

**IMPACTO DE LA NUEVA NORMATIVA EN LOS DISEÑOS DE  
DISTRIBUCIÓN RURAL DE LA ESSA E.S.P.**

**ALEJANDRO PINZÓN CASTELLANOS**

**DORA LILIANA VILLAMIZAR BARAJAS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES**

**BUCARAMANGA**

**2011**

**IMPACTO DE LA NUEVA NORMATIVA EN LOS DISEÑOS DE  
DISTRIBUCIÓN RURAL DE LA ESSA E.S.P.**

**ALEJANDRO PINZÓN CASTELLANOS**

**DORA LILIANA VILLAMIZAR BARAJAS**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título  
de Ingeniero Electricista**

**Director**

**Ing. JAIME GALINDO CÁRDENAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES**

**BUCARAMANGA**

**2011**

## DEDICATORIA

*A Dios*

*A mis padres por su apoyo, consejo y guía incondicional*

*A mis hermanas por su comprensión*

*A mis queridos abuelos que aunque ya no estén con nosotros siempre estarán  
presentes en mi corazón*

*A mí querida novia por su comprensión en esta última etapa de mi vida  
universitaria.*

*Y a todos aquellos que han aportado su experiencia para poder alcanzar este  
gran logro.*

*Alejandro Pinzón Castellanos*

## DEDICATORIA

*A Dios*

*A mis padres por su comprensión y apoyo incondicional*

*A mis hermanos por sus consejos*

*A mi tía y mi prima por estar siempre a mi lado*

*A José Luís Herrera que me apoyó en la mayor parte de mi vida  
universitaria*

*A mis amigos y compañeros que hicieron de la experiencia universitaria un  
camino grato*

*Y a todos aquellos que colocaron un granito de arena con su sabiduría para  
alcanzar esta meta*

*Dora Liliana Villamizar Barajas*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del presente proyecto presentan sus más sinceros agradecimientos:

A Dios, por permitir la realización de este proyecto superando todos los obstáculos presentados.

A Jaime Galindo Cárdenas, Ingeniero Electricista y Director del Proyecto, por sus valiosas enseñanzas, constante apoyo, paciencia y colaboración durante el desarrollo de este proyecto.

A Ciro Jurado Jerez, Ingeniero Electricista UIS, por su tiempo, paciencia y sus orientaciones

A Manuel José Ortiz Rangel, por su valiosa colaboración, consejos y enseñanza.

A todos aquellos, que se hicieron partícipes con sus opiniones en las etapas de este proyecto.

## CONTENIDO

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>24</b>
<b>2.</b>	<b>GENERALIDADES .....</b>	<b>25</b>
2.1.	OBJETIVOS .....	25
2.1.1.	Objetivo general .....	25
2.1.2.	Objetivos específicos .....	25
<b>3.</b>	<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>27</b>
3.1.	DEFINICIONES [1],[4],[5].....	27
3.2.	CONSTRUCCIÓN DE REDES EN MEDIA TENSÓN [1], [4].....	33
3.2.1.	Redes Aéreas.....	33
3.3.	DETALLE DE ENTERRAMIENTO Y CIMENTACIÓN DE POSTES [1], [4].....	34
2.2.1.	Ecuaciones:.....	34
2.2.2.	Crucetas. ....	34
2.2.3.	Herrajes. ....	35
2.2.4.	Templetes o retenidas.....	35
2.2.5.	Templete directo a tierra. ....	36
2.2.6.	Templete poste a poste.....	37
2.2.7.	Templete pie de amigo.....	37
2.2.8.	Arriostramientos. ....	37
2.2.10.	Conductores. ....	38
2.2.11.	Riega y tendido de conductores.....	38
1.2.12.	Conectores.....	39
2.2.13.	Empalmes. ....	39
2.2.14.	Conexión de fases. ....	39
2.2.15.	Sistemas de puesta a tierra para media tensión. ....	40
<b>2.2.16.</b>	<b>Servidumbres. ....</b>	<b>40</b>
<b>3.4.</b>	<b>EVALUACIÓN HEURÍSTICA [6], [7], [8].....</b>	<b>41</b>
<b>3.4.1.</b>	<b>¿En qué consiste la evaluación heurística?.....</b>	<b>41</b>
3.4.4.	Los expertos proporcionan la información obtenida .....	43
3.4.5.	¿Cuándo debería usar esta técnica? .....	44
<b>3.5.</b>	<b>EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS [11].....</b>	<b>44</b>
<b>3.5.1.</b>	<b>Valor presente neto.....</b>	<b>45</b>
<b>3.5.2.</b>	<b>La tasa interna de retorno .....</b>	<b>46</b>

3.5.3.	La tasa interna de retorno ajustada.....	46
3.5.4.	Relacion beneficio costo .....	47
3.5.5.	Periodo de recuperación .....	47
3.5.6.	Costo anual uniforme .....	48
3.6.	<b>UBICACIÓN GEOGRAFICA Y CARACTERISTICAS DE LA ZONA. ....</b>	<b>48</b>
3.6.1.	<b>UBICACIÓN.....</b>	<b>48</b>
3.6.2.	Descripción Topográfica y Ambiental de la Región [10] .....	49
4.	<b>PARAMETROS DE CARGA Y DE SERVICIO .....</b>	<b>49</b>
4.1.	CARACTERISTICAS DE LA CARGA .....	49
4.2.	<b>CIRCUITO ALIMENTADOR.....</b>	<b>49</b>
4.2.1.	Vereda San Sedro de las Vegas .....	50
4.2.2.	Redes en Media Tensión.....	50
4.2.3.	Redes en Baja Tensión.....	50
4.3.	<b>PARAMETROS DE DISEÑO .....</b>	<b>50</b>
4.3.1.	Demandas Máximas Clasificadas Según el Nivel de Tensión .....	50
4.3.2.	Tensión de Servicio .....	51
4.3.3.	Regulación de Tensión .....	51
4.3.4.	Pérdidas de Potencia y Energía .....	52
4.3.5.	Impedancias de Puesta a Tierra .....	53
4.3.6.	Apantallamiento .....	53
4.3.7.	Factores de Seguridad.....	54
4.3.8.	Parámetros de Diseño de la Línea de Transmisión .....	54
4.4.	<b>CALCULOS ELÉCTRICOS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>55</b>
4.4.1.	<b>Selección del Nivel de Tensión .....</b>	<b>55</b>
4.4.2.	<b>Cálculo de la Corriente .....</b>	<b>56</b>
4.4.3.	<b>Disposición de los Conductores.....</b>	<b>56</b>
4.4.4.	<b>Selección del Conductor .....</b>	<b>57</b>
4.4.5.	<b>Características Físicas y Eléctricas del Conductor Seleccionado .....</b>	<b>58</b>
4.4.6.	<b>Cálculo de los Parámetros Eléctricos de la Línea.....</b>	<b>59</b>
4.4.7.	<b>Análisis del Efecto Corona .....</b>	<b>60</b>
4.4.8.	<b>Características de la Línea .....</b>	<b>61</b>
4.4.9.	Admitancia por fase.....	61
4.4.10.	<b>Calculo de la Regulación Eléctrica y Pérdidas de Potencia.....</b>	<b>62</b>

<b>4.5. CALCULOS MECÁNICOS PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>63</b>
4.5.1. Hipótesis de diseño para las líneas.....	64
<b>4.5.2. Cálculos tipo.....</b>	<b>65</b>
<b>4.5.3. Determinación de la Hipótesis Dominante .....</b>	<b>68</b>
<b>4.5.7. Curvas de tendido representativas de la red de media tension .....</b>	<b>78</b>
<b>4.5.9. Distancias Mínimas.....</b>	<b>83</b>
<b>4.6. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE RED DE BAJA TENSION .....</b>	<b>85</b>
2.6.1. Cálculos Eléctricos de la Vereda San Pedro de las Vegas.....	86
<b>4.6.1. Clasificación del sistema eléctrico.....</b>	<b>86</b>
<b>4.6.2. Selección de la Carga de Diseño .....</b>	<b>86</b>
<b>4.6.3. Cálculo de la Demanda .....</b>	<b>88</b>
<b>4.6.4. Matriz de cálculo .....</b>	<b>88</b>
<b>4.6.5. Cálculo tipo.....</b>	<b>93</b>
<b>4.6.6. Selección de transformadores .....</b>	<b>95</b>
<b>4.6.7. Selección de las protecciones.....</b>	<b>97</b>
<b>Cálculo tipo: .....</b>	<b>97</b>
<b>4.7. CÁLCULOS MECÁNICOS BAJA TENSION .....</b>	<b>100</b>
<b>2.7.1. Definición de las hipótesis para este proyecto [1].....</b>	<b>100</b>
<b>4.7.1. Longitud de empotramiento.....</b>	<b>101</b>
<b>4.7.2. Longitud libre del poste .....</b>	<b>101</b>
<b>4.7.3. Distancia mínima al terreno .....</b>	<b>102</b>
<b>4.7.4. Flecha máxima vertical .....</b>	<b>102</b>
<b>4.7.5. Vanos reguladores.....</b>	<b>103</b>
<b>4.8. CÁLCULOS MECÁNICOS POR CIRCUITO .....</b>	<b>104</b>
<b>2.8.1. Cálculos mecánicos para el circuito 1.1 .....</b>	<b>104</b>
<b>3.8.2. Cálculos mecánicos para el circuito 1.2.....</b>	<b>109</b>
<b>3.8.3. Cálculos mecánicos para el circuito 1.3.....</b>	<b>113</b>
<b>3.8.4. Cálculos mecánicos para el circuito 2.1.....</b>	<b>116</b>
<b>3.8.5. Cálculos mecánicos para el circuito 2.2.....</b>	<b>120</b>
<b>3.8.6. Cálculos mecánicos para el circuito 3.1.....</b>	<b>124</b>
<b>3.8.7. Cálculos mecánicos para el circuito 4.1.....</b>	<b>128</b>
<b>3.8.8. Curvas de tendido representativas de la red de baja tensión.....</b>	<b>132</b>

<b>3.9. ALUMBRADO PÚBLICO.....</b>	<b>135</b>
<b>3.10. SELECCIÓN DE POSTERÍA .....</b>	<b>135</b>
<b>3.11. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA [3].....</b>	<b>136</b>
<b>4. DISEÑO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL NUEVA METODOLOGÍA.....</b>	<b>137</b>
<b>4.1. CENTROS DE CARGA PARA LA RED .....</b>	<b>138</b>
<b>4.2. PARAMETROS TÉCNICOS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>138</b>
4.2.1. Selección de Transformadores.....	139
4.2.2. Selección de Postería .....	139
4.2.3. Resumen para Centros de Carga .....	140
4.2.4. Interconexión de los Centros de Carga.....	140
<b>4.3. CÁLCULOS MECÁNICOS PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>141</b>
4.3.2. Hipótesis de diseño para las líneas.....	142
<b>4.4. PARÁMETROS PARA LA RED DE BAJA TENSIÓN .....</b>	<b>144</b>
4.4.1. Grupos de Usuarios.....	144
4.4.2. Calibres de diseño para cada tramo.....	146
<b>4.5. CÁLCULOS MECÁNICOS BAJA TENSION .....</b>	<b>148</b>
4.5.1. Definición de las hipótesis para este proyecto.....	148
<b>4.6. PUESTA A TIERRA PARA LA RED .....</b>	<b>150</b>
<b>5.1. PRESUPUESTO ESSA 2005.....</b>	<b>152</b>
<b>5.2. PRESUPUESTO ESSA 2010.....</b>	<b>154</b>
<b>6. ESTUDIO Y EVALUACIÓN FINANCIERA COMPARATIVA ENTRE LAS DOS METODOLOGÍAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....</b>	<b>156</b>
<b>6.1. METODOLOGÍA .....</b>	<b>156</b>
<b>6.2. CONDICIONES PARA ESTUDIO Y EVALUACIÓN FINANCIERA .....</b>	<b>156</b>
<b>6.3. VARIABLES SIMILARES PARA LAS DOS METODOLOGÍAS.....</b>	<b>157</b>
6.3.1. Consumo promedio de KW diarios por hogar .....	157
6.3.2. Precio de compra del KW .....	158
6.3.3. Precio de venta del KW .....	158
<b>6.4. INVERSIÓN REQUERIDA.....</b>	<b>158</b>
6.4.1. Inversión similar en las dos metodologías.....	158
6.4.2. Metodología ESSA 2005.....	160

6.4.3.	Metodología ESSA 2010.....	161
6.5.	Proyecciones de venta .....	164
6.5.1.	Metodología ESSA 2005.....	164
6.5.2.	Metodología ESSA 2010.....	165
6.6.	Costos de mantenimiento.....	165
6.6.1.	Metodología ESSA 2005.....	166
6.6.2.	Metodología ESSA 2010.....	167
6.7.	PROYECCIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS .....	168
6.7.1.	ESTADO DE RESULTADOS .....	168
6.8.	FLUJO DE CAJA.....	170
6.8.1.	Metodología ESSA 2005.....	170
6.8.2.	Metodología ESSA 2010.....	171
6.9.	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	175
6.10.	EVALUACIÓN DEL PROYECTO COMO INVERSIÓN PRIVADA .....	175
6.10.1.	Tasa de descuento .....	175
6.10.2.	Indicadores de evaluación financiera .....	176
6.11.	EVALUACIÓN DEL PROYECTO COMO INVERSIÓN SOCIAL .....	177
6.11.1.	Metodología ESSA 2005.....	178
6.11.2.	Metodología ESSA 2010.....	179
6.12.	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA.....	180
7.	ANÁLISIS TÉCNICO .....	<b>181</b>
7.1.	PRESENTACION DE RESULTADOS.....	190
8.	CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.....	<b>195</b>
9.	BIBLIOGRAFÍA .....	<b>197</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación geográfica vereda San Pedro de las Vegas.....	49
Figura 2: Disposición de conductores para la red .....	57
Figura 3: Catenaria para la línea en caliente .....	77
Figura 4: Catenaria para la línea en frío .....	78
Figura 5: Curva de tendido para el conductor 2 AWG .....	79
Figura 6: Curva de flecha de tendido del conductor 2 AWG .....	80
Figura 7: Flecha máxima vertical .....	103
Figura 8: Curva de tendido para el conductor 2 AWG .....	132
Figura 9: Curva de tendido del conductor 4 AWG.....	133
Figura 10: Curva de flecha de tendido del conductor 2 AWG .....	134
Figura 11: Curva de flecha de tendido del conductor 4 AWG .....	134
Figura 12: Distribución de centros de carga para diseño .....	138
Figura 13: Interconexión de los centros de carga .....	141
Figura 14: Estadística para la evaluación heurística del análisis técnico .....	189

