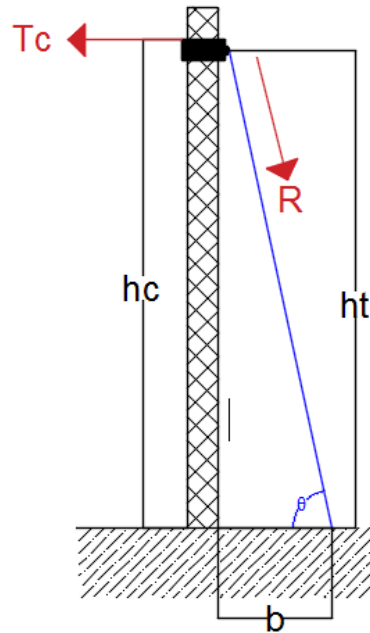
6.3.3. Factores de seguridad y sobrecarga

6.3.3.1. Para cargas normales. Se consideran cargas normales: las cargas de ángulo, las cargas de viento (con velocidad de viento promedio de la zona donde se desarrollará el proyecto) y las cargas longitudinales de las estructuras terminales. Los factores de seguridad utilizados son los nombrados previamente en la tabla 82.

6.3.3.2. Para cargas anormales. Se consideran cargas anormales: las cargas longitudinales ocasionadas por rotura de conductor o por las maniobras de tendido en las estructuras de retención. Según la norma de la ESSA, en caso de condición anormal, el factor de sobrecarga para los diferentes tipos de carga es de 1,25, excepto para cargas verticales.

6.3.4. Cálculo de templetes (retenidas a tierra). En este ítem se referencian las consideraciones técnicas a tener en cuenta para el cálculo de templetes específicamente la retenida de puesta a tierra, como lo ilustra la figura 36.

Figura 36. Ilustración del poste, el templete y las fuerzas que actúan sobre él.



- h_t = Punto de amarre del templete en m (20 cm desde el extremo superior).
- h_c = Altura del conductor en m.
- b = distancia horizontal entre el apoyo del poste y el templete.

Según la norma RA6-001 de Empresas Públicas de Medellín EPM, la distancia horizontal mínima entre el apoyo del poste y el templete puede ser un 70% de la altura libre del poste.

Por lo tanto,

- Para los postes de media tensión de 12 m de altura total, la distancia horizontal mínima entre el apoyo del poste y el templete toma un valor de 7,14 m y al hacer el análisis matemático para obtener el valor del ángulo, se obtiene que θ toma valores de $54,47^\circ$.
- Para los postes de baja tensión de 8 m de altura total la distancia horizontal mínima entre el apoyo del poste y el templete toma un valor de 4,62 m y al

hacer el análisis matemático para obtener el valor del ángulo, se obtiene que θ toma valores de $54,18^\circ$.

6.3.4.1. Templetes para estructuras terminales. En estructuras terminales, al hacer la sumatoria de momentos que actúan en ellos, se obtiene la ecuación (90).

$$M_r + R_x * h_t = T_c * h_1 * n \quad (90)$$

Donde:

- M_r = Momento máximo permisible en el poste en kg*m.
- R_x = Componente horizontal de la tensión del templete en kg.
- H_t = Punto de amarre del templete en m (20 cm desde el extremo superior).
- H_1 = Altura del terreno a los conductores en m.
- T_c = Tensión de los conductores en la condición más desfavorable en kg.
- N = Número de conductores.

En estructuras de retención que deben sostener vanos de conductores por cada lado, el número de templetes es el doble al calculado para estructuras terminales, por cada lado, con el objetivo de evitar la ruptura en los apoyos y disminuir las tensiones desequilibradas producidas al ocurrir ruptura en uno o más conductores.

– Calculo de templete para postes de 12 m

El cálculo se realiza tomando un vano igual al vano regulador, al remplazar los valores considerados en las variables de la ecuación (90), de sumatoria de momentos, se obtienen los resultados de la tabla 92.

Tabla 92. Tensión de los templetes de las estructuras de 12 m.

| Estructura | Momento Resistente [kg*m] | Altura de amarre templete [m] | Tensión conductores [kg] | Número de Conductores | Tensión horizontal del templete [kg] |
|------------|---------------------------|-------------------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| 514 | 2060,4 | 10 | 409,58 | 2 | 621,31 |
| 505 | 2060,4 | 10 | 409,58 | 2 | 621,31 |

Obtenido el valor del componente horizontal de la tensión del templete, se debe calcular la tensión total que soportará el mismo mediante la ecuación (91), y se verifica si esta cumple con el factor de seguridad que recomienda la norma ESSA.

$$R = \frac{R_x}{\cos \theta} \quad (91)$$

Donde:

R = Tensión total del templete en kg.

R_x = Tensión horizontal del templete en kg.

θ = Ángulo del templete.

Tabla 93. Factores de seguridad de templetes en postes de 12 m.

| Estructura | Tensión del Templete [kg] | Tensión de rotura Del templete [kg] | Factor de Seguridad mínimo | Factor de Seguridad |
|------------|---------------------------|-------------------------------------|----------------------------|---------------------|
| 514 | 1069,22 | 3020 | 2 | 2,82 |
| 505 | 1069,22 | 3020 | 2 | 2,82 |

De acuerdo con lo validado en la tabla 93 se observa que se cumple con el factor de seguridad, lo que permite concluir que solo se necesita un templete de 3020 kg de tensión de rotura para el tramo en análisis.

– Calculo de templete para postes de 8 m

Se analizará el comportamiento de la estructura terminal de 8 m, cuando esta soporta la tensión de los diferentes tipos de conductores de baja tensión nombrados previamente.

El cálculo se realiza tomando un vano igual al vano regulador, al remplazar los valores considerados en las variables en la ecuación (90), de sumatoria de momentos, se obtienen los resultados de la tabla 94.

Tabla 94. Tensión de los templete de las estructuras de 8 m.

| Conductor | Momento Resistente [kg*m] | Altura de Amarre templete [m] | Tensión conductores [kg] | Número de conductores | Tensión horizontal del templete [kg] |
|---------------|---------------------------|-------------------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| Dúplex 2 AWG | 1326 | 6,4 | 413,57 | 1 | 212,85 |
| Dúplex 4 AWG | 1326 | 6,4 | 471,49 | 1 | 271,67 |
| Tríplex 2 AWG | 1326 | 6,4 | 382,14 | 1 | 180,92 |
| Tríplex 4 AWG | 1326 | 6,4 | 446,76 | 1 | 246,56 |

Obtenido el valor del componente horizontal de la tensión del templete se debe calcular la tensión que soportará el templete mediante la ecuación (91), y se verifica si esta cumple con el factor de seguridad que recomienda la norma ESSA.

Tabla 95. Factores de seguridad de los templete de las estructuras de 8 m.

| Conductor | Tensión del templete [kg] | Tensión de rotura del templete [kg] | Factor de seguridad mínimo | Factor de seguridad |
|---------------|---------------------------|-------------------------------------|----------------------------|---------------------|
| Dúplex 2 AWG | 363,65 | 3020 | 2 | 8,30 |
| Dúplex 4 AWG | 464,16 | 3020 | 2 | 6,51 |
| Tríplex 2 AWG | 309,11 | 3020 | 2 | 9,77 |
| Tríplex 4 AWG | 421,24 | 3020 | 2 | 7,17 |

De acuerdo con lo validado en la tabla 95, se observa que se cumple con el factor de seguridad, lo que permite concluir que solo se necesita un templete de 3020 kg de tensión de rotura para el tramo en análisis.

6.3.4.2. Templete para estructuras en ángulo. Tomando como base la ecuación (80) que permite hacer la sumatoria de momentos que actúan en las estructuras, se introduce en ella el momento generado por la tensión del templete y se obtiene la ecuación (92).

$$M_r + R_x * h_t * k = M_1 + M_2 + M_3 \quad (92)$$

Donde:

- M_r = Momento máximo permisible en el poste en kg*m.
- M_1 = Momento por carga del viento en el poste en kg*m.
- M_2 = Momento por carga del viento en los conductores en kg*m.
- M_3 = Momento debido al ángulo de deflexión de los alineamientos en kg*m.
- R_x = Componente horizontal de la tensión del templete en kg.
- h_t = Altura de amarre del templete en m.
- k = Número de templetos.

Si se desea contemplar más de un templete en la estructura, se debe multiplicar el momento de la retención por la cantidad de templetos contemplados, se reemplaza en la misma ecuación y se obtienen los nuevos puntos de corte de la gráfica.

De la ecuación (92) se obtienen los puntos de cortes de la misma forma que en estructuras sin templetos y se grafican los resultados.

- Cálculo de templetos para estructuras en ángulo en media tensión y postes de 12 m

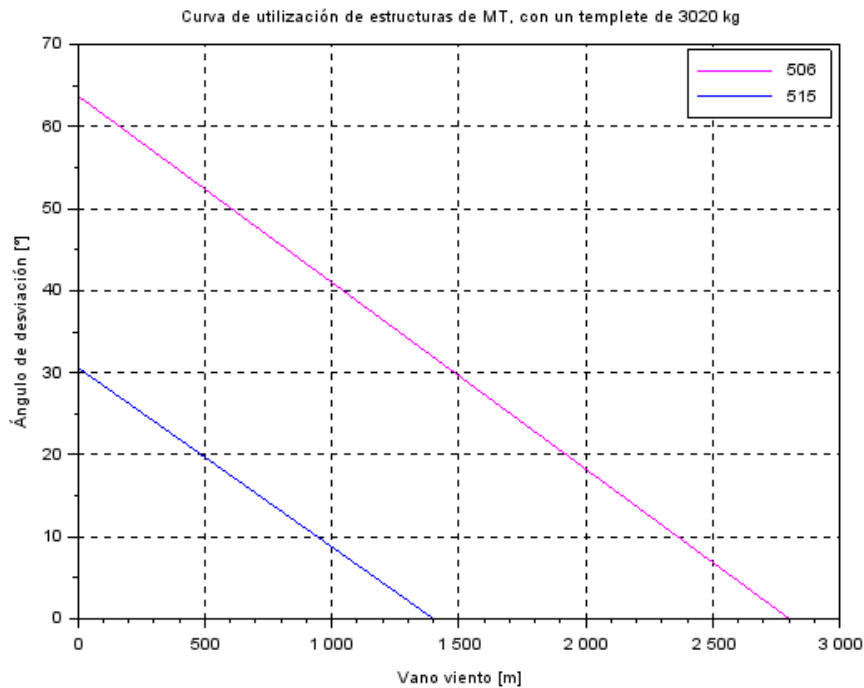
El cálculo se realiza tomando un vano igual al vano regulador, teniendo en cuenta el momento total de la retención, para hallar la longitud máxima y el ángulo máximo de la estructura, al reemplazar los valores considerados en las variables en la ecuación (92) se obtienen los resultados de la tabla 96.

Tabla 96. Longitud máxima y ángulo máximo de las estructuras 515 y 506.

| Estructura | Momento resistente [kg*m] | Momento debido al viento en el apoyo [kg*m] | Momento debido al viento en los conductores [kg*m] | Momento debido al cambio de dirección [kg*m] | Momento de la retención [kg*m] | Longitud del vano [m] | Ángulo de deflexión [°] |
|------------|---------------------------|---|--|--|--------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 515 | 2060,4 | 491,27 | 7,38 | 39177,90 | 8774,37 | 1400,71 | 30,62 |
| 506 | 2060,4 | 491,27 | 3,69 | 19588,95 | 8774,37 | 2801,42 | 63,74 |

La figura 37 muestra estos resultados para las estructuras de retención en media tensión tipo 515 y 506.

Figura 37. Curva de utilización de estructuras de retención de media tensión, apoyo sencillo, con un templete de 3020 kg.



Es de destacar en esta gráfica que el área bajo la recta, incluidos los ejes coordenados, corresponden a todas las posibles combinaciones entre las variables ángulo de deflexión (α) y vano viento (a_v), para las cuales las estructuras

tipo 515 y 506, cumplen con las condiciones mecánicas requeridas y mantienen su equilibrio estático.

- Cálculo de templetes para estructuras en ángulo en baja tensión y postes de 8 m

El cálculo se realiza para cada tipo de conductor de baja tensión, tomando un vano igual al vano regulador y teniendo en cuenta el momento total de la retención, para hallar la longitud máxima y el ángulo máximo de la estructura se reemplazan los valores considerados en las variables en la ecuación (92) se obtienen los resultados de la tabla 97.

Tabla 97. Longitud máxima y ángulo máximo de las estructuras de 8 m.

| Conductor | Momento resistente [kg*m] | Momento debido al viento en el apoyo [kg*m] | Momento debido al viento en los conductores [kg*m] | Momento debido al cambio de dirección [kg*m] | Momento de la retención [kg*m] | Longitud del vano [m] | Ángulo de deflexión [°] |
|-----------|---------------------------|---|--|--|--------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| N51 - D2 | 1326 | 179,15 | 5,20 | 12587,25 | 5656,39 | 1308,84 | 65,43 |
| N51 - D4 | 1326 | 179,15 | 4,28 | 8229,00 | 5656,39 | 1590,60 | 111,53 |
| N51 - T2 | 1326 | 179,15 | 5,97 | 12587,25 | 5656,39 | 1139,54 | 65,43 |
| N51 - T4 | 1326 | 179,15 | 5,55 | 8229,00 | 5656,39 | 1224,85 | 111,53 |

La figura 38 muestra las curvas de utilización de estructuras de baja tensión para los conductores dúplex calibres N° 2 AWG y N° 4 AWG.

La figura 39 muestra las curvas de utilización de estructuras de baja tensión para los conductores tríplex calibres N° 2 AWG y N° 4 AWG.

Es de destacar en estas gráficas que el área bajo la recta, incluidos los ejes coordenados, corresponden a todas las posibles combinaciones entre las variables ángulo de deflexión (α) y vano viento (a_v), para las cuales las estructuras

tipo N51 cumplen con las condiciones mecánicas requeridas y mantiene su equilibrio estático.

Figura 38. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, con conductor dúplex, apoyo sencillo, un templete de 3020 kg.

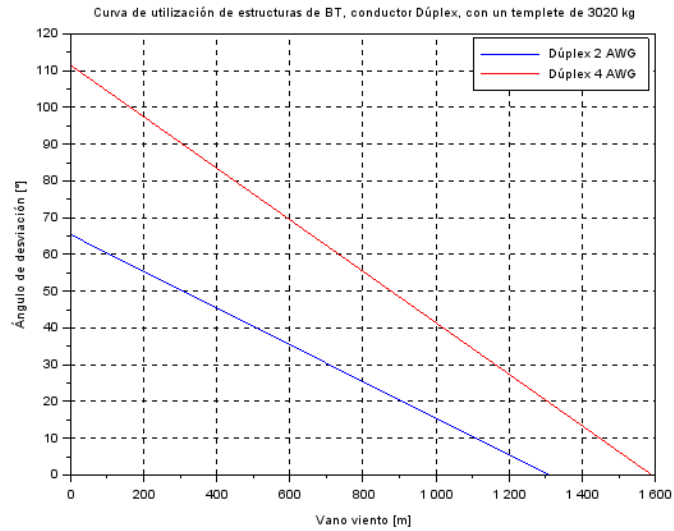
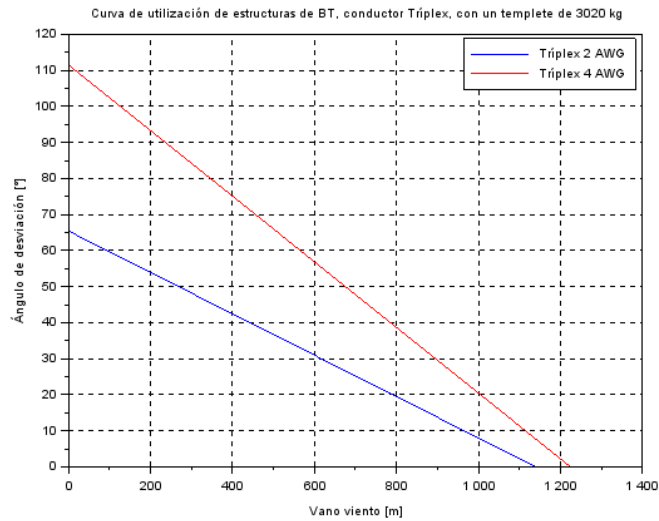


Figura 39. Curva de utilización de estructuras de baja tensión, con conductor tríplex, apoyo sencillo, un templete de 3020 kg.



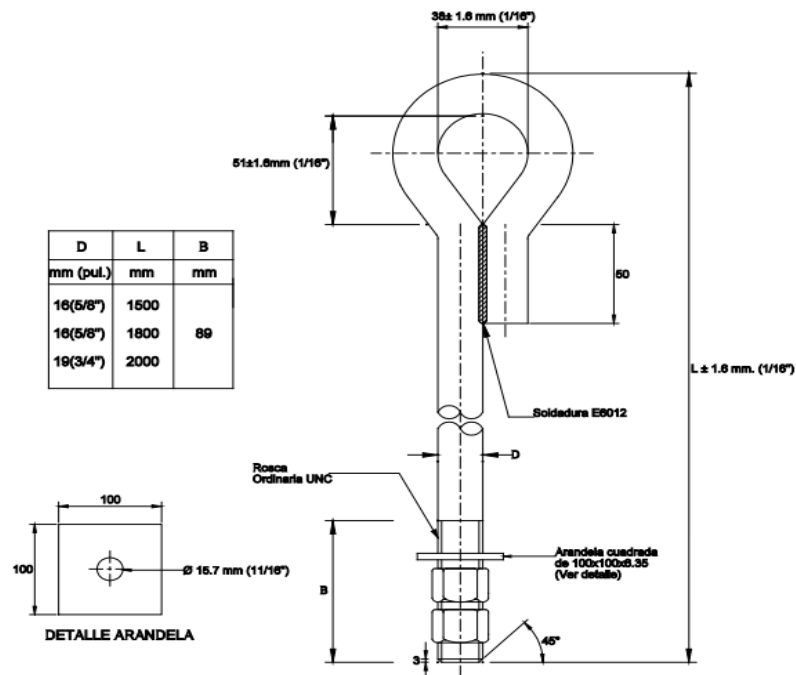
Para estructuras dobles y triples se sigue el mismo procedimiento que en estructuras sencillas.

6.3.4.3. Anclajes. La tensión del templete debe ser contrarrestada por medio del anclaje, que generalmente se conforma de una varilla de acero reforzado, totalmente galvanizada por inmersión en caliente y deberá cumplir con las especificaciones dadas en la norma NTC 2076, de 5/8" x 1,8 m; como se muestra en la figura 40, anclada a un bloque de concreto.

La varilla de anclaje con su retenida se colocará en un ángulo de 45° entre la cabeza de la varilla y el suelo. Este debe tener una capacidad portante de retención de 28000 lb.

El suelo podrá ser el original u otro siempre y cuando cumpla la capacidad portante.

Figura 40. Anclaje del templete.



Fuente: Tomado de la norma RA7-038, EPM

6.4. CÁLCULO DE ESPIGOS

Teniendo en cuenta que la tensión máxima que soportarán los espigos será igual a la máxima permisible en los conductores, es decir, la tensión de rotura dividida en el factor de seguridad para la condición más crítica, que en el caso de media tensión, corresponde a 646,5 kg.