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Demandas máximas por niveles de tensión.....	51
Tabla 2: Porcentajes de regulación.....	52
Tabla 3: Pérdidas máximas de energía y potencia .....	52
Tabla 4: Impedancias de puesta a tierra por nivel de tensión .....	53
Tabla 5: Factores de seguridad .....	54
Tabla 6: Calibres de conductores según zona de construcción .....	57
Tabla 7: Características para el conductor 2 AWG .....	58
Tabla 8: Características para el conductor en M.T .....	63
Tabla 9: Módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación para el conductor seleccionado.....	63
Tabla 10: Características para aisladores seleccionados .....	80
Tabla 11: Nivel Básico de Aislamiento según nivel de tensión .....	81
Tabla 12: Carga de diseño.....	87
Tabla 13: Constante generalizada real KG para diferentes conductores.....	90
Tabla 14: Factores de corrección para los tipos de red .....	91
Tabla 15: Pérdidas de potencia y energía .....	91
Tabla 16: Resumen general para transformador 1 .....	96
Tabla 17: Resumen general a partir de cálculos tipo .....	99
Tabla 18: Hipótesis de diseño para B. T .....	100
Tabla 19: Resumen general para vanos reguladores a partir de cálculos tipo	104
Tabla 20: Características eléctricas y físicas para conductor 2 AWG.....	104
Tabla 21: Características eléctricas y físicas pra conductor 4 AWG .....	105
Tabla 22: Presión del viento, análisis circuito 1.1 .....	106
Tabla 23: Factores de sobrecarga, análisis circuito 1.1 .....	106
Tabla 24: Presión del viento, análisis circuito 1.2 .....	109
Tabla 25: Factores de sobrecarga, análisis circuito 1.2 .....	110
Tabla 26: Presión del viento, análisis circuito 1.3 .....	113
Tabla 27: Factores de sobrecarga, análisis circuito 1.3 .....	114
Tabla 28: Presión del viento, análisis circuito 2.1 .....	117
Tabla 29: Factores de sobrecarga, análisis circuito 2.1 .....	117
Tabla 30: Presión del viento, análisis circuito 2.2 .....	121
Tabla 31: Factores de sobrecarga, análisis circuito 2.2 .....	121
Tabla 32: Presión del viento, análisis circuito 3.1 .....	125
Tabla 33: Factors de sobrecarga, análisis circuito 3.1 .....	125
Tabla 34: Presión del viento, análisis circuito 4.1 .....	129

Tabla 35: Factores de sobrecarga, análisis circuito 4.1 .....	129
Tabla 36: Uso de apoyos en diferentes tipos de red .....	136
Tabla 37: Elementos de puesta a tierra .....	137
Tabla 38: Resumen general para selección de transformadores.....	139
Tabla 39: Resumen general para centros de carga .....	140
Tabla 40: Características para conductor 2 AWG.....	141
Tabla 41: Módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación usados para análisis de hipótesis.....	142
Tabla 42: Hipótesis de diseño A .....	142
Tabla 43: Hipótesis de diseño B .....	143
Tabla 44: Hipótesis de diseño C .....	143
Tabla 45: Hipótesis de diseño D .....	143
Tabla 46: Factores de seguridad para análisis de hipótesis .....	144
Tabla 47: Especificaciones de grupo de usuarios 1 .....	144
Tabla 48: Especificaciones de grupo de usuarios 2.....	144
Tabla 49: Especificaciones de grupo de usuarios 3.....	145
Tabla 50: Especificaciones de grupo de usuarios 4.....	145
Tabla 51: Especificaciones de grupo de usuarios 5.....	145
Tabla 52: Especificaciones de grupo de usuarios 6.....	145
Tabla 53: Calibres de diseño para tramo grupo 1 .....	146
Tabla 54: Calibres de diseño para tramo grupo 2 .....	146
Tabla 55: Calibres de diseño para tramo grupo 3 .....	146
Tabla 56: Calibres de diseño para tramo grupo 4 .....	147
Tabla 57: Calibres de diseño para tramo grupo 5 .....	147
Tabla 58: Calibres de diseño para tramo grupo 6 .....	147
Tabla 59: Hipótesis de diseño para baja tensión .....	148
Tabla 60: Hipótesis de diseño A .....	149
Tabla 61: Hipótesis de diseño C .....	149
Tabla 62: Hipótesis de diseño D .....	149
Tabla 63: Características físicas conductor 2 AWG.....	150
Tabla 64: Características físicas conductor 4 AWG.....	150
Tabla 65: Valores de puesta a tierra .....	151
Tabla 66: Formato de cantidades y precios unitarios metodología ESSA 2005 .....	152
Tabla 67: Formato de cantidades y precios unitarios metodología ESSA 2010 .....	154
Tabla 68: Valor de compra de kW al proveedor.....	158

Tabla 69: Inversión en terrenos .....	159
Tabla 70: Capital de trabajo requerido para la puesta en marcha .....	159
Tabla 71: Descripción de inversión en montaje y puesta en marcha de la red eléctrica ESSA 2005 .....	160
Tabla 72: Total inversión requerida según metodología ESSA 2005.....	161
Tabla 73: Descripción de inversión en montaje y puesta en marcha de la red eléctrica ESSA 2010 .....	161
Tabla 74: Total inversión requerida según metodología ESSA 2010.....	163
Tabla 75: Proyección de ventas de Kw según ESSA 2005.....	164
Tabla 76: Proyección de ventas de Kw según ESSA 2005.....	165
Tabla 77: Especificaciones mantenimiento metodología ESSA 2005.....	166
Tabla 78: Proyección de los costos de mantenimiento en el horizonte del proyecto. ....	166
Tabla 79: Especificaciones mantenimiento metodología ESSA 2010.....	167
Tabla 80: Proyección de los costos de mantenimiento en el horizonte del proyecto. ....	167
Tabla 81: Proyección de estado de resultados según metodología ESSA 2005 .....	168
Tabla 82: Proyección de estado de resultados según metodología ESSA 2010 .....	169
Tabla 83: Proyección de flujo de caja según metodología ESSA 2005 .....	170
Tabla 84: Proyección de flujo de caja según metodología ESSA 2010 .....	171
Tabla 85: Cálculo de la tasa de descuento .....	176
Tabla 86: Indicadores de evaluación financiera de Metodología ESSA 2005.	176
Tabla 87: Indicadores de evaluación financiera de Metodología ESSA 2010.	177
Tabla 88: Valoración del beneficio – Metodologia ESSA 2005 .....	178
Tabla 89: Calculo de la relación beneficio – costo de Metodología ESSA 2010 .....	179
Tabla 90: Valoración del beneficio – Metodología ESSA 2010.....	179
Tabla 91: Calculo de la relación beneficio – costo de Metodología ESSA 2010 .....	180
Tabla 92: Análisis para descargas atmosféricas.....	181
Tabla 93: Análisis para nivel de protección.....	182
Tabla 94: Análisis para fallas .....	182
Tabla 95: Análisis para Conductor .....	183
Tabla 96: Análisis para usuarios finales.....	183
Tabla 97: Análisis de Carga para usuarios finales .....	184
Tabla 98: Análisis para estructuras .....	184

Tabla 99: Análisis para normalización de elementos .....	185
Tabla 100: Análisis para facilidad de interpretación.....	185
Tabla 101: Análisis para tiempo de diseño .....	186
Tabla 102: Análisis para pérdidas en la red .....	186
Tabla 103: Análisis para pérdidas en los transformadores .....	187
Tabla 104: Análisis para normas.....	187
Tabla 105: Análisis para consistencia en estructuras .....	188
Tabla 106: Análisis para transformadores .....	188
Tabla 107: Resultados de evaluación heurística .....	190

## **LISTA DE PLANOS**

Plano 1. PLANO DE PLANTA, LÍNEA 13.2 kV METODOLOGÍA ESSA 2005

Plano 2. PLANO DE PLANTA, LÍNEA 13.2 kV METODOLOGÍA ESSA 2010

Plano 3. PLANO DE PLANTA, BAJA TENSIÓN METODOLOGÍA ESSA 2005

Plano 4. PLANO DE PLANTA, BAJA TENSIÓN METODOLOGÍA ESSA 2010

## LISTA DE ANEXOS

- ANEXO 1. Norma Rural-Norma Básica\_\_\_\_(Actualizada)
- ANEXO 2. Adenda Norma Rural - Anexo2- Tablas de Sensibilidad
- ANEXO 3. Norma\_Técnica\_ESSA
- ANEXO 4. Cantidades de obra antigua
- ANEXO 5. Cantidades de obra
- ANEXO 6. Tarifas\_essa\_mayo\_2011
- ANEXO 7. userfiles\_catalogos\_cables\_acsraw
- ANEXO 8. userfiles\_catalogos\_catologo\_completo\_aluminio\_desnudo
- ANEXO 9. Especificaciones técnicas de materiales y equipos del sistema de distribución eléctrico aéreo
- ANEXO 10. Datos DANE
- ANEXO 11. Normas de construcción redes CODENSA
- ANEXO 12. Análisis unitarios y cantidades de obra ESSA 2010
- ANEXO 13. Formulario de cantidades y precios unitarios ESSA 2005
- ANEXO 14. Análisis unitarios y cantidades de obra ESSA 2005
- ANEXO 15. Formulario de cantidades y precios unitarios ESSA 2010
- ANEXO 16. Listado de recursos ESSA 2005
- ANEXO 17. Listado de recursos ESSA 2010
- ANEXO 18. Det. Transformadores ESSA 2005
- ANEXO 19 LAR 306 Circuito secundario monofásico trifilar de retención doble
- ANEXO 20 LAR 202 Línea rural 13.2-11.4 kV Estructura triangular
- ANEXO 21 LAR 211 Línea rural 13.2-11.4 kV Estructura triangular terminal
- ANEXO 22 LAR 213 Línea rural 13.2-11.4 kV Estructura triangular de retención
- ANEXO 23 LAR 302 Circuito secundario monofásico trifilar
- ANEXO 24 LAR 304 Circuito secundario monofásico trifilar de retención

ANEXO 25 RA4-001 Suspensión secundaria

ANEXO 26 RA4-003 Terminal secundaria

ANEXO 27 RA4-100 Integrador de baja tensión

ANEXO 28 RA7-217 Medidores de energía activa clase 1 y 2 monofásicos ( bifilares-trifilares) y trifásicos

ANEXO 29 BENEFICIO SOCIAL METODOLOGIA ESSA 2005.

ANEXO 30 BENEFICIO SOCIAL METODOLOGIA ESSA 2010

ANEXO 31 INVERSION PRIVADA METODOLOGIA ESSA 2005

ANEXO 32 INVERSION PRIVADA METODOLOGIA ESSA 2010

## RESUMEN

**TITULO: IMPACTO DE LA NUEVA NORMATIVA EN LOS DISEÑOS DE DISTRIBUCIÓN RURAL DE LA ESSA E.S.P.\***

**AUTORES:**

ALEJANDRO PINZÓN CASTELLANOS  
DORA LILIANA VILLAMIZAR BARAJAS\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estandarización, Sistema de distribución, Normas, Confiabilidad.

Este análisis pretende mostrar los cambios más significativos que se dan en el diseño de redes de distribución rural a partir 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.

En la primera etapa del proyecto se recopilará la información que incluya las diferentes normas, catálogos y documentos que sean necesarios para desarrollar una metodología de trabajo y además soporten el proyecto. Por otra parte, se procederá a la selección del sector rural con el cual se realizara el diseño de la red de distribución por las dos metodologías propuestas.

Luego de la ejecución de los diseños, se procede a realizar la comparación de las mismas con el fin de encontrar ventajas y desventajas a nivel técnico y económico; para así poder tener diferentes puntos de vista al momento de presentar los resultados.

Finalmente, para hacer de este proyecto una herramienta útil se presentará el documento donde se muestren los principales cambios encontrados soportados por los planos hechos para cada uno de los diseños a partir de ambas metodologías y por medio de los cuales se formularán conclusiones y observaciones que determinen el cumplimiento de los respectivos objetivos.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ing. Jaime Galindo Cárdenas

## ABSTRACT

**TITLE: IMPACT OF NEW STANDARD IN THE DESIGN OF AGRARIAN ZONES DISTRIBUTION OF ESSA E.S.P\***

### **AUTHORS:**

ALEJANDRO PINZÓN CASTELLANOS  
DORA LILIANA VILLAMIZAR BARAJAS\*\*

**KEY WORDS:** Standardization, Distribution System, Standards, Reliability

This analysis pretend to show the most significant changes that occur in the design of agrarian zones distribution networks from the amending addendum to the standard for the calculation and design of distribution systems of the Electrificadora de Santander S.A E.S.P.

In the first phase of the project will collect the information including different standards, catalogs and documents necessary to develop a work methodology and also support the project. On the other hand, will proceed to the selection of the agrarian zone where going to perform the design of the distribution network by both proposed methodologies.

After execution of the designs, will proceed to the comparison of them to find advantages and disadvantages to technical and economic level to have different points of view when show the results.

Finally, to make this Project a useful tool will present the document with the principal changes found, supported by the planes made for each of the designs from both methodologies and through which we will formulate conclusions and observations that define satisfaction with the respective objectives.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ing. Jaime Galindo Cárdenas

## 1. INTRODUCCION

A través de los años, los avances tecnológicos hacen que se vaya presentando la necesidad de mejorar ciertos aspectos para cumplir con nuevas exigencias.

En el sector eléctrico, se ha visto un desarrollo importante en cuanto a la prestación de este servicio y por ende se han venido implementando normativas que regulan este sector. En la actualidad el cumplimiento de estas normas es más rígido, ya que la no aplicación de dichas disposiciones atentan contra la seguridad tanto de los equipos como del usuario. A partir esto, la ESSA ha generado la Adenda modificatoria a la norma para el cálculo y diseño de redes de distribución rural de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. con el objeto de estandarizar los diseños rurales y brindar más confiabilidad y seguridad en el servicio en estas zonas.

La emisión de este trabajo tiene por objeto dar a conocer el impacto que tiene ésta nueva metodología de diseño con respecto a la versión ESSA 2005.

## **2. GENERALIDADES**

### **2.1. OBJETIVOS**

#### **2.1.1. Objetivo general**

Impacto de la nueva normativa en los diseños de distribución rural de la ESSA.E.S.P.

#### **2.1.2. Objetivos específicos**

- Recopilar la información actual y de la nueva normativa relacionada con el diseño de redes de distribución rurales.
- Analizar la metodología de la nueva normativa y compararla con la utilizada actualmente por la ESSA en los diseños de distribución rural.
- Realizar un diseño teniendo en cuenta cada una de las metodologías y observar las variaciones ocurridas.
- Realizar un análisis técnico-económico del impacto de la nueva normativa

### **2.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En la actualidad el cumplimiento de las normas para instalaciones eléctricas es mas rígida ya que según los estudios realizados por entes (ministerio de minas y energía, comité de regulación de energía y gas CREG, superintendencia de servicios públicos domiciliarios, departamento nacional de planeación DNP) nos dicen que el no cumplimiento de dichas normas atentan con la seguridad tanto de lo equipos como del usuario, dicho esto el código eléctrico colombiano (NTC 2050), reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, son herramientas donde nos brindan una ayuda a las necesidades en aspectos de la seguridad para las instalaciones eléctricas garantizando al usuario confiabilidad en el uso de dichas instalaciones.

Observando el incremento de las instalaciones eléctricas rurales y el avance tecnológico que se viene desarrollando a través de los años ha dado como consecuencia una expansión en este sector afectando al sistema eléctrico de esta zona. El crecimiento de forma no planificada y estandarizada con lleva a un servicio deficiente, generando daños a las redes de distribución.