Tomando en cuenta las especificaciones dadas por el grupo EPM en el documento nombrado “Especificación técnica para aisladores eléctricos tipo pin porcelana, suspensión porcelana, line post, poliméricos de suspensión y pin, carrete y tensores”, se puede determinar para los aisladores poliméricos tipo pin en 13,2 kV, que estos soportan una tensión de rotura máxima de 13 kN, que equivale a 1325,631077 kg.

Al aplicar el factor de seguridad establecido por la norma ESSA, se puede determinar para los aisladores poliméricos tipo pin en 13,2 kV soportan una tensión máxima de 883,75 kg.

Lo anterior, nos permite concluir que estos aisladores tienen una mayor tensión de ruptura con respecto a las establecidas para las estructuras a contemplar en el montaje de la infraestructura eléctrica proyectada, por lo que cumplen con las tensiones de rupturas exigidas.

6.5. SISTEMA DE AMORTIGUAMIENTO

Con el objeto de evitar que por la acción del viento resulten dañados los conductores en las redes eléctricas por efecto esfuerzos adicionales a la estructura por vibraciones eólicas, de acuerdo con la longitud de los vanos, se

recomienda establecer un sistema de amortiguamiento a base de amortiguadores de vibración.

Según lo establecido en el libro "CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS" de Carlos M. Gómez, el amortiguador tipo stock bridge absorbe parte de la energía de la vibración y se ubica donde se prevea una vibración excesiva. El amortiguador referenciado se muestra en la figura 41.

Figura 41. Amortiguador tipo stock bridge.



Fuente: Adaptado de catálogo de herrajes de sujeción – Comercializadora en comunicaciones digitales S.A.

El amortiguador tipo stock bridge está conformado por dos pesas unidas a una pieza de cable trenzado de 30 a 60 cm de largo, que se une con una abrazadera al conductor de la línea que permite que la energía de la vibración se absorba mediante el cable trenzado amortiguando rápidamente la vibración.

En la tabla 98 se presenta en general el uso de los amortiguadores de acuerdo a la longitud del vano.

Tabla 98. Amortiguamiento por conductor en cada vano.

| Vano [m] | Número de amortiguadores por conductor |
|----------------|--|
| Hasta 360 | 2 piezas (1 en cada extremo) |
| 361 – 670 | 4 piezas (2 en cada extremo) |
| Mayores de 670 | 6 piezas (3 en cada extremo) |

Fuente: Adaptada de Cálculos mecánicos de Carlos M. Gómez Rico por autores del proyecto.

6.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE CÁLCULOS MECÁNICOS PARA EL PROYECTO

Para validar las estructuras seleccionadas para las redes de media y baja tensión del proyecto durante el replanteo técnico de las obras, se realiza el cálculo mecánico de los conductores y el cálculo mecánico de las estructuras previstas, para luego ejecutar un análisis a los resultados obtenidos, estableciéndose las siguientes consideraciones:

6.6.1. En los conductores. En el caso de los conductores a utilizar, se realizaron las gráficas de curvas de tendido teniendo en cuenta la tensión y la flecha, para cada tipo de conductor.

En las gráficas realizadas se observa cómo varía la tensión y la flecha dependiendo de la longitud del vano.

Estas curvas muestran la información necesaria para que el constructor de la línea haga el tendido del conductor, verificando la tensión aplicada mediante el uso de un dinamómetro y/o controlando la flecha mediante un teodolito.

Los valores dados en las curvas se dan para las condiciones iniciales del conductor y para diferentes temperaturas del mismo en la hora del tendido, el constructor debe verificar esta temperatura y aplicar la tensión calculada para el tramo a tender.

6.6.2. En los apoyos. Para la selección de los apoyos y de las estructuras requeridas para los vanos establecidos en el diseño eléctrico, se establecieron las curvas de utilización de apoyos en las redes de media tensión y las curvas de utilización de apoyos en las redes de baja tensión, con estructuras de paso, de retención y terminales, teniendo en cuenta:

- El uso de apoyos sin templetes.
- El uso de apoyos con templetes.

Para cada una de estas situaciones se graficó una curva de utilización donde se mostraba la longitud del vano y el ángulo de deflexión de la línea por tipo de apoyo y estructura, destacando que en estas gráficas el área bajo la recta, incluidos los ejes coordenados, corresponden a todas las posibles combinaciones entre las variables ángulo de deflexión (α) y vano viento (a_v), para las cuales la estructura cumple con las condiciones mecánicas requeridas y mantiene su equilibrio estático.

En cada una de ellas se especificó la longitud máxima del vano que puede tener y en el caso de las estructuras de retención se mostró el ángulo máximo de deflexión de la línea.

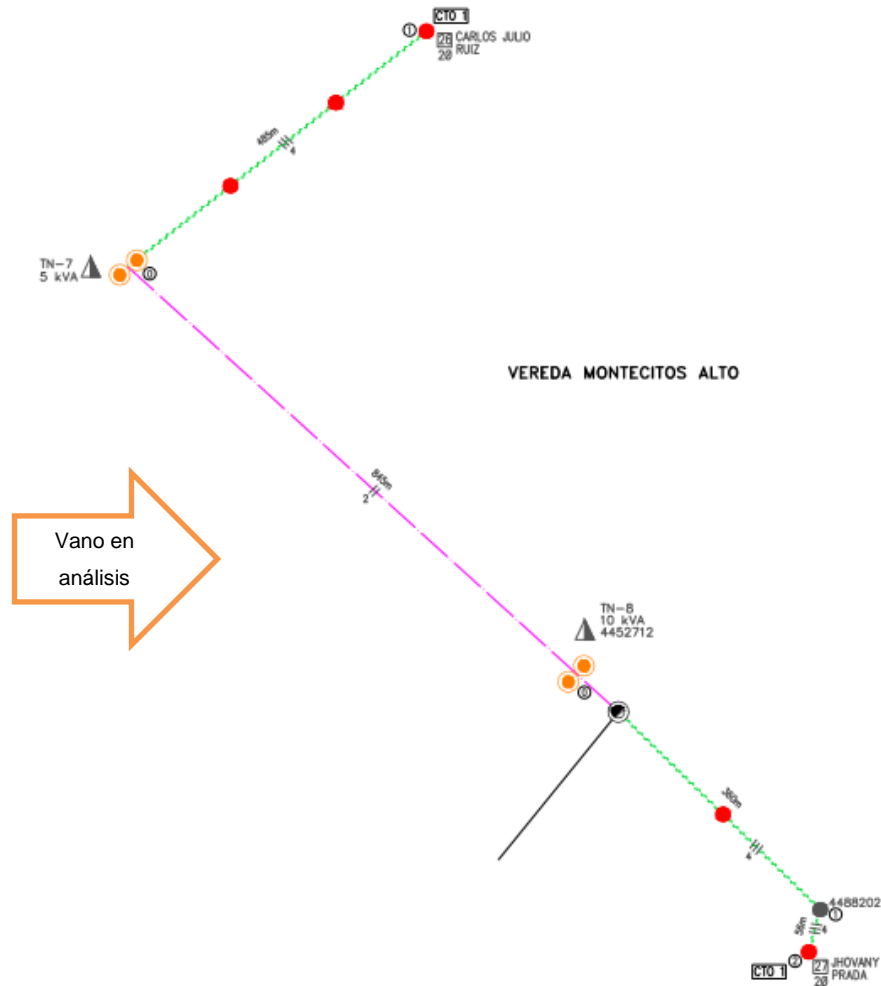
6.6.3. Validación de estructuras, apoyos y conductores. Con base en el diseño eléctrico y en las características del terreno se estableció la infraestructura eléctrica de la obra y mediante el análisis mecánico se validó el uso de las estructuras, apoyos y conductores en la misma.

A continuación se establece la topología de los transformadores donde se encuentra el vano de mayor longitud para las redes de media y baja tensión, el cual se compara con los resultados obtenidos previamente en las curvas de utilización y se valida su uso, cumpliéndose también para el resto de vanos presentados en la obra.

- Red Media tensión proyectada

Se realiza el cálculo mecánico para el vano más crítico de media tensión del proyecto, que corresponde a la red que llega al transformador nuevo 7 y se señala en la figura 42 ubicado en la vereda Montecitos Alto.

Figura 42. Diagrama topológico del transformador nuevo 7.



La longitud del vano en análisis es de 845 m y para este vano se proyectaron estructuras tipo 505 (Estructura terminal – circuito monofásico) y tipo 506 (Estructura de retención – circuito monofásico).

Revisando los cálculos mecánicos realizados para las estructuras tipo 505 y tipo 506, se pudo establecer que el vano máximo permitido usando apoyos con retenidas es de 2800 m.