### **2.3. JUSTIFICACIÓN**

Debido a la estandarización de la rama energética y la necesidad de diseñar redes más confiables y eficientes la ESSA.ESP ha dado varias pautas para el diseño de redes de distribución en zonas urbanas y rurales, en esta última ha sido complejo debido a que en nuestro país dichas zonas no han sido caracterizados de una misma forma, por esto la ESSA ESP ha dado a conocer una nueva norma exclusiva para este sector en el departamento de Santander, con el fin de estandarizarlas.

En consecuencia debemos estudiar y dar a conocer las fortalezas y debilidades de esta nueva norma para así brindar un concepto claro desde un punto de vista ingenieril y aportar posibles mejoras.

### **2.4. ALCANCE**

El propósito principal de este trabajo es realizar un estudio normalizado y basado en la norma actual de la ESSA.ESP, para observar los cambios que se han realizado en el diseño de redes de distribución rural en el cual se incluya un análisis de las metodologías utilizadas en la versión ESSA 2005 y la ESSA 2010.

Como resultado final se presentaran las conclusiones extraídas del estudio técnico-económico, dando a conocer resultados documentados que demuestren el impacto de la nueva normativa.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1. DEFINICIONES [1],[4],[5]

**ACOMETIDA:** Derivación que se hace de la red local para suministrar el servicio a un cliente. Se considera que está conformada por los conductores que van desde la red hasta el registro de corte ubicado aguas arriba del medidor. En edificios de propiedad horizontal o condominios, y en general, en las unidades inmobiliarias cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general.

**AISLAMIENTO:** Conjunto de materiales utilizados para proveer aislamiento eléctrico entre partes conductoras.

**ALIMENTADOR:** Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica, y el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito ramal final.

**ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN:** Circuito energizado a nivel de tensión II ó III y que parte de una subestación de potencia conectada a un STN o SDL. También conocido como troncal principal.

**BAJA TENSIÓN:** Nivel de tensión mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1 kV.

**BARRAJE DE PUESTA A TIERRA:** Conductor de tierra colectiva, usualmente una barra de cobre o un cable de diámetro equivalente.

**CAPACIDAD DE CORRIENTE:** Corriente máxima que puede soportar un conductor en forma continua y bajo unas condiciones específicas sin perder sus propiedades eléctricas, mecánicas y dieléctricas.

**CAPACIDAD INSTALADA:** Capacidad del componente límite de una instalación eléctrica.

**CAPACIDAD NOMINAL:** Potencia de diseño de un equipo.

**CARGA:** Potencia de demanda nominal de un equipo..

**CIRCUITO:** Red o tramo de red eléctrica monofásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador o de otra red

**CIRCUITO RAMAL DE MEDIA TENSIÓN:** conductores de un circuito en media tensión, entre el dispositivo final de protección contra sobrecorriente y la salida o salidas.

**CLIENTE:** Persona natural o jurídica que se beneficia del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

**COMERCIALIZADOR:** Persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

**CORRIENTE DE DESCARGA:** Corriente que circula a través de un descargador.

**CURVA DE DISTANCIA MÍNIMA AL TERRENO:** Curva de flecha máxima desplazada verticalmente hacia abajo con respecto a la curva del conductor

en caliente, una distancia igual a la distancia mínima del conductor al terreno en la plantilla.

**CURVA DE MÍNIMA TEMPERATURA:** Curva de flecha mínima determinada mediante la hipótesis de temperatura mínima, pertenece a la plantilla.

**CURVA DE PIE DE APOYOS:** Curva de flecha máxima en terreno llano desplazada verticalmente una distancia igual a la distancia existente entre el punto de amarre del conductor más bajo y la superficie del suelo, pertenece a la plantilla.

**CURVAS DE TENDIDO:** Conjunto de curvas en donde se determina la tensión horizontal de tendido de un conductor en función de la temperatura ambiente y la longitud del vano regulador.

**CURVA DE TEMPERATURA MÁXIMA:** Curva de flecha máxima determinada mediante la hipótesis de temperatura máxima, también conocida como curva de plantillado.

**DERIVACIÓN EN MEDIA TENSIÓN:** Circuito energizado al nivel de tensión II ó III y que parte de un ramal o de otra derivación en media tensión.

**DISTANCIA DE SEGURIDAD:** mínima distancia entre una masa y otra para garantizar que no habrá descarga por acercamiento.

**DISTRIBUIDOR LOCAL (DL):** Persona que opera y transporta energía eléctrica en un SDL, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades; y la operará directamente o por interpuesta persona (Operador).

**ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA:** Elemento o conjunto metálico conductor que se pone en contacto con la tierra física o suelo, ubicado lo

más cerca posible del área de conexión del conductor de puesta a tierra al sistema.

**ESTRUCTURA:** Conjunto de elementos que sirven de soporte para los conductores, aisladores y accesorios de redes eléctricas. Pueden ser en concreto, fibra de vidrio, madera o metálicas.

**FACTOR DE DEMANDA:** Razón entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga instalada en la instalación considerada.

**FACTOR DE POTENCIA:** Razón entre potencia activa y potencia aparente de un sistema eléctrico o parte de él.

**FACTOR DE SEGURIDAD:** Razón entre el esfuerzo máximo permisible y el esfuerzo de trabajo de un componente.

**FLECHA:** Distancia vertical máxima en un vano, entre el conductor y la línea recta que une los dos puntos de sujeción.

**FUSIBLE:** Dispositivo cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.

**INTERRUPTOR:** Dispositivo destinado al cierre y apertura de un circuito bajo condiciones normales o de sobrecarga.

**MEDIDOR:** Aparato que mide la demanda máxima y los consumos de energía activa o reactiva o las dos. La medida de energía puede ser realizada en función del tiempo y puede o no incluir dispositivos de transmisión de datos.

**NIVEL DE AISLAMIENTO:** Capacidad de aislamiento expresada en términos de la tensión no disruptiva.

**NORMA:** Documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

**OPERADOR DE RED (OR):** Persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL

**POSTE:** Elemento de forma troncocónica, fabricado de madera o concreto cuya función es servir de apoyo a los conductores y herrajes en redes aéreas.

**PUESTA A TIERRA:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

**PUNTO DE CONEXIÓN:** Punto eléctrico común en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

**RED DE DISTRIBUCIÓN:** Conjunto de las instalaciones cuyo propósito es el suministro de electricidad a usuarios situados en un área, a niveles de media y/o baja tensión. Conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados a la distribución de energía eléctrica.

**SERVIDUMBRE:** Franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea o red de transporte o distribución de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL):** Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un STR por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN):** Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR):** Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un SDL.

**SUBESTACIÓN:** Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

**TEMPLETE:** Elemento que se utiliza para contrarrestar los esfuerzos horizontales en estructuras no auto soportantes.

**VANO:** Distancia horizontal entre dos apoyos adyacentes de una línea o red.

**VIDA ÚTIL:** Tiempo durante el cual un bien cumple la función para la que fue diseñado.

### **3.2. CONSTRUCCIÓN DE REDES EN MEDIA TENSIÓN [1], [4]**

Las redes aéreas o subterráneas de distribución de energía eléctrica en media tensión deben estar localizadas en zonas de espacio público o zonas que se hayan adquirido para la ubicación de las instalaciones de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando no estén en contraposición con lo requerido en el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de cada ciudad. El tendido de las redes aéreas se debe hacer preferiblemente por el costado norte en las calles y por el occidente en las carreras.

La selección de estructuras se debe realizar de acuerdo con el perfil del terreno y las curvas de utilización de cada estructura.

#### **3.2.1. Redes Aéreas**

Generalidades. La especificación de redes de distribución en unidades constructivas tiene por objeto reducir tiempos y por ende costos de diseño y construcción. Las unidades constructivas conforman un conjunto de materiales normalizados que constituyen las estructuras básicas.

En la construcción de redes aéreas, se debe cumplir con lo estipulado en la resolución del Ministerio de Transporte N° 950 de 2006. (Por la cual se dictan medidas tendientes a mejorar la seguridad vial del país, reglamentando la zona de carretera utilizable), o por lo contemplado en el plan de ordenamiento territorial de la respectiva ciudad o municipio donde deba ejecutarse la obra.

El vano máximo permitido para redes aéreas en media tensión en el sector urbano es de 80 m.

Codificación de estructuras. La codificación que se utiliza para la identificación de planos de las unidades constructivas en redes aéreas de media tensión, está basada en el nivel de tensión y la disposición de la estructura, tal como se presenta en la tabla 46.

**Detalles constructivos.** En la conformación de una estructura intervienen varios elementos constructivos como apoyos, crucetas, herrajes, templetes, aisladores, conductores, etc.

**Apoyos.** Son los elementos de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas y corresponden específicamente a postes de ferroconcreto, fibra de vidrio, madera o torrecillas, algunas de cuyas características técnicas, se encuentran en las tablas 48, 49 y 50.

### 3.3. DETALLE DE ENTERRAMIENTO Y CIMENTACIÓN DE POSTES [1], [4]

#### 2.2.1. Ecuaciones:

$$Le = 0,1 \cdot h + 0,6 \quad [\text{m}]$$

$$Lc = Le + 0,1 \quad [\text{m}]$$

Lc: Profundidad total de excavación y cimentación (m).

Le: Profundidad de enterramiento (m).

h: Altura del poste (m).

#### 2.2.2. Crucetas.

Se emplean para sostener líneas aéreas destinadas a la conducción de energía eléctrica y el equipamiento eléctrico en subestaciones de distribución de energía. Permiten distanciar y sujetar las fases en una línea de transmisión o red de distribución y se encuentran disponibles en longitudes desde 1 hasta 6 m.

- Crucetas de madera. Dichas crucetas deben ser fabricadas de madera preferiblemente secada en horno, a temperatura no menor a 65°C, con un contenido de humedad máximo de 20%. Y tratamiento preservante como:

- Crucetas metálicas. Fabricadas en ángulo galvanizado en caliente de distintos tamaños constructivos. De acuerdo con el ángulo utilizado para su fabricación

- Crucetas en poliéster reforzado con fibra de vidrio. Fabricadas a partir de perfiles tubulares por el método de poltrusión o por enrollamiento.

### **2.2.3. Herrajes.**

Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de las crucetas y aisladores a la estructura, los de fijación del conductor al aislador, los de fijación del cable de guarda a la estructura, los de fijación de las retenidas y los accesorios del conductor, como conectores, empalmes, separadores y amortiguadores<sup>15</sup>. Además de ser galvanizados en caliente deben cumplir los requisitos citados en los artículos 17 y 32 del RETIE.

### **2.2.4. Templetes o retenidas.**

Se deben colocar en aquellos apoyos donde el cálculo mecánico lo justifique.

Para los templetes se utilizan cables de acero galvanizado mínimo de 1/4" y deben quedar alineados de acuerdo con los cálculos mecánicos.

La varilla de anclaje para estructuras de media tensión deben ser de 5/8" x 1,80 m, instalada en posición oblicua y en la misma dirección del templete. Deben quedar por fuera de la superficie del suelo entre 0,10 m y 0,15 m y orientadas sus perforaciones en la dirección del cable de la retenida, el cual se debe entizar y rematar preferiblemente con alambre galvanizado. Se deben instalar grapas presoras RL 11 de 3/8" x 3 pernos, debidamente certificadas y de la forma ilustrada en las normas de construcción TE-001, TE-003 y TE-005.

La vigueta de anclaje para las redes de distribución primaria deben ser de concreto de 15 x 15 x 60 cm, (ver normas de construcción TE-001, TE-003, TE-005), teniendo en cuenta las características mecánicas del vano que soportarán.

Todo templete instalado lleva mínimo un aislador tipo tensor clase ANSI 54-2 (13,2 kV) o ANSI 54-3 (34,5 kV), ubicado a 3 m del amarre del viento al poste. Se debe utilizar guardacabo de 5/16" galvanizado en caliente para la protección del cable en el punto de sujeción a la varilla de anclaje.

No se permite la instalación de templates en el sector urbano, en este caso se deben utilizar estructuras de tipo reforzado o extrarreforzado y con la cimentación calculada durante el diseño mecánico de la misma.

El tipo de retenida o templete se selecciona de acuerdo con los requerimientos y oportunidades de diseño y pueden ser:

#### **2.2.5. Templete directo a tierra.**

Los cables de retenida se deben instalar formando un ángulo no menor a  $30^\circ$  con el eje vertical de la estructura, (ver normas de construcción TE-001).

Cuando exista más de un cable de retención que concurre en el mismo anclaje, el ángulo de  $30^\circ$  lo forma el cable que se sujete a mayor altura con el eje vertical de la estructura. En lugares donde haya suficiente espacio, el ángulo existente entre el cable de retenida y el eje vertical de la estructura puede tomar valores hasta  $45^\circ$ .

En aquellos casos en los que se sujete más de un cable a una varilla, esta se debe enterrar en línea con el cable que forme un ángulo menor con el eje vertical de la estructura, es decir, en línea con el cable que se sujete a mayor altura.

Está prohibido instalar cables de retenidas en puntos inferiores al punto de amarre de los conductores, para evitar efectos de deflexión en la estructura por mal uso de la misma.

Una alternativa para este templete, la constituye el templete cuerda de guitarra, utilizado cuando el espacio disponible alrededor del poste no es suficiente para la instalación de la varilla a prudente distancia de la base de este, tal como se ilustra en la norma de construcción TE-003.

### **2.2.6. Templete poste a poste.**

Se utiliza cuando por ninguna razón el uso de retenida tipo directo a tierra permite conservar una distancia discreta entre vías o zonas de tránsito vehicular y el anclaje de la retenida, (ver normas de construcción TE-004, TE-005, TE-006).

Consiste en la construcción de un templete que une dos estructuras, la estructura principal a la cual se le está haciendo la retenida y la estructura auxiliar la cual debe tener una altura libre mayor a 6,6 m y estar directamente retenida a tierra en caso tal que sea necesario. La estructura auxiliar puede ser una estructura existente que debido a su resistencia soporta los nuevos esfuerzos a los que será sometida, en caso tal que se presente esta situación, se debe justificar mediante cálculos incluidos en las memorias, el uso de estas estructuras existentes. Tanto la estructura principal como la secundaria deben llevar aisladores tipo tensor.

### **2.2.7. Templete pie de amigo.**

Se utiliza cuando por alguna razón el lugar no permite la utilización de los templetes anteriores. Debe ser una estructura que sirva de soporte a la estructura principal y conservar un ángulo mínimo de 20° entre el eje vertical de la estructura principal y eje central inclinado de la estructura auxiliar o estructura de retenida. La profundidad de enterramiento de la estructura auxiliar debe estar entre los 0,9 y 1,8 m, (ver norma de construcción TE-002).

### **2.2.8. Arriostramientos.**

La estructura en H puede utilizarse con o sin arriostramiento en X, dependiendo de la magnitud de los esfuerzos a los que esté sometida.

Las ventajas del uso de arriostramiento son:

- Disminuye la necesidad de cables para retenidas.
- Aumenta la cargabilidad y los momentos flectores y por torsión del conjunto o estructura.
- Asegura la invariabilidad de la estructura.

- Responde adecuadamente a solicitudes extremas en condiciones anormales de operación.

Las dimensiones del arriostramiento se determinan según las necesidades de la estructura, justificando su selección y manteniendo una distancia mínima con respecto al nivel del terreno de 2,5 m desde la primera junta de amarre con los postes.