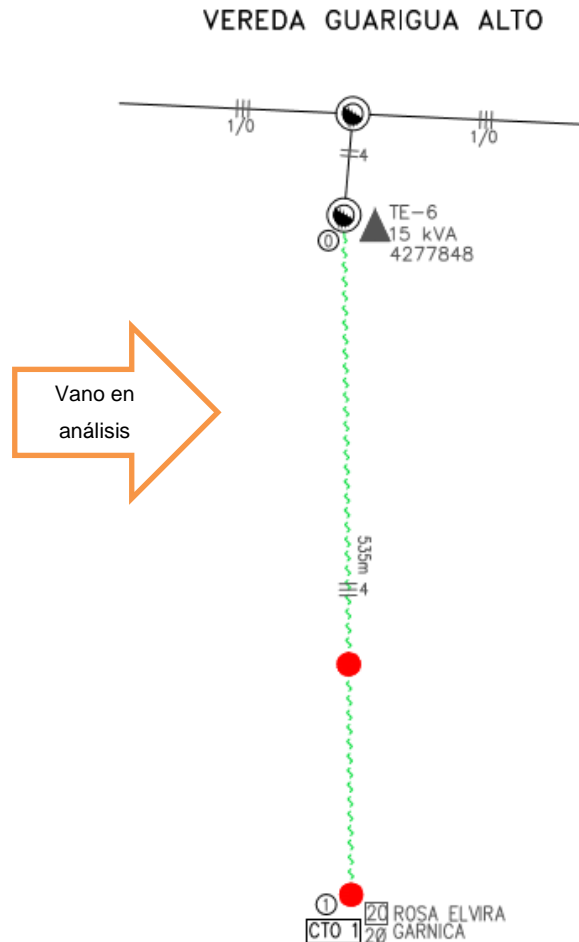
Lo anterior permite concluir para el vano en análisis, que las estructuras seleccionadas cumplen totalmente con los esfuerzos mecánicos debido a que la

longitud del vano (845m) es menor a la longitud máxima posible de acuerdo a los cálculos mecánicos realizados.

– Red baja tensión proyectada

Se realiza el cálculo mecánico para el vano más crítico de baja tensión del proyecto, que corresponde a la red que sale del transformador existente 6 y equivale al tramo 0 – 1. La longitud del vano es de 355 m y se señala en la figura 43.

Figura 43. Diagrama topológico del transformador existente 6.



En este vano se proyectó una estructura N51. Revisando los cálculos mecánicos realizados para la estructura, se pudo establecer que el vano máximo con retenida es de 1225 m para un conductor tríplex 4 AWG, lo que permite concluir que la estructura seleccionada cumple con los esfuerzos mecánicos debido a que la longitud del vano es menor a la máxima posible.

7. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

En este capítulo se presenta el procedimiento a realizar para la elaboración del presupuesto y de esta forma la determinación del costo total del proyecto, mediante la definición de las cantidades y actividades de obra que se requieren para la infraestructura eléctrica proyectada. Igualmente, se establece el análisis de precios unitarios de las actividades estimadas y se define el costo de la interventoría técnica de la obra a tener en cuenta de acuerdo con el plazo de estimación de ejecución de las obras.

7.1. CANTIDADES DE OBRA / ACTIVIDADES DE OBRA

Una vez definido el alcance del replanteo técnico de las obras proyectadas, validado los diseños eléctricos y diseños mecánicos de la infraestructura prevista y determinada la lista final de usuarios a beneficiar, se realiza el inventario de actividades y cantidades de obra a realizar por transformador que involucre las redes de media tensión, redes de baja tensión, subestaciones e instalaciones internas.

Lo anterior permite establecer los grupos de actividades principales que serán el eje para establecer los capítulos del presupuesto del proyecto, como son:

- Capítulo 1. Red de media tensión.
- Capítulo 2. Red de baja tensión.
- Capítulo 3. Subestaciones.
- Capítulo 4. Instalaciones internas.
- Capítulo 5. Legalización ante la ESSA y certificación RETIE de las obras.

Las actividades y cantidades totales de obra para el proyecto se referencian la tabla 99.

Tabla 99. Inventario de cantidades y actividades de obra.

| Cantidades de obra | | |
|---|---------------|-----------------|
| Componente de obra | Unidad | Cantidad |
| 1. Red de media tensión | | |
| Replanteo | m | 4448 |
| 2 No 2 ACSR | m | 4448 |
| 505 | Unid. | 4 |
| 506 | Unid. | 6 |
| 510 | Unid. | 6 |
| 514 | Unid. | 10 |
| 515 | Unid. | 7 |
| 731 | Unid. | 8 |
| Templete directo a tierra | Unid. | 62 |
| Templete poste a poste | Unid. | 5 |
| Caja cortacircuitos | Unid. | 1 |
| Amortiguador | Unid. | 14 |
| Poste 12 m | Unid. | 30 |
| Puesta a tierra | Unid. | 9 |
| Apertura de trocha | m | 1472 |
| 2. Red de baja tensión | | |
| Replanteo | m | 10137 |
| Dúplex 4 | m | 1016 |
| Dúplex 2 | m | 675 |
| Tríplex 4 | m | 5005 |
| Tríplex 2 | m | 1571 |
| N51 – N55 | Unid. | 124 |
| NG2B | Unid. | 39 |
| Templete | Unid. | 99 |
| Poste 8 m | Unid. | 74 |
| Puesta a tierra | Unid. | 41 |
| Apertura de trocha | m | 958 |
| 3. Subestaciones | | |
| Transformador de 5 kVA | Unid. | 10 |
| Transformador de 10 kVA | Unid. | 1 |
| Contrapeso a tierra | Unid. | 11 |
| Estructura de protección | Unid. | 11 |
| 4. Instalaciones internas | | |
| Acometida monofásica bifilar | Unid. | 19 |
| Contador monofásico bifilar | Unid. | 19 |
| Cruce de acometida 1x8+8 | Unid. | 19 |
| Accesorios para acometida monofásica bifilar Cu 2x8 | Unid. | 19 |
| Acometida monofásica trifilar | Unid. | 22 |

| Cantidades de obra | | |
|--|---------------|-----------------|
| Componente de obra | Unidad | Cantidad |
| Contador monofásico trifilar | Unid. | 22 |
| Cruce de acometida 2x8+8 | Unid. | 22 |
| Accesorios para acometida monofásica bifilar Cu 2x8 | Unid. | 22 |
| 5. Certificado | | |
| Trámites de legalización ante ESSA y certificación RETIE | Unid. | 1 |

NOTA:

En el anexo E se establece el inventario de actividades y cantidades de obra para el proyecto.

7.2. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

Una vez definido el inventario de actividades y cantidades, se establecen los formatos del presupuesto general del proyecto y el formato de análisis de precios unitarios, con los cuales se validará el alcance financiero del proyecto, incluyendo el alcance para el futuro contrato de ejecución de la obra y contrato de interventoría.

De acuerdo con lo anterior, los formatos a seguir serán:

- Formato presupuesto general del proyecto

En consecuencia, establecidas las actividades de obra y agrupadas por capítulos, se realiza el desglose de cada actividad de acuerdo con las necesidades de suministro, transporte e instalación de cada una. Para el proyecto en particular se definen cinco capítulos para elaborar el presupuesto, de acuerdo con el formato establecido en la tabla 100.

El formato establece adicionalmente unos costos referidos por concepto de administración, imprevistos y utilidad que se tendrían para el desarrollo del proyecto, lo que establece que los profesionales responsables del proyecto deben establecer de acuerdo con la entidad que se prevé gestionará la construcción de las obras, dichos costos.

Tabla 100. Formato para elaborar presupuesto del proyecto.

| PRESUPUESTO | | | | | | | | | |
|---------------------|---|--------|----------|----------------|--------------|------------|-------|-------------------|-------------|
| Nombre del proyecto | | | | | | | | | |
| | | | (a) | (b) | (c) | (d) | (e) | (f)= (b+c+d+e) | T=(a) x (f) |
| ITEM | ACTIVIDAD | UNIDAD | CANTIDAD | COSTO UNITARIO | | | | | TOTAL ÍTEM |
| | | | | MATERIAL | MANO DE OBRA | TRANSPORTE | E Y H | Valor parcial | |
| 1 | RED DE MEDIA TENSION | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | <i>Subtotal capítulo 1</i> | | | | | | | | |
| 2 | RED DE BAJA TENSION | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | <i>Subtotal capítulo 2</i> | | | | | | | | |
| 3 | SUBESTACIONES | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | <i>Subtotal capítulo 3</i> | | | | | | | | |
| 4 | ACOMETIDAS E INSTALACIONES INTERNAS | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | <i>Subtotal capítulo 4</i> | | | | | | | | |
| 5 | CERTIFICACIÓN RETIE Y LEGALIZACIÓN ANTE OPERADOR DE RED | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | <i>Subtotal capítulo 5</i> | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| A. | TOTAL COSTOS DIRECTOS | | | | | | | | |
| B. | COSTOS INDIRECTOS | | | | | | | | |
| | ADMINISTRACION | | % | | | | | | |
| | IMPREVISTOS | | % | | | | | | |
| | UTILIDAD | | % | | | | | | |
| | IVA SOBRE UTILIDAD | | % | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | C. VALOR TOTAL DE LAS OBRAS | | | | | | | | |
| | D. VALOR INTERVENTORIA | | | | | | | | |
| | E. VALOR TOTAL DEL PROYECTO | | | | | | | | |

Fuente: Adaptada de modelo de Gobernación de Santander por autores del proyecto.

– Formato análisis de precios unitarios

Para establecer el costo unitario de cada actividad se define el formato de la tabla 101, donde se determina el costo de la actividad de acuerdo con la unidad de medida establecida.

El formato establece la valoración de los materiales, la mano de obra, el transporte, además del equipo herramientas requeridas para el adelanto de la actividad.

Tabla 101. Formato para elaborar análisis de precios unitarios.

| ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS | | | | | | | |
|----------------------------------|-------------|----------|--------|-------------|------------------|--------------------|------------------|
| CAPITULO: | | | | | | | |
| ITEM: | | | | | | Vr Unitario Item | |
| ACTIVIDAD: | | | | | | | |
| UNIDAD: | | | | | | | |
| A. MATERIAL | | | | | | | |
| Referencia | Descripción | Cantidad | Unidad | Vr.Unitario | Valor Parcial | | |
| | | | | | | | |
| SUBTOTAL SIN DESPERDICIO | | | | | | | |
| FACTOR DE DESPERDICIO | | | | % | | | |
| Subtotal A. | | | | | | | |
| B. MANO DE OBRA | | | | | | | |
| Referencia | Descripción | Cantidad | Unidad | Jornal (\$) | Prestaciones | Rend/día | Vr.Unitario (\$) |
| | | | | | | | |
| Subtotal B. | | | | | | | |
| C. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS | | | | | | | |
| Referencia | Descripción | Cantidad | Unidad | Rend/día | Vr.Unitario (\$) | Valor Parcial (\$) | |
| | | | | | | | |
| Subtotal C. | | | | | | | |
| D. TRANSPORTE | | | | | | | |
| Referencia | Descripción | Cantidad | Unidad | Km. | Vr.Unitario | Valor Parcial | |
| | | | | | | | |
| Subtotal D. | | | | | | | |
| COSTO DIRECTO | | | | | | | |

Fuente: Adaptada de modelo de Gobernación de Santander por autores del proyecto.