#### **2.2.9. Aisladores.**

Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra<sup>16</sup>. Pueden estar fabricados en porcelana, vidrio o material polimérico y para su adecuada selección se deben cumplir los requisitos consignados en los Numerales 17.14, 27.2 y 33.2 del RETIE.

#### **2.2.10. Conductores.**

Los conductores tipo cable ACSR, usados en redes de distribución deben cumplir con los requerimientos eléctricos y mecánicos para las condiciones ambientales donde sean instalados, a su vez contar con el certificado de producto y cumplir con los requisitos establecidos en los artículos 28 y 34 del RETIE.

#### **2.2.11. Riega y tendido de conductores.**

Los conductores deben regarse sobre el piso usando los carretes del empaque y luego izarse hasta las poleas o apoyos provisionales de tendido. Deben desenrollarse en la dirección y forma indicados por los fabricantes, en los empaques y carretes. Los cables de izaje deben conectarse a los conductores por medio de conectores giratorios y mordazas. Las distancias de los conductores entre sí y a las estructuras, sin viento y a la temperatura de tendido, deben estar de acuerdo con las distancias mínimas de seguridad.

Se debe evitar que los conductores formen entorches, dobladuras, torceduras o desgastes. En ningún caso se deben arrastrar sobre las crucetas ni elementos de apoyo.

Se recomienda realizar mediciones de fuerza aplicada sobre los conductores con un dinamómetro o equipo que lo sustituya, debidamente certificado y calibrado, y confrontarlos con los valores del diseño.

El tendido de los conductores debe realizarse en las condiciones ambientales necesarias para que no presenten esfuerzos por temperatura y tensión mecánica superiores a los de condiciones normales de operación.

Todas las secciones de conductores que hayan sufrido daño por la aplicación de mordazas deben repararse antes de ser instalados en su sitio.

#### **1.2.12. Conectores.**

La selección y montaje de conectores debe ceñirse a las recomendaciones de los fabricantes. Para el cierre de arcos primarios horizontales y verticales (goteras) se deben emplear preferiblemente conectores de ranura paralela x 3 tornillos. En circuitos alimentadores principales se debe emplear doble conector en cada arco.

#### **2.2.13. Empalmes.**

Se permiten empalmes entre conductores utilizando la unión western siempre y cuando estos no se sometan a grandes esfuerzos mecánicos, de lo contrario se deberán utilizar conector de compresión por tensión tipo tubular, de dimensión acorde con el calibre del conductor. Sin embargo, en vanos superiores a 500 m, no se recomiendan empalmes de ninguna naturaleza entre conductores.

Para el cierre de arcos en estructuras de retención, se deben utilizar dos conectores de compresión en cada unión.

#### **2.2.14. Conexión de fases.**

La secuencia de fases es el orden en que las tres tensiones de un sistema trifásico aparecen, por ejemplo ABC o BAC. Siempre que se desconecte un transformador o se instale uno nuevo, se deberá verificar previamente a la

conexión de la carga, mediante un secuencímetro, la secuencia de fases con el fin de:

- Determinar la dirección de rotación de motores polifásicos.
- Determinar la conexión apropiada cuando un banco de transformadores trifásicos se conectan en paralelo.
- Determinar que la secuencia de fase no cambie cuando un banco de transformadores trifásicos es reemplazado.
- Determinar las conexiones apropiadas para los medidores de energía.

#### **2.2.15. Sistemas de puesta a tierra para media tensión.**

El sistema de puesta a tierra en estructuras con subestación se compone de las puestas a tierra instaladas para los DPS, la carcasa y neutro del transformador, condensadores, reguladores y equipos de maniobra. La resistencia de puesta a tierra, en ningún caso deberá superar los 10  $\Omega$ .

En caso de no cumplir con este valor, se debe acudir a cualquier alternativa tecnológica reconocida, contrapesos o material artificial que no pierda sus características conductoras, para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

El sistema de puesta a tierra y todos sus elementos accesorios, se regirá por lo establecido en el artículo 15 del RETIE y complementado en el numeral 2.7 del presente documento.

#### **2.2.16. Servidumbres.**

Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con él los aspectos técnicos y legales relativos al uso y características de las servidumbres.

### **3.4. EVALUACIÓN HEURÍSTICA [6], [7], [8]**

Inicialmente realizada por Jakob Nielsen para evaluar la usabilidad de los sitios web. Este método de inspección consiste en encontrar los problemas de usabilidad que se pueden presentar en un diseño. Para la evaluación se requiere de los evaluadores quienes dan las pautas o parámetros a evaluar por medio de principios.

En general, la evaluación heurística se dificulta cuando solo una persona la realiza, ya que ésta no puede no atender o encontrar todos los problemas que se pueden presentar.

Afortunadamente, la experiencia ha mostrado que las personas pueden encontrar diferentes problemas de usabilidad en diferentes proyectos. Entonces es la efectividad de este método puede ser significativa si en esta se tienen múltiples evaluadores.

#### **3.4.1. ¿En qué consiste la evaluación heurística?**

La evaluación heurística es una variante de la inspección de usabilidad donde los especialistas en usabilidad juzgan si cada elemento de la interfaz de usuario sigue los principios de usabilidad establecidos. Este método forma parte del que se conoce como "discount usability engineering" o "ingeniería de la usabilidad rebajada".

Evaluación heurística resulta casi un nombre estrafalario para significar que un grupo de expertos escudriñan la interfaz y evalúan cada uno de sus elementos ante una lista de principios (heurísticas), comúnmente aceptadas. Inicialmente, esta lista fue muy larga, dando lugar a tediosas sesiones de evaluación y expertos agotados que casi terminaron con el propósito inicial de ahorrar tiempo y dinero en el test. Jacob Nielsen redujo la lista a un número de diez, resultando suficiente y aceptable para cualquier evaluación de diseños.

### **3.4.2. ¿Cómo la llevo a cabo?**

Es preciso reunir a un cierto número de expertos para realizar la evaluación. Desde luego, cuanto mayor sea el número de expertos ante la interfaz, mayor será el número de errores que se podrán encontrar, pero el coste se disparará. En un análisis sobre seis de sus estudios, Nielsen concluyó que se podría encontrar la mayoría de los problemas de usabilidad con un número de evaluadores entre tres y cinco.

Son precisas algunas consideraciones acerca de la selección de los expertos. Lógicamente, se buscan expertos, gente que sepa lo que hace, con un amplio historial en la evaluación de la usabilidad y en el diseño de interfaces hombre-computadora (HCI). Además, el experto en cuestión habría de dominar todo lo referente al producto objeto del estudio. De conseguir a alguien así, habríamos avanzado muchísimo. Un ejemplo podría ser una aplicación del tipo "calcule usted mismo sus impuestos" (¿podría encontrar a un experto en HCI que domine la contabilidad?).

### **3.4.3. Los expertos evalúan por su cuenta y después comparan sus hallazgos**

Una vez que se dispone de los especialistas, estos han de proceder a efectuar la evaluación individualmente. Necesitan fijarse en la interfaz ellos solos y que sus compañeros no influyan de ninguna forma en ellos. Asimismo, será preciso asignarles los papeles y los escenarios a utilizar de modo que puedan adquirir la disposición mental y la perspectiva apropiada cuando hayan de interactuar con el producto. Si los usuarios del producto van a disponer de elementos como manuales o ayudas en línea, los evaluadores también habrán de disponer de ellos. De hecho, se les requiere para evaluar el conjunto total de nuestro producto.

#### **3.4.4. Los expertos proporcionan la información obtenida**

Cuando los expertos llevan a cabo la evaluación, pasan a proporcionar la información obtenida de diversas formas. Estos son algunos de esos métodos:

- ✓ Un informe estructurado.

El experto escribe un informe formal con sus hallazgos, siendo probablemente esta la mejor forma de asimilarlos, dado que habrá recopilado todas las notas tomadas y las habrá resumido y organizado, lo que previsiblemente podría demorar su respuesta.

- ✓ Expresión oral de los hallazgos.

Mientras evalúa la interfaz, el experto dicta sus hallazgos a otra persona. Aunque esto incrementa el coste, va a ser posible descubrir una serie de problemas que hubieran sido pasados por alto si los expertos hubieran de anotar ellos mismo todas sus observaciones. Así, comentarios no estructurados como "¿En qué #{\*&%+@\$ estaba pensando el diseñador?" pueden ser captados de esta forma.

- ✓ Categorías.

Antes de que los expertos se dispongan a efectuar las evaluaciones, todo el mundo se pone de acuerdo en las categorías en las que se habrían de clasificar los problemas que van a registrar. Si bien el análisis posterior va a resultar más simple, podrían perderse ciertos detalles que otras metodologías podrían encontrar.

Los expertos se reúnen entonces para discutir los hallazgos individuales. En la mayoría de las ocasiones se genera un resumen de los problemas de usabilidad encontrados tanto si los evaluadores discrepan como si un aspecto particular no constituye un auténtico problema. La mayoría de los

informes indican la heurística o heurísticas no respetadas, proporcionando una orientación para su solución.

#### **3.4.5. ¿Cuándo debería usar esta técnica?**

La evaluación heurística puede ser utilizada en, prácticamente, cualquier momento del ciclo de desarrollo, aunque probablemente se adapta mejor en etapas tempranas, cuando no hay material lo suficientemente firme para efectuar un test. Se puede proporcionar maquetas de papel o incluso especificaciones de diseño a los expertos y detectar una buena cantidad de problemas de usabilidad antes de que el trabajo real de producción de comienzo.

### **3.5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS [11]**

La evaluación financiera mide la rentabilidad que un determinado proyecto genera para un determinado inversionista o agente, para así poder tomar una decisión sobre la bondad de ejecutarlo o participar en el, sin olvidar que un proyecto requiere de diferentes estudios para hallar su conveniencia. El análisis financiero debe basarse en una comparación entre los ingresos que genera y aquellos que podrían recibirse si los recursos se invirtieran en su mejor uso alternativo. Es decir, es necesario evaluar la rentabilidad de cualquier inversión a la luz del costo de sacrificar las oportunidades de utilizar el dinero para llegar a cabo otras inversiones, como es denominado el costo de oportunidad del dinero.

Otra aplicación de la evaluación financiera es la de comparar u ordenar diferentes proyectos de inversión. Se puede tener un grupo de proyectos, los cuales se han mostrado rentables y se desea seleccionar aquellos que se puedan ejecutar, dentro de los límites de capital que está disponible.

Los indicadores financieros para poder determinar el rendimiento de un proyecto, tanto para seleccionar proyectos rentables como también para comparar u ordenar diversos proyectos son Valor presente Neto (VPN), Tasa interno de retorno (TIR), Tasa interno de retorno ajustada (TUR), Relación

beneficio costo (B/C), Periodo de recuperación y Costo anual uniforme (CAUE).

### **3.5.1. Valor presente neto**

El valor presente neto (VPN) representa el valor presente de los beneficios netos después de haber recuperado las sumas invertidas en el proyecto y sus correspondientes costos de oportunidad. Se halla con la resta de los valores de los beneficios y costos en su valor equivalente en el año cero, utilizando la tasa de interés del costo de oportunidad.

La interpretación que se le da al VPN es que cuando el VPN es igual a cero no significa que no hay beneficios, sino que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido y su costo de oportunidad. Un VPN negativo no necesariamente implica que no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión; en tal caso, será más rentable invertir en otras las alternativas y optar por no invertir en el proyecto. Asimismo, un valor presente neto positivo implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido y cubrir el costo de oportunidad de las alternativas de inversión.

Por consiguiente, se deduce que el VPN puede llevar a la toma de decisiones sobre invertir o no en el proyecto. El criterio para la toma de decisiones es el siguiente:

Si  $VPN > 0$ , el proyecto es atractivo y puede ser aceptado.

Si  $VPN < 0$ , el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio.

Si  $VPN = 0$ , es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, puesto que arrojan el mismo beneficio.

### **3.5.2. La tasa interna de retorno**

Un criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión es la tasa interna de retorno (TIR). Se define como la tasa de descuento intertemporal a la cual los ingresos netos del proyecto apenas cubren las inversiones y sus costos de oportunidad. Es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del VPN, hace que el valor presente neto del proyecto sea igual a cero. La TIR es, entonces un “valor crítico” de la tasa de interés de oportunidad. Señala la tasa de rentabilidad generada por los fondos invertidos asumiendo que los frutos de la inversión se reinvierten en el proyecto, lo que significa que los flujos netos positivos del proyecto son reinvertidos en el mismo, es decir mide la rentabilidad del dinero dentro del mismo.

Para la toma de decisión de aceptar el proyecto la TIR indica que si la tasa de oportunidad es superior a al TIR, el proyecto no es atractivo porque no se compensan dichos costos de oportunidad. Si la TIR es igual a la tasa de interés de oportunidad, realizar el proyecto es equivalente a seleccionar la mejor alternativa financiera y, por lo tanto, se asume una actitud de indiferencia frente al proyecto.

### **3.5.3. La tasa interna de retorno ajustada**

La tasa interna de retorno ajustada (TUR) también es denominada tasa interna de retorno modificada o tasa única de retorno, esta tasa evalúa la tasa de retorno de la inversión cuando los flujos excedentes no son reinvertidos en el proyecto y por lo cual la reinversión de estos flujos excedentes no se hacen con la misma TIR sino que con la tasa de interés de oportunidad. Por consiguiente, se deduce que la TUR puede ayudar a determinas la rentabilidad de un proyecto, los criterios son los siguientes:

- Si  $TUR >$  tasa de interés de oportunidad, el proyecto es atractivo, ya que sus ingresos reponen los costos y generan recursos adicionales a los que se obtendrían en el uso alternativo.

- Si  $TUR <$  tasa de interés de oportunidad, el proyecto no vale la pena, ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayores beneficios.
- Si  $TUR =$  tasa de interés de oportunidad, el proyecto es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, ya que arrojan el mismo beneficio.

#### **3.5.4. Relacion beneficio costo**

Otro indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión es la relación beneficio costo (RCB): la cual se expresa por la siguiente fórmula:

$$RCB: VPB/ VPC$$

Donde VPB= valor presente de los beneficios brutos, VPC= valor presente de los costos brutos.

El criterio para la toma de decisiones con base en la RBC es el siguiente:

- Si la  $RCB > 1$ , se acepta el proyecto ya que el valor presente de los beneficios es mayor que el de los costos.
- Si la  $RCB < 1$ , se rechaza el proyecto pues el valor presente de los beneficios es menor que el de los costos.
- Si la  $RCB = 1$ , es indiferente realizar o rechazar el proyecto. Los beneficios netos apenas compensan el costo de oportunidad del dinero, o sea, los beneficios del proyecto apenas alcanzan a compensar el costo de oportunidad de las alternativas de inversión.

#### **3.5.5. Periodo de recuperación**

El indicador de periodo de recuperación, restitución de pago, se asocia con el criterio de selección de los proyectos en los cuales el tiempo de recuperación de la inversión original es menor. El periodo de recuperación se haya teniendo en cuenta el tiempo en el cual los beneficios generados por el proyecto recuperan en su totalidad la inversión inicial realizada en el proyecto.

Sin embargo, este criterio no incluye la consideración de información como los beneficios generados por cada proyecto después de haber recuperado la inversión inicial y no reconoce el costo de oportunidad del dinero.

### **3.5.6. Costo anual uniforme**

El costo uniforme equivalente CAUE, es útil para la comparación de diferentes alternativas que no crean ingresos diferentes. En dicho caso, solo interesa llevar a cabo una comparación de los costos, además de ser útil en la comparación de diferentes proyectos que generan el mismo beneficio o satisfacen la misma necesidad, sin producir ingresos diferentes, por lo cual la comparación que se les realiza es un análisis comparativo de los costos, este indicador también es útil para analizar proyectos de vidas útiles desiguales. El CAUE es una equivalencia financiera del flujo de costos, calculada con la tasa de interés de oportunidad, de esta manera se obtienen unos costos periódicos equivalentes para cada alternativa y al compararlos se pueden ordenar los proyectos según su conveniencia.

## **3.6. UBICACIÓN GEOGRAFICA Y CARACTERISTICAS DE LA ZONA.**

### **3.6.1. UBICACIÓN.**

Este proyecto se encuentra ubicado en una de las veredas del municipio de Cimitarra, uno de los más extensos del departamento de Santander, tiene una extensión de 3.165,60 km<sup>2</sup> el cual limita al Norte con Puerto Parra, al sur con Bolívar, al Oriente con Landázuri y al Occidente con el Departamento de Antioquia.

La vereda “SAN PEDRO DE LAS VEGAS” está ubicada en cercanías al municipio de Puerto Parra y el río Magdalena.

Figura 1: Ubicación geográfica vereda San Pedro de las Vegas



Fuente: Disponible en URL<<http://www.googleearth.com>>

### **3.6.2. Descripción Topográfica y Ambiental de la Región [10]**

La topografía de la vereda de San Pedro de las Vegas es semi-plana, predominan las llanuras las cuales son aptas para las actividades como la ganadería y la agricultura, también posee zonas selváticas las cuales son ricas en fauna y flora salvaje.

Esta región posee una temperatura promedio de 30 °C.

## **4. PARAMETROS DE CARGA Y DE SERVICIO**

### **4.1. CARACTERISTICAS DE LA CARGA**

El factor de potencia con el cual se hace el diseño es de 0.9 en atraso, ya que la mayoría de las cargas en una electrificación rural son tipo iluminación.

Lo anteriormente expuesto se cumple cabalmente para la vereda diseñada.

### **4.2. CIRCUITO ALIMENTADOR**

#### **4.2.1. Vereda San Sedro de las Vegas**

El circuito alimentador lo constituye la línea de media tensión bifilar, a 13.2 kV. El punto de derivación se encuentra en las cercanías de la Escuela de la vereda de los Morros, exactamente en el sitio conocido como la Envidia.

#### **4.2.2. Redes en Media Tensión**

Las redes en media tensión deben ser en su mayor parte líneas rectas, esto con el fin de hacer la red lo más económicamente factible. La línea principal al igual que los circuitos ramales, se diseñan como una línea bifilar a 13.2 kV. Es importante recordar que esta es una electrificación rural para personas de bajos recursos, por ello la red debe ser económica pero no por ello de baja calidad.

#### **4.2.3. Redes en Baja Tensión**

La configuración que se utilizará desde las subestaciones hasta los usuarios será tipo radial. Los sistemas de distribución que se usarán son:

- Monofásico trifilar
- Monofásico bifilar

El tipo de distribución a usar depende de la carga que se va a alimentar. El calibre del conductor se seleccionará de acuerdo con los cálculos de regulación, pérdidas de potencia y energía, por el estudio de conductor económico y por los parámetros exigidos por la ESSA.

### **4.3. PARAMETROS DE DISEÑO**

El desarrollo de un proyecto de electrificación depende del profundo conocimiento y aplicación de una serie de normas, factores y criterios, que buscan la adecuada utilización de los elementos que conforman el sistema. A continuación se presentan estos factores:

#### **4.3.1. Demandas Máximas Clasificadas Según el Nivel de Tensión**

Este diseño toma como base las normas ESSA. Por ello, los niveles de tensión de alimentación de las redes se seleccionan de acuerdo a la demanda máxima diversificada y proyectada a 8 años así:

Tabla 1: Demandas máximas por niveles de tensión

TENSION EN KV	SERVICIO RESIDENCIAL KVA	OTROS SERVICIOS KVA
BAJA	0 a 15	0 a 30
MEDIA (13.2 KV)	15 a 500	30 a 500
MEDIA (34.5 KV)	500 a 5000	500 a 5000

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

La capacidad de los transformadores a utilizar no debe sobrepasar los 150 kVA para la electrificación rural. Para capacidades mayores a 75 kVA se deben utilizar medios de seccionamiento bajo la carga.

#### 4.3.2. Tensión de Servicio

- Baja Tensión: Los usuarios rurales son alimentados por subestaciones monofásicas trifilares con tensiones de servicio definidas por la ESSA en el numeral 2.1.2 de su norma.
- Media Tensión: El nivel de tensión que se dispone es de 13.2 kV.

#### 4.3.3. Regulación de Tensión

La caída de voltaje en un sistema de distribución debe considerarse integralmente entre sus componentes, desde el punto de origen de los circuitos primarios hasta el sitio de acometida del último consumidor en el circuito secundario.

Según la norma ESSA el cálculo de regulación de los circuitos, debe tomar en cuenta el crecimiento de la demanda y las situaciones de emergencia, tanto en la distribución primaria como en la secundaria. Por las razones anteriores se

fijan los siguientes límites. Para este caso particular, se calcula a partir de la demanda máxima diversificada y proyectada que se obtiene del diseño.

Tabla 2: Porcentajes de regulación

Descripción	%
<b>Redes de distribución B.T. , zona urbana</b>	5
<b>Redes de distribución B.T. , zona rural</b>	7
<b>Acometida y alimentador(hasta tablero de distribución) para cargas concentradas o multiusuarios desde bornes del transformador</b>	3
<b>Acometida y alimentador(hasta tablero de distribución) desde redes de la Empresa</b>	2
<b>Circuito ramal</b>	2
<b>Alumbrado público</b>	4

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

#### 4.3.4. Pérdidas de Potencia y Energía

Los límites de regulación y pérdidas en líneas de distribución se fijan con base en consideraciones técnico económicas más que en valores normalizados. La calidad del voltaje y el porcentaje de pérdidas admisibles dependen de factores tales como costos de la línea, las pérdidas y del control de regulación en subestaciones. En estas últimas los voltajes se regulan para obtener los voltajes normalizados en los circuitos primarios y secundarios.

La ESSA especifica unos límites de pérdidas de potencia y energía descritos en la siguiente tabla:

Tabla 3: Pérdidas máximas de energía y potencia

Componente	Energía (%)	Potencia (%)
<b>Líneas de distribución (34,5 kV)</b>	1,5	2,7
<b>Alimentadores primarios (Hasta 13,2 kV)</b>	0,5	0,8
<b>Transformadores</b>	2,2	*

<b>Redes de baja tensión</b>	2,7	5,5
------------------------------	-----	-----

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

Las pérdidas de potencia de un circuito se toman con referencia al primer tramo, que es el de mayor carga; en los circuitos ramales es aquel que parte del transformador.

El porcentaje de pérdida de energía se toma con base en la curva de demanda diaria para el sector correspondiente; en este caso el sector rural, el cual se asimila al sector residencias estrato bajo de acuerdo a lo estipulado en la norma ESSA.

#### 4.3.5. Impedancias de Puesta a Tierra

Tabla 4: Impedancias de puesta a tierra por nivel de tensión

<b>Descripción</b>	<b>Nivel kV</b>	<b>Z máxima <math>\Omega</math></b>
<b>Subestación de distribución</b>	34,5	10
<b>Subestación de distribución</b>	13,2	10
<b>Protección contra rayos</b>	13,2-34,5	10
<b>Redes de baja tensión</b>	B.T	20
<b>Acometidas</b>	B.T	25*

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

La puesta a tierra de las acometidas debe ser mayor que la de redes de baja tensión, recordando que cuando se hace esta medida no deben estar conectados los aparatos a proteger.

#### 4.3.6. Apantallamiento

El apantallamiento de la línea tiene que ver mucho con el nivel cerámico de la región. Según el mapa isocerámico (Figura A.1 norma ESSA) la región

presenta un nivel menor de 60. Las salidas de la línea por descargas directas o por flameo inverso no deben sobrepasar 15 salidas por cada 100 km. De línea por año.

#### 4.3.7. Factores de Seguridad

Se defina como la razón existente entre los valores máximos especificados por el fabricante y los valores de trabajo del elemento. Los factores de seguridad dan el margen de error entre un adecuado diseño.

Tabla 5: Factores de seguridad

Descripción	Factor*
<b>Postería de concreto</b>	2,5
<b>Estructura metálica</b>	1,58
<b>Cargas verticales</b>	1,1
<b>Cargas horizontales</b>	1,7
<b>Cargas de ángulo</b>	1,5
<b>Cables para templetos</b>	2
<b>Anclajes para templetos</b>	2,5
<b>Herrajes</b>	3**
<b>A la flexión para espigos</b>	1,5

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

\* Los anteriores factores se aplican para condición normal. En caso de condición anormal, el factor de sobrecarga para los diferentes tipos de cargas es de 1.25 excepto para cargas verticales.

\*\* Cuando la carga mínima de rotura se compruebe mediante ensayos el factor de seguridad será 2.5

#### 4.3.8. Parámetros de Diseño de la Línea de Transmisión

LONGITUD	6,5 km
POTENCIA A TRANSMITIR (RECEPTOR)	50 kva
FACTOR DE POTENCIA (RECEPTOR)	0.9 Atraso
ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	800 m
FRECUENCIA	60 Hz
VELOCIDAD MÁXIMA DEL VIENTO	80 km/h
VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO	13 km/h
TEMPERATURA A LA VELOCIDAD MAX	22 °c
TEMPERATURA PROMEDIO DIARIA	28 °c
TEMPERATURA MIN A LA VELOCIDAD	36 °c
VELOCIDAD A LA TEMPERAURA MIN	30 km
FACTOR DE SEGURIDAD	2,5

#### 4.4. CALCULOS ELÉCTRICOS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

##### 4.4.1. Selección del Nivel de Tensión

Teniendo en cuenta los niveles de tensión normalizados existentes en el país (13.8 kV y red disponible de 13.2 kV) y la disponibilidad del mismo en la zona se tiene entonces el nivel de 13.2 kV para el presente diseño.

Por consiguiente la tensión para la transmisión es:

$$V_L = 13.2[kV]$$

La magnitud de la tensión de fase en el receptor está dada por:

$$V_{fr} = \frac{13.2[kV]}{\sqrt{3}} = 7.621[kV]$$

En forma fasorial, la tensión de fase en la carga sería:

$$V_{fr} = 7.621 \angle 0^0 [kV]$$

Suponemos el ángulo de desfase igual a 0 para facilitar los cálculos posteriores.

#### 4.4.2. Cálculo de la Corriente

Este cálculo se efectúa con base en la corriente que debe transportarse por cada fase. El cálculo de la corriente en el receptor es:

$$I_R = \frac{P}{\sqrt{3}(V_L)(fp)} \angle -\cos^{-1}(fp) = \frac{50 * 10^3}{\sqrt{3}(13.2 * 10^3)(0.95)} \angle (-\cos^{-1}(0.95))^0 = 2.3 \angle -18.19^0 [A]$$

Donde:

P: potencia activa en [W]

$V_L$ : Tensión de línea [V]

Fp: Factor de potencia

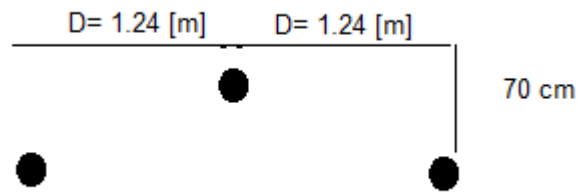
$I_R$ : Corriente en el receptor [A]

#### 4.4.3. Disposición de los Conductores

*Configuración un conductor en haz disposición triangular.*

La configuración planteada es de la forma que se muestra en la figura:

Figura 2: Disposición de conductores para la red



Fuente: Autores

Debido al nivel de tensión se planteó una distancia entre fases adyacentes (D) de 1.24m.

#### 4.4.4. Selección del Conductor

De acuerdo al cálculo de corriente realizado anteriormente y a las disposiciones de la norma ESSA se tiene el apartado 3.1.12.1 de utilización de los conductores por el cual una red de media tensión rural aérea se debe construir con un conductor de material ACSR con calibre mínimo 2 AWG.

En base a esto se realizan los cálculos pertinentes.

Tabla 6: Calibres de conductores según zona de construcción

Red	Utilización	Instalación	Material	Calibre mínimo (AWG)
MT	Urbana**	Aérea	ACSR	2/0
MT	Rural	Aérea	ACSR	2
MT	Urbana o Rural	Subterránea	Cu XLPE	2 (13,2 kV) - 1/0 (34,5 kV)
BT	Urbana (F)*	Aérea	Al THW	4
BT	Urbana (N)*	Aérea	ASC o ACSR	4
BT	Rural	Aérea	ACSR	4
BT	Urbana (F y N)	Subterránea	Cu THW	6
BT	Acometida	Aérea	Al, Cu TW o THW	6 (Al) - 8 (Cu)
BT	Acometida	Subterránea	Al, Cu TW o THW	6 (Al) - 8 (Cu)
BT	Internas	Ducto	Cu TW	14
AP	Urbana o rural	Aérea	Al TW	8
AP	Urbana	Subterránea	Al, Cu TW o THW	8 (Al) - 10 (Cu)

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

Una vez seleccionado el conductor, se procede a calcular las distancias y parámetros propios de la configuración.