7.2.1. Material. Teniendo en cuenta las normas ICEL para el diseño y construcción de un sistema de distribución, además de las normas IPSE y CENS, donde se tiene la información del desglose de material de las estructuras para los sistemas de distribución, se determina el material necesario para cada actividad, y mediante diferentes fuentes de información de la web como Inter Eléctricas, y catálogos de ABB, Schneider Electric, Procables, entre otros, se determinan los precios unitarios para cada uno y se ajustan con el IVA, y se recomienda a los formuladores del proyecto se establezca un factor de seguridad para una ejecución posible de la obra ante el incremento de los costos que se puedan tener desde la formulación a la ejecución del proyecto.

Los precios unitarios del listado de materiales se encuentran en el anexo F.

El valor parcial de cada material en el APU, se halla mediante la ecuación (93).

$$V_{pm} = V_{r.Unit.M} * Cantid. \quad (93)$$

Donde:

V_{pm} = Valor parcial del material en pesos.

$V_{r.Unit.M}$ = Valor unitario del material en pesos.

$Cantid$ = Cantidad necesaria de material para la actividad.

En el valor parcial del cable de los conductores se tiene en cuenta un factor de desperdicio del 3 %, debido a la gran cantidad que se maneja y los posibles imprevistos que se pueden presentar en las rutas de las redes.

7.2.2. Equipos y herramientas, mano de obra y transporte. Para la instalación y transporte de los materiales de cada actividad, se requieren de herramientas menores, accesorios, un medio de transporte para movilizarlos hasta la obra y una cuadrilla especializada en el montaje de cada uno.

El valor parcial de los equipos y herramientas necesarios para complementar los materiales de la actividad, se halla mediante la ecuación (94).

Donde se establece un valor unitario general para el grupo de herramientas, y se toma un rendimiento por día del mismo para cada actividad de obra.

$$V_{peh} = \frac{V_{r.Unit.EH}}{R_{end}/día} \quad (94)$$

Donde:

V_{peh} = Valor parcial de los equipos y herramientas en pesos.

$V_{r.Unit.EH}$ = Valor unitario de los equipos y herramientas en pesos.

$R_{end}/día$ = Rendimiento del equipo y herramienta por día.

Para la mano de obra dependiendo de la actividad se contrata una cuadrilla compuesta de electricistas, linieros, ayudantes eléctricos, topógrafos, cadeneros, y el número personas necesarias depende de la misma.

Para el valor parcial se tiene en cuenta el jornal del trabajador, su factor prestacional, y el rendimiento por día para el desarrollo de la actividad, como se tiene en la ecuación (95).

$$V_{pmo} = \frac{Cantid. Mo * Jornal + Cantid. Mo * Jornal * Prestac.}{R_{end}/día} \quad (95)$$

Donde:

V_{pmo} = Valor parcial de la mano de obra en pesos.

$Cantid.Mo$ = Cantidad de trabajadores para la mano de obra requerida.

$R_{end}/día$ = Rendimiento de la mano de obra por día.

Jornal = Salario del personal por día de trabajo en pesos
Prestac. = Porcentaje de dinero del salario, reconocido por el vínculo mediante el contrato

Por otro lado, se tienen materiales que poseen un peso considerable, en ocasiones en toneladas, y debido a esto se requiere de un medio de transporte especial, por esta razón, el valor parcial del mismo en la actividad dado por la ecuación (96), depende del peso de los materiales a transportar, y del valor unitario por distancia en km, desde el lugar de despacho, en la mayoría una ciudad principal, hasta el lugar de la obra.

Para el proyecto en desarrollo, se tiene en cuenta la distancia entre Bucaramanga y San Gil.

$$V_{ptr} = \text{Cantid. Tr} * \text{Dist.} * V_{r.\text{Unit.Tr}} \quad (96)$$

Donde:

V_{ptr} = Valor parcial del transporte en pesos.

Cantid.Tr = Cantidad basada en la relación del peso del material y el transporte utilizado.

Dist. = Distancia en km, desde la ciudad principal hasta el municipio.

$V_{r.\text{Unit.Tr}}$ = Valor unitario del transporte utilizado en pesos.

NOTA:

Las listas de valores unitarios de las componentes de equipos, herramientas, mano de obra y transporte para el proyecto en desarrollo se presentan en el anexo G.

7.2.3. Costo directo de la actividad. El costo directo de la actividad se halla con la sumatoria de los valores parciales de las componentes de materiales, equipos, herramientas, mano de obra y transporte.

7.2.4. Costo indirecto de la actividad. El costo indirecto de cada actividad, consta de dos componentes los costos de operación y de obra. Entre los costos de operación se encuentran los gastos técnicos y administrativos, los alquileres, depreciaciones, seguros, materiales de consumo, capacitación y promoción.

Ahora bien, los costos de obra se componen de los costos de campo: técnicos y administrativos, traslado de personal, comunicación y fletes; así mismo de los imprevistos, financiamiento y utilidades del proyecto.

Estos costos indirectos en porcentaje varían de acuerdo a la entidad que ejecute la obra, es decir si la entidad ejecutora es pública o privada, ya que los impuestos y gastos son más elevados en las entidades públicas por los seguros y los aportes a estampillas establecidas por leyes del congreso, ordenanzas departamentales y acuerdos municipales.

Como resultado de lo anterior y estableciéndose que el ejecutor del proyecto podría ser una entidad territorial, llámese Departamento de Santander o municipio de San Gil, se determinó que los porcentajes de los costos indirectos para el proyecto, serán los considerados en la tabla 102.

Tabla 102. Costos indirectos de la actividad.

| Costos indirectos | | | Porcentaje |
|-------------------|---|-------|------------|
| 1. Administración | | | 29 % |
| 1.1 | Estampilla Pro-Cultura 2% sobre el v/r total del contrato | 2,58% | |
| 1.2 | Estampilla Pro-UIS 2.2% sobre el v/r total del contrato | 2,84% | |
| 1.3 | Estampilla Pro-Hospital 2.2% sobre el v/r total del contrato | 2,84% | |
| 1.4 | Estampilla Pro-Anciano 2% sobre el v/r total del contrato | 2,58% | |
| 1.5 | Estampilla Pro-Desarrollo 2.2% sobre el v/r total del contrato | 2,84% | |
| 1.6 | Impuesto Seguridad Democrática Ley 1106/2006,5% sobre el v/r total del contrato | 6,45% | |
| 1.7 | Póliza (incluido RCE 200 SMMLV) | 1,29% | |
| 1.8 | Impuesto Industria y Comercio, 0,48% sobre el v/r total del contrato | 0,62% | |
| 1.9 | Gatos Bancarios 4x1000 | 0,52% | |
| 1.10 | Impuesto CREE, 0.6% sobre el v/r total del contrato | 0,77% | |
| 1.11 | Plan de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Gestión Ambiental (incluye supervisor HSEQ) | 2,58% | |
| 1.12 | Contribución oficina central y personal no facturable | 3,09% | |
| 2. Imprevistos | | | 1 % |
| 3. Utilidad | | | 5 % |

NOTA:

El análisis de precios unitarios de cada actividad para el proyecto en desarrollo se presenta en el anexo H.

7.2.5. Costo de la interventoría técnica. Una parte importante que se tiene en cuenta en el momento de establecer los costos totales del proyecto, a parte de la ejecución de la obra, es el costo de la interventoría.

En la interventoría se cubren aspectos de seguimiento a la parte técnica, administrativa y financiera para la correcta ejecución del proyecto, función que le corresponde a la firma interventora que designe el ente ejecutor del proyecto.

Los costos de la interventoría de la obra se deben contemplar en el presupuesto del proyecto, y dependen de la ejecución y el alcance de la obra.

Para establecer el costo de la interventoría, se define el formato de la tabla 103 recomendado por la entidad, Departamento de Santander, donde se determina el costo de la misma de acuerdo con el plazo de ejecución de las obras y los requerimientos a tener en cuenta tanto en el personal como en la logística para el seguimiento del contrato de obra a suscribir.

Tabla 103. Formato del costo de interventoría técnica.

| Costos de la interventoría | | | | | | |
|----------------------------|---|---------------------------|-------|--------------|---------------|---------------|
| OBJETO | | | | | | |
| PROYECTO | | | | | | |
| PLAZO (MESES) | | | | | | |
| A | COSTOS DE PERSONAL | | | | | |
| CANT | CARGO / OFICIO | SUELDO Y/O JORNAL MENSUAL | MESES | % DEDICACION | VALOR PARCIAL | |
| | PERSONAL PROFESIONAL | | | | | |
| | | | | | | |
| | PERSONAL TECNICO Y ADMINISTRATIVO | | | | | |
| | | | | | | |
| | SUB TOTAL COSTO DE PERSONAL | | | | | |
| | FACTOR MULTIPLICADOR | | | | | |
| | TOTAL COSTOS PERSONAL | | | | | |
| B | GASTOS REMBOLSABLES APOYO A LA GESTION DE VIGILANCIA | | | | | |
| CANT | DESCRIPCION | UNIDAD | VALOR | MESES | % UTILIZACION | VALOR PARCIAL |
| | Edición de Informes. | Mes | | | | |
| | Comunicaciones teléfono, fax correo, socializaciones, videos, incluye pasajes terrestres de personal, alquiler de vehículo cuando no pueda desplazarse en vehículo del ejecutor vigilado etc.). | Mes | | | | |
| | SUB TOTAL OTROS COSTOS DIRECTOS | | | | | |
| | FACTOR MULTIPLICADOR | | | | | |
| | TOTAL OTROS COSTOS DIRECTOS | | | | | |
| COSTOS BASICOS | | | | | | |
| IVA | | | | | | |
| COSTO TOTAL | | | | | | |

Fuente: Adaptada de modelo de Gobernación de Santander por autores del proyecto.