- ✓ Distancia Media Geométrica Mutua:

$$Dm = \sqrt[3]{D * D * 2D} = \sqrt[3]{2 * 1.424 * 2.48} = 1.918[m]$$

- ✓ Distancia Media Geométrica Propia (Inductancia):

$$Ds = RMG = 0.00127406[m]$$

- ✓ Distancia Media Geométrica Propia (Capacitancia):

$$D_{SCAP} = 4.013 * 10^{-3} [m]$$

#### 4.4.5. Características Físicas y Eléctricas del Conductor Seleccionado

Se escogió el conductor **SPARROW (GORRIÓN)** debido a los buenos resultados que presenta. Sus datos eléctricos son:

Tabla 7: Características para el conductor 2 AWG

##### TIPO ACSR SPARROW (GORRION)

Calibre AWG o MCM		2
Numero de hilos de aluminio	nh <sub>al</sub>	6
Numero de hilos de acero	nh <sub>ac</sub>	1
Diámetro de un hilo de aluminio	dh <sub>al</sub>	2,6721 mm
Diámetro de un hilo de acero	dh <sub>ac</sub>	2,6721 mm
Diámetro nominal del cable	d <sub>c</sub>	8,026 mm
Área de la sección de aluminio	S <sub>al</sub>	33,63 mm <sup>2</sup>
Área de las sección transversal total S		39,226 mm <sup>2</sup>
Carga de ruptura	Tr	1265,5 Kg
Peso del aluminio		92,3 Kg/Km

<b>Peso del acero</b>		<b>43,6 Kg/Km</b>
<b>Peso total</b>	<b>P<sub>c</sub></b>	<b>135,9 Kg/Km</b>

Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsitemapview&itemact=mail>

>

#### 4.4.6. Cálculo de los Parámetros Eléctricos de la Línea

Los parámetros eléctricos de la línea calculados para la configuración a trabajar son los siguientes:

- ✓ Cálculo de la Reactancia Inductiva de la Línea

$$L = 2 * 10^{-7} \ln\left(\frac{Dm}{Ds_{IND}}\right) = 2 * 10^{-7} \ln\left(\frac{1.918}{0.00127406}\right) = 1.4633 * 10^{-6} \quad H / m / fase$$

$$X_L = 2\pi fL = 2 * \pi * 60 * 1.4633 * 10^{-6} = 0.5516 \Omega / km / fase$$

- ✓ Cálculo de la Reactancia Capacitiva de la Línea

$$C = \left[ 18 * 10^9 \ln\left(\frac{Dm}{Ds_{CAP}}\right) \right]^{-1} = \left[ 18 * 10^9 \ln\left(\frac{1.918}{0.00403}\right) \right]^{-1} = 9 * 10^{-12} \quad F / m / fase$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} = \frac{1}{2 * \pi * 60 * 9 * 10^{-12}} = 294370,04 \quad \Omega \cdot km / fase$$

- ✓ Cálculo de la Resistencia de la Línea

$$R_{conductor} = 1.012 \Omega / km$$

#### 4.4.7. Análisis del Efecto Corona

La altura de la columna de mercurio se calcula por medio de la fórmula de Halley así:

$$\ln(h) = \ln(76) - \frac{h s n m}{7963}$$

Entonces:

$$h = e^{\ln(76) - \frac{h s n m}{7963}} = e^{\ln(76) - \frac{200}{7963}} = 74 \text{ cmHg}$$

Con este dato se puede calcular la densidad relativa del aire para una temperatura ambiente de 28 °C.

$$\rho = \frac{3,921 * h}{273 + \theta} = \frac{3,921 * 74.1149}{273 + 28} = 0.9654$$

Se calcula ahora el gradiente crítico mediante la siguiente ecuación:

$$g_0' = 30 * \rho^{\frac{2}{3}} m_s m_f (1 - 0.07r) \left( 1 - \frac{(n-1)r}{R} \right)$$

Donde  $m_f$  y  $m_s$  son los coeficientes de forma y superficie respectivamente. Sus valores correspondientes son de 0.9 para  $m_f$  por ser cables menores de 12 hilos en la capa exterior y 0.9 para  $m_s$  por tratarse de cables nuevos, la ecuación queda entonces así:

$$g_0' = 30 * 0,98012^{\frac{2}{3}} * 0,9 * 0,9 * (1 - 0,07 * 0.4013) \left( 1 - \frac{(1-1) \frac{0.008026}{2}}{0.8026} \right) = 23.06 [kV / cm]$$

Se calcula ahora la tensión crítica para el efecto corona mediante la siguiente ecuación:

$$V_c = g_0' * n * r * \ln\left(\frac{Dm}{RMG}\right) = 15,172 * 1 * 0,4013 * \ln\left(\frac{1,918}{0,0012746}\right) = 44.546[kV]$$

Factor de seguridad

$$F_s = \frac{V_c}{V_f} = \frac{44.546}{7,621} = 5.845$$

Debido a que el factor de seguridad es mayor que uno, el efecto corona bajo estas condiciones no se presentará.

**Nota:** Lo anterior se presenta solo como una forma de verificar efecto corona teniendo en cuenta que para estos valores de tensión este no se presentará.

#### 4.4.8. Características de la Línea

Las características eléctricas de la línea son las siguientes:

Impedancia por fase

La impedancia por unidad de longitud de la línea esta dada por:

$$Z = (R_{cond} + jX_L) = 1,012 + j * 0,53619 \quad \Omega / km$$

y la impedancia total de la línea es:

$$\bar{Z}_T = Z * l = (1,012 + j * 0,53619) * 6,5 = 6,578 + j * 3,4852 \Omega$$

#### 4.4.9. Admitancia por fase

La admitancia por fase por unidad de longitud de la línea se define como:

$$Y = j \frac{1}{X_C} = j \frac{1}{284768,77} = j * 3,5116 * 10^{-6} \quad S / km$$

y la admitancia total en paralelo de la línea por fase es:

$$\bar{Y}T = Y * l = j * 3,5116 * 10^{-6} * 6,5 = j * 22,8255 * 10^{-6} \quad S$$

**Nota:** Debido a que por su longitud se hace el diseño para una línea corta, no se tiene en cuenta el efecto capacitivo ya que este es muy pequeño con respecto a los demás valores.

#### 4.4.10. Cálculo de la Regulación Eléctrica y Pérdidas de Potencia

Regulación porcentual de tensión

$$\delta\% = \left( \frac{V_g}{V_R} - 1 \right) * 100 = \left( \frac{13200}{13184} - 1 \right) * 100 = 0,12\%$$

Cálculo de la potencia activa en el extremo emisor

$$S_{g3\phi} = 3 * V_g * I_g^* = 3 * (7,621 \angle 0^\circ) * (2,3 \angle 18,19^\circ) = (52,58 \angle 18,19^\circ)$$

$$S_{g3\phi} = 50,2 + 16,4152[kVA]$$

$$P_{g3\phi} = 50,2[kW]$$

Cálculo de las pérdidas de potencia porcentuales

$$P_p \% = 100 \left( \frac{P_g - P_r}{P_r} \right) = 100 * \left( \frac{50,2 - 50}{50} \right) = 0,004 \%$$

Eficiencia de la línea

$$\eta\% = 100 * \frac{P_R}{P_G} = 100 * \frac{50}{50,2}$$

$$\eta\% = 99,6\%$$

#### 4.5. CALCULOS MECÁNICOS PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Características del conductor seleccionado en media tensión

Tabla 8: Características para el conductor en M.T

TIPO ACSR SPARROW (GORRION)		
Calibre AWG o MCM		2
Numero de hilos de aluminio	$n_{h_{al}}$	6
Numero de hilos de acero	$n_{h_{ac}}$	1
Diámetro de un hilo de aluminio	$d_{h_{al}}$	2,6721 mm
Diámetro de un hilo de acero	$d_{h_{ac}}$	2,6721 mm
Diámetro nominal del cable	$d_c$	8,026 mm
Área de la sección de aluminio	$S_{al}$	33,63 mm <sup>2</sup>
Área de las sección trasversal total S		39,226 mm <sup>2</sup>
Carga de ruptura	$T_r$	1265,5 Kg
Peso del aluminio		92,3 Kg/Km
Peso del acero		43,6 Kg/Km
Peso total	$P_c$	135,9 Kg/Km

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsiteview&itemact=mail>>

Tabla 9: Módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación para el conductor seleccionado

Datos generales	Aluminio	Acero
Modulo de elasticidad Kg/mm <sup>2</sup>	6300	21000
Coefficiente de dilatación (1/°C)	2.3*(10 <sup>-5</sup> )	1.151*(10 <sup>-5</sup> )

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005

#### 4.5.1. Hipótesis de diseño para las líneas

A continuación se presentan las hipótesis con las cuales se hace la selección mecánica de los conductores tal como se realizan en la ESSA.

#### CONDICIONES AMBIENTALES DE LA REGION A LAS CUALES OPERARA LA LINEA

✓ Hipótesis de Máxima Velocidad del Viento (Hipótesis A)

Velocidad máxima del viento ( $V_{v_{máx}}$ ) 120 Km/h

Temperatura conductor ( $\theta_a$ ) 27°C

Cambio de temperatura joule ( $\Delta\theta_a$ ) 20°C

✓ Hipótesis de Mínima Temperatura (Hipótesis B):

Velocidad del viento ( $V_{v_b}$ ) 30 Km/h

Temperatura conductor ( $\theta_{min.}$ ) 15 °C

Cambio de temperatura joule ( $\Delta\theta_b$ ) 20 °C

✓ Hipótesis de Condición Diaria (Hipótesis C):

Velocidad del viento ( $V_{v_{cd}}$ ) 20 Km/h

Temperatura conductor ( $\theta_{cd}$ ) 44°C

Cambio de temperatura joule ( $\Delta\theta_{cd}$ ) 20 °C

✓ Hipótesis de Máxima Temperatura (Hipótesis D):

Velocidad del viento ( $V_{v_d}$ ) 0 Km/h

Temperatura conductor ( $\theta_d$ ) 70 °C

Cambio de temperatura joule ( $\Delta\theta_d$ ) 20 °C

#### Factores de Seguridad:

Factor seguridad mínima  $F_{s_{min}}$ : 2.5

Factor de seguridad condición diaria  $F_{s_{cd}}$ : 5.0

#### 4.5.2. Cálculos tipo

- ✓ Cálculo del Módulo de Elasticidad

$$E_c = \frac{E_{ac}n_{ac}d_{ac}^2 + E_{al}n_{al}d_{al}^2}{n_{ac}d_{ac}^2 + n_{al}d_{al}^2} = 10,0142 \text{ kg/mm}^2$$

Donde:

$E_{ac}$ : Modulo de elasticidad del acero

$n_{ac}$ : Numero de hilos de acero

$d_{ac}$ : Diámetro nominal del hilo de acero

$E_{al}$ : Modulo de elasticidad del aluminio

$n_{al}$ : Numero de hilos de aluminio

$d_{al}$ : Diámetro nominal del hilo de aluminio

- ✓ Cálculo del Coeficiente de Dilatación Lineal

$$\alpha_c = \frac{E_{ac}n_{ac}d_{ac}^2\alpha_{ac} + E_{al}n_{al}d_{al}^2\alpha_{al}}{E_{ac}n_{ac}d_{ac}^2 + E_{al}n_{al}d_{al}^2} = 18,1483 * 10^{-6}$$

Donde:

$E_{ac}$ : Modulo de elasticidad del acero

$n_{ac}$ : Numero de hilos de acero

$d_{ac}$ : Diámetro nominal del hilo de acero

$\alpha_{ac}$ : Coeficiente de dilatación del acero

$E_{al}$ : Modulo de elasticidad del aluminio

$n_{al}$ : Numero de hilos de aluminio

$d_{al}$ : Diámetro nominal del hilo de aluminio

$\alpha_{al}$ : Coeficiente de dilatación del aluminio

- ✓ Peso Aparente del Cable en el

$$w = \frac{P}{S} = \frac{0,1359}{39,226} = 3,4645 * 10^{-3} \text{ kg / m / mm}^2$$

- ✓ Carga de Rotura del Conductor por Unidad de Área

$$t_r = \frac{Tr}{S} = \frac{1265,5}{39,226} = 32,2617 \text{ Kg / mm}^2$$

- ✓ Cálculo de la Presión del Viento:

$$P_v = 4.2 * 10^{-3} * V_v^2 * d_c$$

- ✓ Para Máxima Velocidad del Viento

$$P_{vA} = 4.2 * 10^{-3} * V_{vA}^2 * d_c = 4.2 * 10^{-3} * 120^2 * 8,026 * 10^{-3} = 0,4854 \text{ kg / m}$$

- ✓ Para Mínima Temperatura

$$P_{vB} = 4.2 * 10^{-3} * V_{vB}^2 * d_c = 4,2 * 10^{-3} * 30^2 * 8,026 * 10^{-3} = 0,03033 \text{ kg / m}$$

- ✓ Para Condición Diaria

$$P_{vC} = 4.2 * 10^{-3} * V_{vC}^2 * d_c = 4,2 * 10^{-3} * 20^2 * 8,026 * 10^{-3} = 0.01348 \text{ kg / m}$$

- ✓ Para Máxima Temperatura

$$P_{vD} = 4.2 * 10^{-3} * V_{vD}^2 * d_c = 4.2 * 10^{-3} * 0^2 * 8,026 * 10^{-3} = 0 \text{ kg / m}$$

- ✓ Cálculo de Factores de Sobrecarga

Para calcular los factores de sobrecarga se hace con la siguiente fórmula:

$$m = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{VA}}{P_c}\right)^2}$$

Para Máxima Velocidad del Viento

$$m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{VA}}{P_c}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0,4854}{0,1359}\right)^2} = 2,1381$$

Para Mínima Temperatura

$$m_B = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{VB}}{P_c}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0,03033}{0,1359}\right)^2} = 1,0246$$

Para Condiciones Diarias

$$m_D = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{VD}}{P_c}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0,01348}{0,1359}\right)^2} = 1,0484$$

Para Máxima Temperatura

$$m_C = \sqrt{1 + \left(\frac{P_{VC}}{p_c}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,1359}\right)^2} = 1$$

Tensión Máxima

$$t_{\max} = \frac{t_r}{F_{s\min}} = \frac{32,2617}{2,5} = 12,9046 \text{ g / mm}^2$$

Vano Regulador

Para efectos de diseño tomamos el vano regulador de 180m.

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_j^3}{\sum a_j}} = 180m$$

Vano Critico

$$a_c = \frac{t_{\max}}{w} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_A - \theta_B)}{m_A^2 - m_B^2}} = \frac{12,9046}{3,4645 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{24 \cdot 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot (27 - 15)}{2,13^2 - 1,0246^2}} = 144,207m$$

#### 4.5.3. Determinación de la Hipótesis Dominante

$$a_c < a_r \quad \text{Dominante la Hipótesis A}$$

✓ Ecuación de Cambio de Estado

Se tiene la ecuación de cambio de estado para obtener la tracción a la que puede estar sometida la línea dada las condiciones de presión del viento y temperatura.

Esta ecuación esta dada por:

$$t_2^3 + At_2^2 = B$$

Donde,

$$A = a_c \cdot E_c \cdot (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{ar^2w^2m_1^2E_c}{24 \cdot t_1^2} \quad \text{y} \quad B = \frac{ar^2w^2m_2^2E_c}{24}$$

Se hallan entonces ahora las diferentes condiciones de trabajo de la línea para todas las hipótesis planteadas.

✓ Comprobación de Hipótesis

#### Hipótesis A (Máxima velocidad del viento)

$$t_A = \frac{t_r}{F_{s \min}} = \frac{32,2617}{2.5} = 12,9044kg/mm^2$$

### Hipótesis A (Máx. Velocidad del Viento)

Se procede entonces a calcular el factor de seguridad obtenido para estas condiciones de trabajo. Esto es:

$$F_{S_A} = \frac{t_R}{t_A} = \frac{32,2617}{18,5358} = 1,7405 < F_{S_{\min}}$$

Por lo tanto la Hipótesis dominante no es la C, procedemos a analizar la Hipótesis D

Se parte de la condición máxima velocidad del viento (Hipótesis A) de la línea en relación con la hipótesis C. Se tiene que: **Hip A** → **Hip C**

$$t_1 = t_A = \frac{t_r}{F_{S_{\min}}} = 12,9044 \text{ kg/mm}^2$$

Resolviendo la ecuación de cambio de estado, se obtiene que la tensión  $t_c$  para estas condiciones de operación.

$$A = \alpha_c \cdot E_c \cdot (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{ar^2 w^2 m_1^2 E_c}{24 \cdot t_1^2}$$

$$A = 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot 10014,2 \cdot (64 - 27) - 12,9044 + \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1381^2 \cdot 10014,2}{24 \cdot 12,9044^2}$$

$$A = -1.72537 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = \frac{ar^2 w^2 m_2^2 E_c}{24} = \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1,0484^2 \cdot 10014,2}{24}$$

$$B = 178,355 \left( \text{Kg/mm}^2 \right)^3$$

$$t^3 + A \cdot t^2 = B$$

$$t_2 = t_c = 6.2668 \text{ Kg/mm}^2$$

Se procede entonces a calcular el factor de seguridad obtenido para

éstas condiciones de trabajo. Esto es:

$$FS_A = \frac{t_R}{t_C} = \frac{32,2617}{6.2668} = 5.148 > FS_{CD}$$

Por lo tanto la Hipótesis dominante es la A.

### Hipótesis A (Máx. Velocidad del Viento respecto de B)

Se parte de la condición máxima velocidad del viento (Hipótesis A) de la línea en relación con la hipótesis B. Se tiene que: **Hip A** → **Hip B**

$$t_1 = t_B = \frac{t_r}{F_{s \min}} = 12,9044 \text{ kg/mm}^2$$

Resolviendo la ecuación de cambio de estado, se obtiene que la tensión  $t_c$  para estas condiciones de operación.

$$A = \alpha_c \cdot E_c \cdot (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{ar^2 w^2 m_1^2 E_c}{24 \cdot t_1^2}$$

$$A = 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot 10014,2 \cdot (35 - 27) - 12,9044 + \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1381^2 \cdot 10014,2}{24 \cdot 12,9044^2}$$

$$A = -1.72537 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = \frac{ar^2 w^2 m_2^2 E_c}{24} = \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1,0246^2 \cdot 10014,2}{24}$$

$$B = 170,349 \text{ (Kg/mm}^2\text{)}^3$$

$$t^3 + A \cdot t^2 = B$$

$$t_2 = t_B = 6.1823 \text{ Kg/mm}^2$$

Se procede entonces a calcular el factor de seguridad obtenido para éstas condiciones de trabajo. Esto es:

$$FS_A = \frac{t_R}{t_B} = \frac{32,2617}{6.1823} = 5,2183 > FS_{\min}$$

### Hipótesis A (Máx. Velocidad del Viento respecto de D)

Se parte de la condición máxima velocidad del viento (Hipótesis A) de la línea en relación con la hipótesis D. Se tiene que: **Hip A** → **Hip D**

$$t_1 = t_D = \frac{t_r}{F_{s \min}} = 12,9044 \text{ kg/mm}^2$$

Resolviendo la ecuación de cambio de estado, se obtiene que la tensión  $t_c$  para estas condiciones de operación.

$$A = \alpha_c \cdot E_c \cdot (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{ar^2 w^2 m_1^2 E_c}{24 \cdot t_1^2}$$

$$A = 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot 10014,2 \cdot (90 - 27) - 12,9044 + \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1381^2 \cdot 10014,2}{24 \cdot 12,9044^2}$$

$$A = 2.9998 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = \frac{ar^2 w^2 m_2^2 E_c}{24} = \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1,0484^2 \cdot 10014,2}{24}$$

$$B = 178.3549 \text{ (Kg/mm}^2\text{)}^3$$

$$t^3 + A \cdot t^2 = B$$

$$t_2 = t_D = 4.7861 \text{ Kg/mm}^2$$

Se procede entonces a calcular el factor de seguridad obtenido para éstas condiciones de trabajo. Esto es:

$$F_{S_A} = \frac{t_R}{t_D} = \frac{32,2617}{4,7861} = 6,7407 > F_{S_{\min}}$$

#### 4.5.4. Cálculo de la Flecha Máxima para la Hipótesis A a partir de la hipótesis C

Partiendo de la hipótesis C analizamos posible flecha máxima por velocidad máxima del viento y la temperatura considerando el efecto joule.

$$A = \alpha_c \cdot E_c \cdot (\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{ar^2 w^2 m_1^2 E_c}{24 \cdot t_1^2}$$

$$A = 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot 10014,2 \cdot (64 - 27) - 12,9044 + \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1381^2 \cdot 10014,2}{24 \cdot 12,9044^2}$$

$$A = -1.72537 \text{ Kg} / \text{mm}^2$$

$$B = \frac{ar^2 w^2 m_2^2 E_c}{24} = \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1,0484^2 \cdot 10014,2}{24}$$

$$B = 178,355 \left( \text{Kg} / \text{mm}^2 \right)^3$$

$$t^3 + A \cdot t^2 = B$$

$$t_2 = t_c = 6.2668 \text{ Kg} / \text{mm}^2$$

Calculamos los valores de la flecha inclinada, ordenada y flecha máxima para la hipótesis A:

$$H = \frac{t_2}{w \times M_2} [m]$$

$$H = \frac{6.2668}{3.4645 \times 10^{-3} \times 2.1381} [m]$$

$$H = 846.01346 [m]$$

Este valor de H es un valor con respecto a un origen matemático; para calcular el valor de la flecha debemos despejar de la siguiente ecuación h.

$$H = h \times \cosh\left(\frac{a}{2 \times h}\right)$$

$$H = h \times \cosh\left(\frac{180}{2 \times h}\right)$$

Despejando h obtenemos:

$$h = 841.1943 [m]$$

La flecha será la diferencia entre estos dos valores:

$$flecha = H - h = 4.8192$$

Este valor corresponde a la flecha máxima en la condición de máxima velocidad del viento, luego presentara una inclinación que se calculara posteriormente

✓ **Análisis de hipótesis D, a partir de hipótesis C**

Partiendo de la hipótesis c analizamos la hipótesis D para determinar las condiciones de la curva en caliente

$$A = \alpha_c \cdot E_c \cdot (\theta_d - \theta_c) - t_1 + \frac{ar^2 w^2 m_1^2 E_c}{24 \cdot t_1^2}$$

$$A = 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot 10014,2 \cdot (90 - 44) - 12,9044 + \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1^2 \cdot 10014,2}{24 \cdot 12,9044^2}$$

$$A = -3.5698 \text{Kg} / \text{mm}^2$$

$$B = \frac{ar^2 w^2 m_2^2 E_c}{24} = \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1.0484^2 \cdot 10014,2}{24}$$

$$B = 178.3549 (\text{Kg} / \text{mm}^2)^3$$

$$t^3 + A \cdot t^2 = B$$

$$t_2 = t_D = 7.104 \text{Kg} / \text{mm}^2$$

✓ **Cálculo de la flecha máxima para hipótesis D**

Caracterizamos la flecha para condiciones de máxima temperatura:

$$H = \frac{t_d}{w \times M_D} [m]$$

$$H = \frac{7.104}{3.4645 \times 10^{-3} \times 1.0484} [m]$$

$$H = 1955.849 [m]$$

Este valor de H es un valor con respecto a un origen matemático; para calcular el valor de la flecha debemos despejar de la siguiente ecuación h.

$$H = h \times \cosh\left(\frac{a}{2 \times h}\right)$$

$$H = h \times \cosh\left(\frac{180}{2 \times h}\right)$$

Despejando h obtenemos:

$$h = 1953.776[m]$$

La flecha para máxima temperatura será la diferencia entre estos dos valores:

$$flecha = H - h = 2.073$$

Este valor corresponde a la flecha máxima vertical en terreno llano para la hipótesis de máxima temperatura y una velocidad del viento nula. Será utilizada como referencia para el proceso de plantillado.

#### ✓ **Análisis de Hipótesis B, a partir de hipótesis C**

Finalmente, se determina la ecuación de la catenaria en frío, calculando los valores de carga para la hipótesis B, partiendo de la C, a través de de la ecuación de cambio de estado. Se calculan las constantes y se corrobora que se cumpla el factor de seguridad requerido:

$$A = \alpha_c \cdot E_c \cdot (\theta_B - \theta_c) - t_1 + \frac{ar^2 w^2 m_1^2 E_c}{24 \cdot t_1^2}$$

$$A = 18,1483 \cdot 10^{-6} \cdot 10014,2 \cdot (35 - 44) - 12,9044 + \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1^2 \cdot 10014,2}{24 \cdot 12,9044^2}$$

$$A = -13.5656 \text{ Kg} / \text{mm}^2$$

$$B = \frac{ar^2 w^2 m_2^2 E_c}{24} = \frac{180^2 \cdot (3.4645 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 1.0246^2 \cdot 10014,2}{24}$$

$$B = 170.3491 (\text{Kg} / \text{mm}^2)^3$$

$$t^3 + A \cdot t^2 = B$$

$$t_2 = t_b = 12.7415 \text{ Kg} / \text{mm}^2$$

Ahora debemos comprobar que este esfuerzo cumpla con un factor de seguridad superior a 2,5.

$$F_{S_A} = \frac{t_R}{t_B} = \frac{32,2617}{12,7415} = 2,532 > F_{S_{\min}}$$

### ✓ **Calculo de la Catenaria para la Hipótesis B**

Calculamos la ecuación de la catenaria para condiciones de mínima temperatura de la siguiente manera:

$$H = \frac{t_B}{w \times M_B} [m]$$

$$H = \frac{12.7415}{3.4645 \times 10^{-3} \times 1.0246} [m]$$

$$H = 3589.431 [m]$$

Reemplazando en:

$$H = h \times \cosh\left(\frac{a}{2 \times h}\right)$$

$$3589.431 = h \times \cosh\left(\frac{180}{2 \times h}\right)$$

Despejando h obtenemos:

$$h = 3588.302[m]$$

La ecuación de la catenaria que describe el conductor en la hipótesis B esta dada por

$$y = 3588.302 \times \cosh\left(\frac{a}{2 \times 3588.302}\right)$$

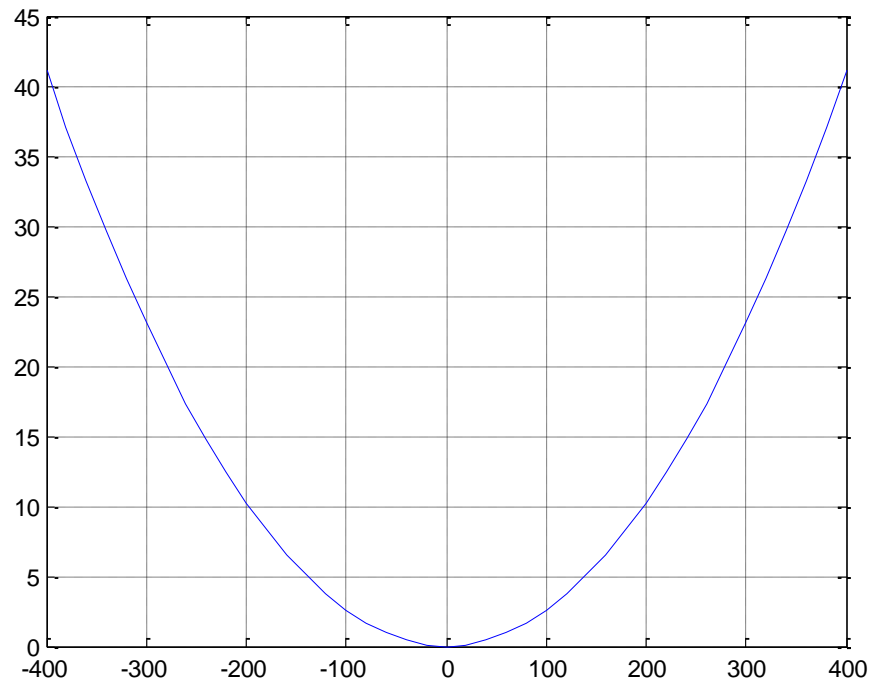
Donde a es el vano entre dos estructuras de la línea de transmisión.

#### **4.5.5. Descripción de la ecuación catenaria de la línea en caliente.**

A partir de los datos de la hipótesis de máxima temperatura podemos describir la curva que modela la catenaria ara esa condición.

$$y = 1953.776 \times \left(\cosh\left(\frac{x}{1953.776}\right) - 1\right)$$

Figura 3: Catenaria para la línea en caliente



Fuente: Autores. Gráfico realizado en Software MATLAB

La anterior curva se utilizó para realizar el plantillado.

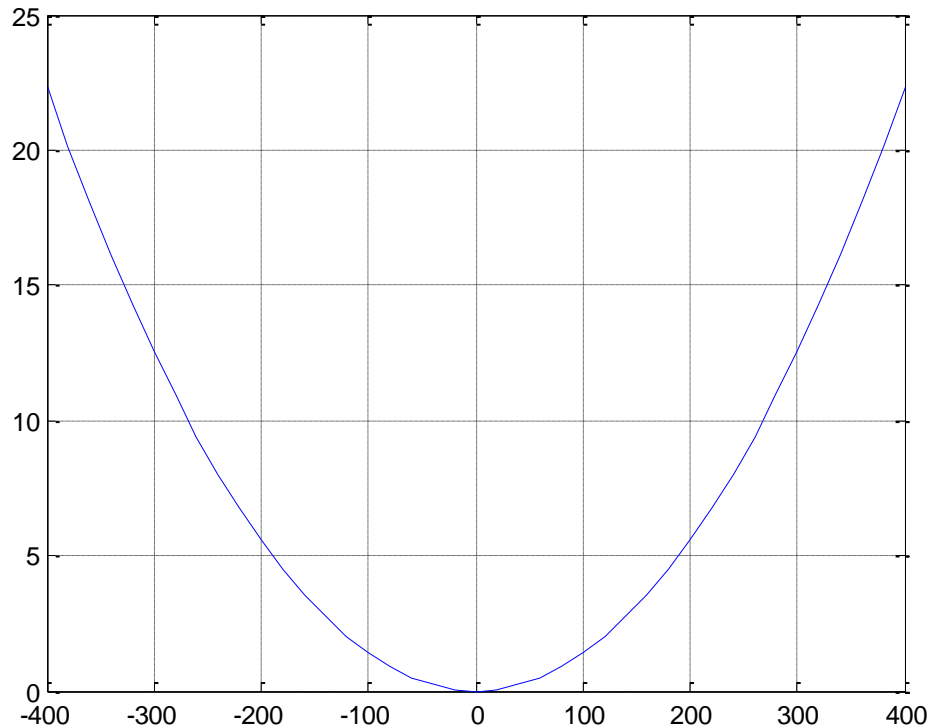
#### 4.5.6. Descripción de la ecuación catenaria de la línea en frío.

La Catenaria de la línea en frío nos permite conocer el comportamiento que tendría la línea cuando las condiciones meteorológicas ocasionen caídas drásticas en la temperatura ambiente. Su fin es evaluar que tanto e pueden contraer los conductores sometidos a etas condiciones y determinar si el diseño de una línea es adecuado para garantizar que en dichas condiciones los aisladores no se van a elevar con respecto a la altura de la cruceta lo cual podría generar fallas en la transmisión de energía.

A partir de los datos de la hipótesis de mínima temperatura podemos describir la curva que modela la catenaria para esta condición.

$$y = 3588.302 \times \left( \cosh\left(\frac{x}{3588.302}\right) - 1 \right)$$

Figura 4: Catenaria para la línea en frío



Fuente: Autores. Gráfico realizado en Software MATLAB

**Nota:** La curva anterior es necesaria al momento de realizar el proceso de plantillado

#### 4.5.7. Curvas de tendido representativas de la red de media tensión

Se obtuvieron las curvas de fuerza de tendido y flecha de tendido para una condición particular en que en el día de instalación de la red, la velocidad del viento es 10 km/h realizando una variación gradual de la temperatura.