Entre los componentes referenciados en el formato se encuentran los costos del personal profesional (técnico y administrativo), los gastos reembolsables de apoyo a la gestión de vigilancia y control que realizará la interventoría. Los anteriores,

involucran factores multiplicadores que deben establecer los formuladores del proyecto de acuerdo con los gastos de legalización que establezca el ente contratante y los reconocimientos salariales adicionales que se le corresponda al personal a contratar.

Para definir el costo total de la interventoría se debe tener en cuenta el IVA sobre el costo total parcial definido, debido a que por recomendaciones legales de la DIAN, todo contrato de consultoría que involucre servicios profesionales para entidades territoriales se debe llevar dentro de su alcance financiero.

El desarrollo y determinación de este costo de interventoría técnica del presente proyecto en desarrollo, se presenta en el anexo I.

7.2.6. Valor total del proyecto. El valor total del presupuesto requerido para la ejecución del proyecto se compone de la sumatoria de costos directos, indirectos y de la interventoría técnica y administrativa, como se presenta en la tabla y en el anexo J, para el presente proyecto en desarrollo. En la tabla 104 se relacionan estos valores.

Tabla 104. Valor total del proyecto.

| | | |
|-----------|---|-------------------|
| A. | TOTAL COSTOS DIRECTOS | \$ 615.119.544,98 |
| B. | TOTAL COSTOS INDIRECTOS | \$ 215.291.840,74 |
| | Administración 29% | \$ 178.384.668,04 |
| | Imprevistos 1% | \$ 6.151.195,45 |
| | Utilidad 5% | \$ 30.755.977,25 |
| C. | COSTO TOTAL DEL PROYECTO (Antes de interventoría) | \$ 830.411.385,72 |
| D. | INTERVENTORÍA | \$ 83.041.138,61 |
| E. | VALOR TOTAL DEL PROYECTO | \$ 913.452.524,33 |

8. METODOLOGÍA GENERAL AJUSTADA

Mediante la Resolución N°.0806 del 10 de agosto de 2005 “Por la cual se organizan metodologías, criterios y procedimientos que permiten integrar los sistemas de planeación y la red nacional de Bancos de Programas y Proyectos”, el DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN ordena a las entidades nacionales, departamentales, distritales y municipales el uso de la Metodología General Ajustada, diseñada para la identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública.

El software soporte de la metodología general ajustada se actualizó a partir del año 2013, mediante la resolución No. 1450 del 21 de mayo de 2013.

En cumplimiento de la resolución citada, el Departamento de Santander, expide el Decreto Departamental No. 03 de 2005 “Por el cual se adopta la Metodología General Ajustada – MGA, para la presentación de proyectos en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión Departamental”, estableciéndose los requisitos que deben cumplir los proyectos que se presenten con el objeto de ser financiados con recursos de inversión del Departamento de Santander.

La Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA), es una herramienta informática en la que se registra en un orden lógico la información para la formulación y evaluación de un proyecto de inversión pública.

La Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA), está compuesta por cuatro módulos, los cuales se referencian a continuación:

8.1. IDENTIFICACIÓN

En este módulo por recomendación del Departamento Nacional de Planeación, se define el problema o necesidad y las posibles alternativas de solución. Contiene seis capítulos que se deben diligenciar completamente, para pasar al siguiente módulo, los cuales se nombran a continuación:

- ID-01. Contribución del proyecto a la política pública.
- ID-02. Identificación y descripción del problema.
- ID-03. Análisis de participantes.
- ID-04. Población afectada y objetivo.
- ID-05. Objetivo general y específicos.
- ID-06. Alternativas de solución.

8.2. PREPARACIÓN

El desarrollo de este módulo por recomendación del Departamento Nacional de Planeación se soporta en los estudios de ingeniería adelantados para el proyecto, para preparar las alternativas de solución al problema planteado, por lo que integra aspectos que condicionan el desarrollo de cada una de las alternativas, tales como especificaciones técnicas, las restricciones de mercado (legales, ambientales, presupuestales), los efectos sociales y los riesgos que en general pueden impactar negativamente en la ejecución del proyecto. Está conformado por diez capítulos de los cuales dos son opcionales, como se muestra a continuación:

- PE-01. Análisis técnico de la alternativa.
- PE-02. Estudio de mercado.
- PE-03. Capacidad y beneficiarios.
- PE-04. Localización de la Alternativa.
- PE-05. Estudio ambiental.

- PE-06. Análisis de riesgos.
- PE-07. Costos de la alternativa.
- PE-08. Depreciación de activos fijos (opcional).
- PE-09. Cuantificación y valoración de beneficios e ingresos.
- PE-10. Crédito, amortización y pagos a capital (opcional).

8.3. EVALUACIÓN

En este módulo por recomendación del Departamento Nacional de Planeación se valora la conveniencia de llevar a cabo cada alternativa de acuerdo con los beneficios sociales netos que resultan de los diferentes estudios y análisis desarrollados previamente, dejando de lado los precios del mercado y dando prioridad a los precios cuenta. Contiene dos capítulos de los cuáles sólo se diligencia el primero, y el segundo lo hace el software automáticamente.

- EV-01. Costo de oportunidad.
- EV-02. Evaluación financiera y evaluación económica.

8.4. PROGRAMACIÓN

En este módulo por recomendación del Departamento Nacional de Planeación se selecciona el nombre del proyecto con base en la alternativa de solución al problema a definir, se planifican las fuentes de financiación y concluyen en una matriz financiera donde se resume la alternativa de inversión seleccionada, luego de aplicar los criterios e indicadores de evaluación respectivos, a través de los siguientes capítulos:

- PR-01. Selección del nombre del proyecto.
- PR-02. Fuentes de financiación del proyecto.

- PR-03. Programación de indicadores.
- PR-04. Matriz de marco lógico.

8.5. ELABORACIÓN DE LA MGA

Para elaborar la Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA) del proyecto en desarrollo, se utiliza la metodología del árbol del problema, como base para identificar el mismo, organizar la información recolectada y generar un modelo de relaciones causales que lo explican.

8.5.1. Árbol del problema. En la primera fase de la metodología se plantea el problema central que se pretende resolver, determinando la zona geográfica y la población afectada por el mismo.

Para el presente caso del proyecto en desarrollo se establece inicialmente como problema central: “La baja cobertura en electrificación rural, en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto, Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil, Departamento de Santander, donde se identifican 41 familias sin servicio de energía eléctrica “.

En el siguiente paso se identifican las causas que lo producen y la relación entre ellas, para encontrar las causas directas e indirectas. Entre ellas por parte de los formuladores del proyecto se encuentran:

- Causas directas
 - a) Carencia de infraestructura eléctrica (redes de media y baja tensión).
 - b) Uso generalizado de fuentes de energía ineficientes como velas, kerosene, leña, entre otras.

- Causas indirectas
- c) Uso generalizado de fuentes de energía ineficientes como velas, kerosene, leña, entre otras.
- d) Baja inversión del municipio en proyectos de inversión social.

Así mismo, se establecen los efectos del problema por parte de los formuladores del proyecto. Las cuales se definen como aquellas situaciones que existirían en caso de no ejecutarse el proyecto, se deben determinar efectos directos e indirectos.

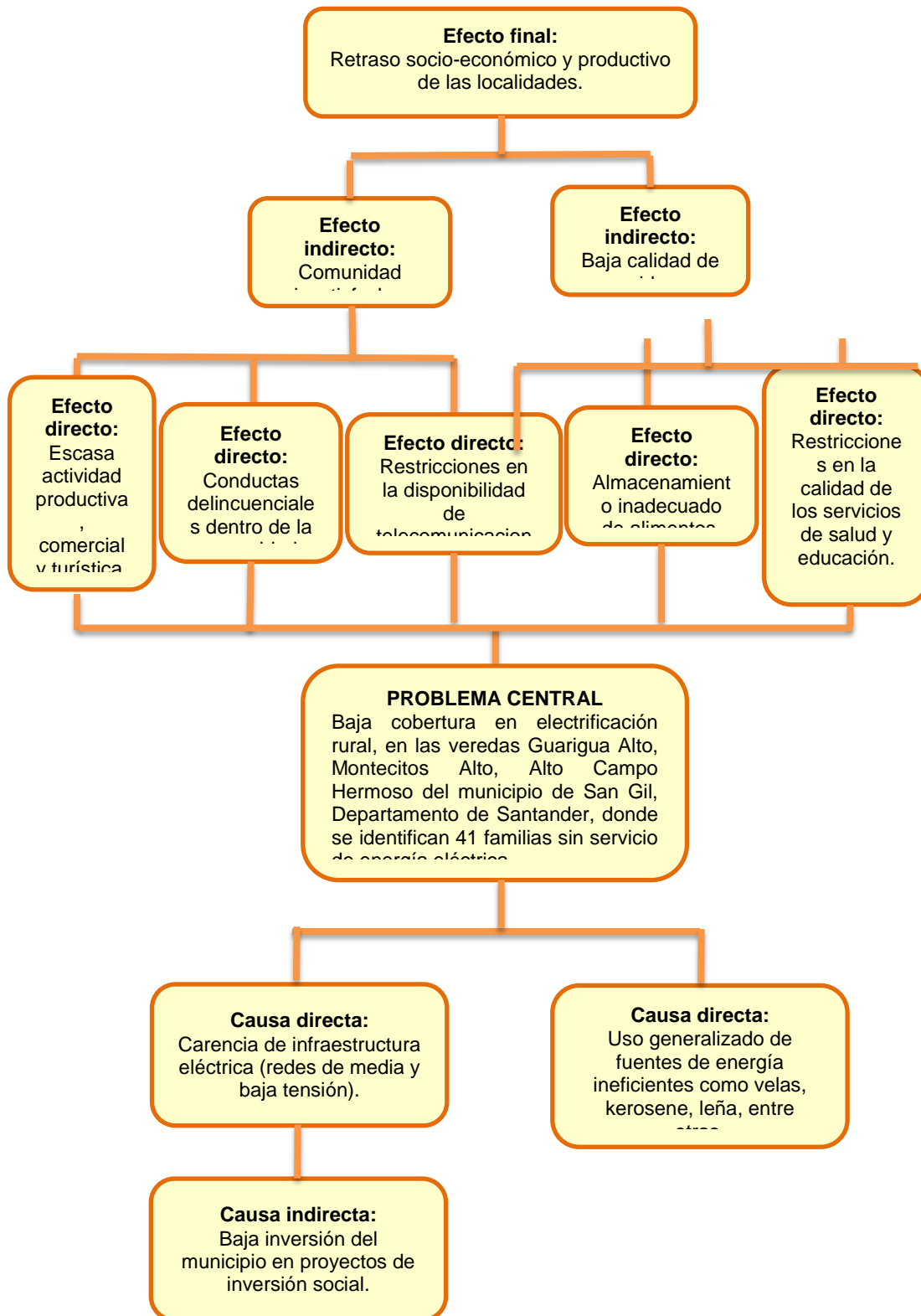
- Efectos directos
- a) Conductas delincuenciales dentro de la comunidad.
- b) Escasa actividad productiva, comercial y turística.
- c) Baja productividad en actividades productivas.
- d) Restricciones en la disponibilidad de telecomunicaciones.
- e) Restricciones en la calidad de los servicios de salud y educación.
- f) Almacenamiento inadecuado de alimentos.

- Efectos Indirectos
- a) Comunidad insatisfecha.
- b) Baja calidad de vida.

- Efecto final
- a) Retraso socio-económico y productivo de las localidades.

Siguiendo la técnica del árbol del problema, se organiza su estructura, en el cual la lógica es que el problema sea consecuencia de las causas que aparecen, y a su vez sea causante de sus efectos, reflejando la interrelación entre causas y efectos, como se muestra en la figura 44.

Figura 44. Árbol del problema.



Sobre la base de los resultados obtenidos, se establecen alternativas de solución al problema central y objetivos, a través de la eliminación o control de las causas.

Los objetivos son una proyección futura de una situación que los afectados consideren deseable, se construyen a partir del árbol de problemas, formulando todas las condiciones negativas del mismo, en forma de condiciones positivas que son deseables y realizables en la práctica.

A partir del análisis de la situación actual del problema y con base en las capacidades económicas y administrativas reales del ente formulador del proyecto, se propone la solución esperada, que se visualiza en la formulación del objetivo general y los objetivos específicos del proyecto.

Con este fin se realiza el árbol de objetivos que es la versión en positivo del árbol de problemas: Lo que en el árbol de problemas se denominó como causa, en el árbol de objetivos son los medios u objetivos específicos. Lo que en el árbol de problemas eran efectos, en el árbol de objetivos se convierten en fines. Por último, lo que en el árbol de problemas era el problema principal, se vuelve el objetivo general.

8.5.2. Árbol de objetivos. De acuerdo con el problema central se establece el propósito u objetivo general del proyecto. Para el proyecto en desarrollo. se define como “la falta de cobertura en electrificación rural, en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto, y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil, Departamento de Santander, para 41 familias potenciales beneficiarias, que no cuentan con servicio de energía”.

En consecuencia, el árbol de objetivos definido para el proyecto en desarrollo, se muestra en la figura 45. Para elaborarlo se parte sobre la base del árbol de causas, en dirección al logro del propósito u objetivo central del proyecto, y a su

vez como objetivos específicos del mismo, se establecieron los siguientes medios para lograr la solución del problema:

- Medio directo
 - a) Ejecutar recursos de inversión pública en infraestructura eléctrica, que mejore la cobertura del servicio de energía, con la destinación de recursos del Departamento de Santander.

- Medio indirecto
 - a) Mejorar la calidad de vida de las comunidades campesinas de Santander, específicamente la referenciada en el proyecto.

Así mismo se definen los fines del proyecto, tras la solución del problema.

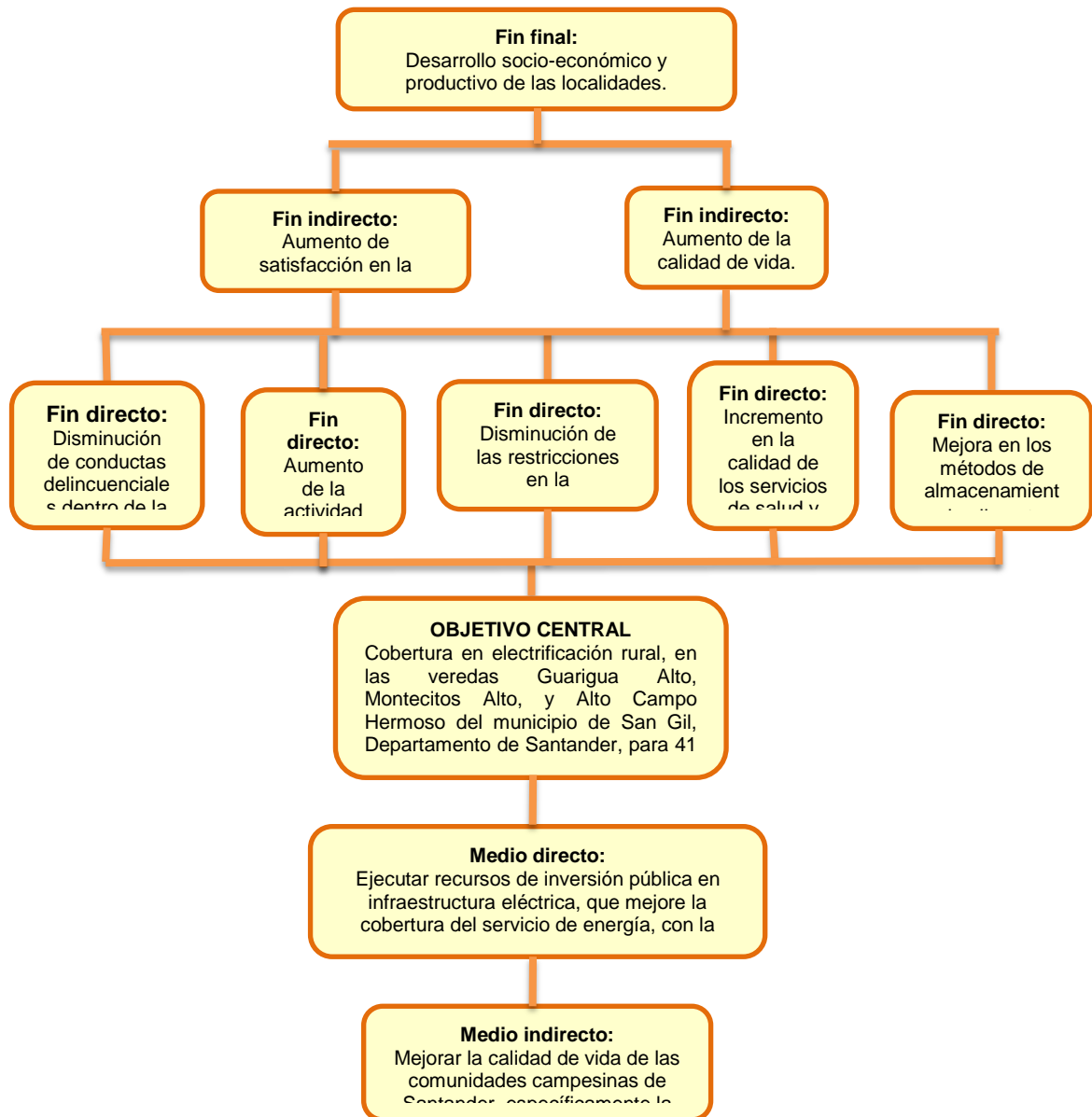
- Fines directos
 - a) Disminución de conductas delincuenciales dentro de la comunidad.
 - b) Aumento de la actividad productiva, comercial y turística.
 - c) Disminución de las restricciones en la disponibilidad de telecomunicaciones.
 - d) Incremento en la calidad de los servicios de salud y educación.
 - e) Mejora en los métodos de almacenamiento de alimentos.

- Fines Indirectos
 - a) Aumento de satisfacción en la comunidad.
 - b) Aumento de la calidad de vida.

- Fin último
 - a) Desarrollo socio-económico y productivo de las localidades.

El árbol de objetos contiene los fines y medios necesarios para dar solución al problema determinado en el proyecto. En la figura 45 se muestra del árbol de objetivos.

Figura 45. Árbol de objetivos



Finalmente, con base en la anterior técnica de identificación del problema y propósito, se establece la alternativa de solución a ser evaluada, a través de los indicadores financieros, económicos y sociales definidos por la Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA).

Teniendo en cuenta que la MGA es un requisito que establece toda entidad territorial para poder financiar proyectos de inversión pública, se establece la alternativa de solución del problema, previendo que esta alternativa cuenta con los soportes técnicos y de costos para la futura ejecución de la obra.

Por lo tanto se establece el nombre de la alternativa de solución, atendiendo las recomendaciones definidas por la Metodología General Ajustada, que para el proyecto en desarrollo el nombre correspondiente de la alternativa propuesta es: “Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto, y Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil, Departamento de Santander”.

En consecuencia de lo anterior, al tener sólo una alternativa de solución el software de la MGA en aplicación, selecciona automáticamente el análisis costo beneficio como método de estimación para evaluar el proyecto.

Este análisis permite determinar y comparar la rentabilidad de los proyectos, diferenciando el flujo de costos y beneficios actualizados, que se desprenden de su implementación.

Los costos corresponden al valor de los recursos utilizados, en tanto que los beneficios son el valor de los bienes o servicios producidos o economizados por el proyecto.

Con la implementación de esta técnica, el diligenciamiento de la guía ejecutiva del proyecto donde se organiza y resume la información, y el manual conceptual y de las funcionalidades de la MGA expedida por el DNP, se completa el software de la misma.

NOTA:

El documento resultado del aplicativo de la Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA) y los resultados obtenidos se presentan en el anexo K, donde se obtuvieron indicadores favorables para el proyecto.

9. DOSIER DEL PROYECTO

Según el decreto 303 de 2005 establecido por el Departamento de Santander, se estableció un formato de revisión técnica y documental de proyectos de inversión departamental en Santander, los cuales se deben soportar o diligenciar con el objeto de cumplir los requisitos, y que el proyecto se pueda inscribir en el banco de proyectos de inversión Departamental.

Es de destacar que quienes son responsables de presentar los proyectos para obtener la radicación en los bancos de proyectos de inversión, son los entes territoriales, como el Departamento de Santander o el municipio de San Gil.

En el anexo U se presenta el formato de revisión técnica y documental de proyectos de inversión departamental en Santander.

Los documentos soportes del formato de revisión técnica nombrado, que aplican para la futura radicación del presente proyecto se muestran en la tabla 105.

Tabla 105. Documentos soportes para la presentación del proyecto.

| Descripción del documento | Identificación de anexo |
|---|--|
| Acta de concertación con la comunidad. | (Anexo L) |
| Guía ejecutiva diligenciada. | (Anexo M) |
| Metodología General Ajustada. | (Anexo K) |
| Cronograma de actividades. | (Anexo N) |
| Localización general y ubicación específica de la zona del proyecto. | (Anexo O) |
| Presupuesto. | (Anexo J) |
| Planos, diseños y memorias de cálculo según se requiera. Contiene: <ul style="list-style-type: none"> – Cálculo de regulación. – Cálculo de pérdidas de potencia y energía. – Selección de transformador. – Planos del diseño de redes de media y baja tensión. – Plano de localización general. – Diagramas topológicos. – Diagrama unifilar de las acometidas de los usuarios. | (Anexo B) (Anexo C) (Anexo D) (Anexos V y W) (Anexo X) (Anexo S) (Anexo R) |
| Análisis de precios unitarios. | (Anexo H) |
| Especificaciones técnicas. | (Anexo O) |
| Registro fotográfico de los usuarios estimados a beneficiar. | (Anexo P) |
| Concepto ambiental si lo requiere. | (Anexo Q) |
| Certificado de disponibilidad de servicios públicos. | (Anexo A) |

Es de importancia resaltar que de acuerdo con las pautas trazadas por el municipio de San Gil, se prevé que el Departamento de Santander sería el ente territorial al cual se presentaría el proyecto, para que financie de la ejecución del proyecto.

10. CONCLUSIONES

- La práctica social desarrollada para el Municipio de San Gil definía como objetivo principal la estructuración de un proyecto de electrificación rural en las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto y Alto Campo Hermoso de San Gil, Santander'; lo anterior llevó a obtener como producto final del trabajo de grado el proyecto 'Construcción redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de las veredas Guarigua Alto, Montecitos Alto, Alto Campo Hermoso municipio de San Gil, Santander', atendiendo los requerimientos normativos vigentes para este tipo de proyecto y las recomendaciones establecidas por la Metodología General Ajustada para los proyectos que se buscan financiar con recursos de inversión pública de acuerdo a los requisitos del Departamento Nacional de Planeación.
- El uso de redes de energía eléctrica convencional resulta ser la alternativa más viable económicamente para el proyecto respecto de la energía no convencional, debido a que la ubicación de los sectores veredales es próxima a las redes existentes de propiedad del operador de red y debido a la cercanía entre los usuarios.
- Los estudios de ingeniería realizados que cubren el diseño mecánico y el diseño eléctrico de la infraestructura eléctrica del proyecto, se desarrollaron de acuerdo con las consideraciones técnicas establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, la norma técnica NTC 2050, la norma del operador de red local Electrificadora de Santander ESSA EPM, la norma del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE, y demás normatividad vigente.

- El proyecto realizado permite beneficiar a los sectores veredales de estrato socioeconómico bajo Guarigua Alto, Montecitos Alto, Alto Campo Hermoso del municipio de San Gil. El alcance del proyecto desarrollado cubre el suministro de energía de 41 familias y al estimar un promedio de 5 integrantes en cada una, se prevé un total de 205 habitantes beneficiados. Si se ejecutan las obras, se aumenta la cobertura eléctrica en un 0,45 % en el municipio y se genera desarrollo socio – económico en la región. El costo total del proyecto es de \$ 913.452.524,33 COP, incluye los costos de obra e interventoría requeridos para su ejecución.
- Según la evaluación económica del proyecto adelantado mediante el uso del software de la Metodología General Ajustada, se permite concluir que el proyecto planteado es de inversión social, y que su ejecución es viable debido a que el análisis financiero realizado define la tasa interna de retorno del 15,09%.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN NATIONAL STANDARD. Specification for High-Voltage. Expulsion Type Distribution Class Fuses, Cutouts, Fuse Disconnecting, Switches and Fuse Links C37.42-1996.

CENTENO, Juan y ISAZA, Faber. Análisis, cálculo y diseño de un sistema de distribución en media y baja tensión para la electrificación rural de los usuarios de la vereda las Hortensias del corregimiento el Llanito municipio Barrancabermeja. Trabajo de grado Ingeniería Eléctrica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2012.

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P. Normas para el diseño y construcción de redes de distribución, Tomo I. CENS.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 142. (11, julio, 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. En: Diario Oficial. Julio, 1994.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 143. (11, julio, 1994). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. En: Diario Oficial. Julio, 1994.

COLOMBIA. DEPARTAMENTO DE SANTANDER. [Sitio web] Contratación Gobernación de Santander – Portal único de contratación. [Consulta: 7 noviembre

2016]. Disponible en: <http://www.santander.gov.co/index.php/contratacion/portal-unico-de-contratacion>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución No. 90708 de 30 de agosto de 2013.

COLOMBIA. SANTANDER. SAN GIL. [sitio web]. San Gil: Alcaldía, información general del municipio. [Consulta: 7 noviembre 2016]. Disponible en: <http://www.sangil.gov.co/san-gil/informacion-general/>

COLOMBIA. DEPARTAMENTO DE SANTANDER. Decreto 303 de 2005. Revisión técnica y documental de proyectos de inversión departamental.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Actualización de la adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales. Febrero de 2014.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. 2005.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ. Normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica de EBSA. Enero de 2010.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. Normas técnicas y especificaciones aéreas. Norma RA6-010. Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica. Junio de 2011.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. Normas técnicas. Ra6-010. Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica, junio de 2011.

ESTEPA, William; URBANO, Sergio y RODRÍGUEZ, Ricardo. Diseño, cálculos eléctricos y mecánicos de las redes de distribución en media y baja tensión para las veredas de Agualinda en el municipio de Bolivar, Togüi en el municipio del Peñón y el corregimiento de Rioblanco del municipio del Peñón. Trabajo de grado Ingeniería Eléctrica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2010.

GENERAL ELECTRIC. General electric distribution transformer manual. GE Manual GET-285T for electrical power linemen – Books by General Electric.

GÓMEZ RICO, Carlos María. Curso de Sistemas de Distribución. Marzo de 1987.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código eléctrico colombiano. NTC 2050. 1998.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Parte 1: Principios generales. Parte 2: Manejo del riesgo. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). NTC 4552.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Transformadores, aptitud para soportar el cortocircuito. NTC 532. Diciembre 17 de 1999.

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS. Criterios de planificación y diseño en sistemas de distribución niveles I y II en las Zonas No Interconectadas ZNI – del país. 2002

IEC. Coordinación de aislamiento. Norma IEC 60071-1-2-3 de 1976. Términos, definiciones, principios y reglas. Guía de aplicación.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICAL ENGINEERING. Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System. IEEE 81 – 1983.

LA MAPOTECA. Atlas de Santander. Mapas temáticos de Colombia por municipios y provincias.

MEJÍA Y VILLEGAS S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Segunda Edición.

MUNICIPIO DE SAN GIL. Plan de Desarrollo Municipal – San Gil, UNA GERENCIA SOCIAL 2016 -2019– Acuerdo 011 del 31 de mayo de 2016.

RETIE. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas. Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013. Aclaraciones y correcciones a artículos del anexo general: Resolución 90907 de 2013, Resolución 90795 de 2014 y Resolución 40492 de 2015.

SHCNEIDER ELECTRIC. B. de Metz-Noblat. Cuaderno técnico n° 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito. Septiembre de 2000.

WILCATEC. Diseños, construcción, y montaje de diferentes tecnologías. Catálogo de productos TESLA. Transformadores monofásicos.