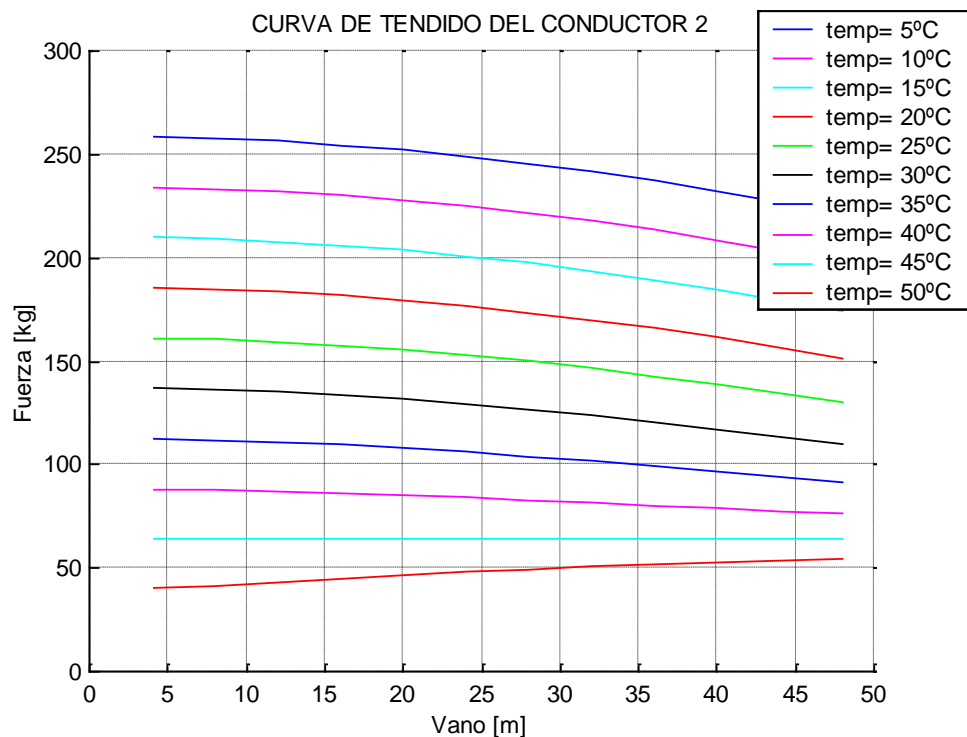
- ✓ Curva de Fuerza de Tendido

La curva de fuerza de tendido para los diferentes conductores de la red de distribución, para la condición de velocidad del viento de 10 km/h a diferentes temperaturas es la siguiente:

Curvas de tendido para los conductores de las fases y neutro

- *Conductor calibre 2*

Figura 5: Curva de tendido para el conductor 2 AWG



Fuente: Autores. Gráfico realizado en Software MATLAB

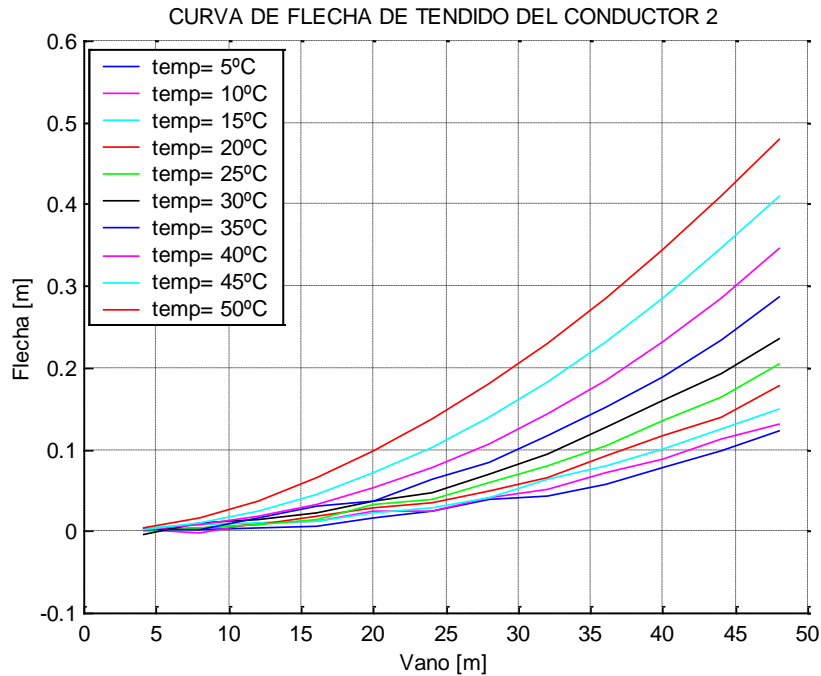
- ✓ Curvas de Flecha de Tendido

La curva de flecha de tendido para los diferentes conductores de la red de distribución, para la condición de velocidad del viento de 10 km/h a diferentes temperaturas es la siguiente:

Curvas de flecha de tendido para los conductores de las fases

- *Conductor calibre 2*

Figura 6: Curva de flecha de tendido del conductor 2 AWG



Fuente: Autores. Gráfico realizado en Software MATLAB

#### 4.5.8. Cálculo de los Aisladores

- Características del Aislador Escogido

Por sus características eléctricas y mecánicas el aislador escogido es:

Tabla 10: Características para aisladores seleccionados

<b>Referencia</b>	<b>ANSI 52.3</b>
<b>Distancia de fuga</b>	<b>292 mm</b>
<b>Resistencia electromagnética</b>	<b>6.620 Kg</b>
<b>Resistencia al impacto</b>	<b>64Kg/cm</b>
<b>Tensión de prueba de rotura</b>	<b>3410 Kg</b>

Tensión de sostenido	4550 Kg
Tensión máxima de trabajo	3410 Kg
Voltaje de flameo a baja frecuencia en seco	80 KV
Voltaje de flameo a baja frecuencia en húmedo	50 KV
Voltaje de flameo crítico al impulso negativo	130 KV
Voltaje de flameo crítico al impulso positivo	125 KV
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110 KV
Máximo voltaje de radio interferencia a 1Mhz	50 $\mu$ V
Peso neto por unidad	3.08 Kg
Tensión de prueba a tierra	10 KV
Diámetro	25.4 cm
Altura	14.605

Fuente: Disponible en URL [http://ns1.enertolima.com/NORMA\\_TECNICA\\_ENERTOLIMA\\_MAYO\\_2011](http://ns1.enertolima.com/NORMA_TECNICA_ENERTOLIMA_MAYO_2011)>

- **Nivel Básico de Aislamiento BIL (Basic Impulse Level)**

Teniendo en cuenta la normativa vigente nos remitimos a la IEC 60071-1, y en ella se ubica el nivel básico de aislamiento correspondiente a nuestra tensión de línea.

Tabla 11: Nivel Básico de Aislamiento según nivel de tensión

Tensión Nominal [kV]	Tensión Máxima [kV]	Tensión Disruptiva [kV]	Tensión de choque (BIL) [kV]
3	3,6	10	40
6	7,2	20	60
10	12	28	75
15	17,5	38	95
20	24	50	145
30	36	70	170
45	52	95	250
66	72,5	140	325

Fuente: Norma IEC 60071.

- **Cálculo del Número de Aisladores de la Cadena**

G<sub>a</sub>=grado de aislamiento

V<sub>l</sub>= voltaje de línea

N<sub>a</sub>=número de aisladores

L<sub>DFUGA</sub>=distancia de fuga

Para esta zona se recomienda G<sub>a</sub>=2 cm/KV

$$G_a = 2 \text{ cm} / \text{KV}$$

$$V_l = 13.2 \text{ KV}$$

$$L_{DFUGA} = 29.2 \text{ cm}$$

$$N_a = \frac{V_f * G_a}{L_{DFUGA}} = \frac{13.2 * 2}{29.2} = 0.9041 \cong 1$$

Considerando la altura sobre el nivel del mar (200 m) y el BIL (igual a 68.07 para una tensión de línea de 13.2 kV), la cantidad de aisladores corresponde a 0.9041, por lo cual se procedió a escoger 1 aislador.

- Longitud del Aislador

La longitud de cada aislador es 14.605 cm ( $\lambda_a$ )

- Peso del Aislador

Peso definido para cada aislador = 3.08 Kg

- **Comportamiento Mecánico del Aislador**

La presión del viento sobre el conductor para el vano regulador está dada por:

$$P_{v2} = 0.0042 * V_v^2 * d_{cond} * a_r * n$$

Teniendo en cuenta que tenemos 1 conductor por fase:

$$P_{v2} = 0.0042 * 120^2 * 8.026 * 10^{-3} * 180 * 1 = 87.3742 \text{ [kg]}$$

El peso total que soporta la cadena de aisladores es:

$$w_t = P_{cond} + Q$$

$$w_t = 87.3742 + 3.08 = 90.394 \text{ [kg]}$$

Se procede al calcular el factor de seguridad con el cual trabajará la cadena de aisladores bajo condiciones extremas:

$$F_s = \frac{3410}{90.394} = 37.723$$

#### 4.5.9. Distancias Mínimas

Para un estudio de este tipo se deben cumplir ciertas distancias mínimas, debido a la tensión eléctrica y a la seguridad de las personas que transitan en las cercanías de la red, además de garantizar el normal funcionamiento de la línea.

- Distancia mínima entre fases

$$D_C = k \times \sqrt{f_{max} + \lambda} + \frac{V_L}{150} \text{ [m]}$$

Para la determinación de la constante k, se calcula el ángulo de oscilación de los conductores, teniendo en cuenta los datos de la hipótesis D (máxima temperatura). Para ángulos mayores de 65° y tensiones mayores de 30 kV, el Valor de la constante k es 0,7

$$f_{max} = f_D = 2,073 [m]$$

$$D_C = 0,75 \times \sqrt{2,073 + 0,3} + \frac{13,2}{150} = 1,243 [m]$$

- Distancia mínima entre conductor y cualquier puesta a tierra o de seguridad a los apoyos

$$D_{mct} = 0,1 + \frac{V_L}{150}$$

$$D_{mct} = 0,1 + \frac{13,2}{150} = 0,188 [m]$$

- Altura mínima del apoyo conductor de fase

Esta distancia está dada por la mínima distancia del terreno a la base del aislador, esto es:

$$D_{mt} = 5,3 + \frac{V_L}{150}$$

$$D_{mt} = 5,3 + \frac{13,2}{150} = 5,388 [m] < 6,8 [m] \text{ especificado por el RETIE}$$

Por lo tanto tomamos 6,8 [m] para cumplir con las especificaciones de el RETIE.

$$H_f = D_{mt} + f_{max} + \lambda$$

$$H_f = 6,8 + 2,073 + 0,3 = 9,173 [m]$$

- Longitud de empotramiento.

La longitud de empotramiento de un poste viene dada por la siguiente ecuación:

$$l_e = 0,1 * l_p + 0,6$$

$$l_e = 0,1 * 12 + 0,6$$

$$l_e = 1.8 \quad [m]$$

Donde:

$l_p$  : Es la longitud del poste.

- Longitud libre del poste

La longitud libre del poste viene dada por la siguiente ecuación:

$$l_{lp} = l_p - l_e$$

$$l_{lp} = 12 - 1.8$$

$$l_{lp} = 10.2 \quad [m]$$

#### 4.6. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE RED DE BAJA TENSION

Para realizar los cálculos eléctricos en un diseño de este tipo, se debe hacer una estimación correcta de las proyecciones de la demanda; además se deben hacer precisiones sobre el nivel de tensión y la longitud de la red.

Todo lo anterior tomando como base los parámetros dados por lo ESSA, y los criterios propios autores.

### **2.6.1. Cálculos Eléctricos de la Vereda San Pedro de las Vegas**

- Nivel de tensión

El nivel de tensión con que se cuenta es de 13.2 kV.

#### **4.6.1. Clasificación del sistema eléctrico.**

Como se ha venido apreciando, el sistema que se está diseñando es una red de distribución rural de tipo radial simple, en forma monofásica bifilar a 13.2 kV.

La disposición radial es la más sencilla y económica de todas, tiene un fácil diseño y una de las características más importantes es que puede ser utilizada en áreas de diferente densidad de carga.

#### **4.6.2. Selección de la Carga de Diseño**

Según la información preliminar, los usuarios de la vereda San Pedro de las Vegas, corresponden a la carga mínima que estipula la norma de la ESSA para el sector rural (estrato bajo-bajo y medio) usuarios tipo A y B. debido a la situación económica de los clientes se dio la posibilidad de redefinir la carga impuesta de la siguiente manera.

- Carga tipo:

Esta carga corresponde a los usuarios que representan una mejor posición económica en relación con los demás. En consecuencia el área de estos hogares es más grande.

Siguiendo la metodología recomendada por la norma de la ESSA en su numeral 3.1.3 el cual dice “Los cálculos de carga mínima de alumbrado por metro cuadrado de superficie del suelo, para unidades de vivienda debe ser de 32 [VA/m<sup>2</sup>], 1500 [VA] por cada circuito ramal bifilar para pequeños artefactos y 1500 [VA] por cada circuito ramal bifilar para lavadora y plancha. En las salidas de tomacorrientes, cada tomacorriente sencillo o múltiple de un puente se debe considerar a no menos de 180 [VA]”.

Debido a esto se requieren para cargas de alumbrado en general 32 VA/m<sup>2</sup>, para la cocina 2 circuitos ramales de 1.5 KVA y un circuito ramal de 1.5 KVA para plancha y lavadora.

Las longitudes de cada casa son 6 m de frente y 8 m de fondo de tal manera que el área es de 48 [m<sup>2</sup>] por lo tanto el esta es el área que se toma para el cálculo de la iluminación.

Descripción:

Tabla 12: Carga de diseño

ILUMINACIÓN	<b>32 VA/m<sup>2</sup> * 48 m<sup>2</sup></b>	<b>1536 VA</b>
COCINA	2 cto. Ramal 1.5 KVA	<b>3000 VA</b>
CIRCUITO ADICIONAL	1 cto. Ramal 1.5 KVA	<b>1500 VA</b>
<b>CARGA INSTALADA</b>		<b>=6,036 KVA</b> <b>P = S * FP</b> <b>P =6,036*0.95</b> <b>P = 5,7342 KW</b>

Fuente: Autores

### 4.6.3. Cálculo de la Demanda

La demanda máxima para cada usuario se calcula de la siguiente manera:

$$D_{\max-rural} = \frac{(S_M + [((32\_VA/m^2 * area\_ (m^2)) * 0.5)] * N}{F_{div\_res}}$$

Donde:

- $S_M$ : carga del aparato de mayor potencia, para nuestro caso escogemos la plancha 1200 VA.
- $N$ : Numero de usuarios.
- $F_{div\_res}$ : factor de diversidad sector residencial

$$D_{mxu} = \frac{(1,2 + (1,536) * 0,5)}{4.3756} = 0,17579 [kVA]$$

### 4.6.4. Matriz de cálculo

- **Parámetros para la matriz de cálculo**

A continuación se especifican las formulas que se van a utilizar para el cálculo de los diferentes parámetros.

- **Factor de diversidad**

$$F_{div} = (0,2 + 0,8 * e^{\frac{1-N}{6}})^{-1}$$

$N$  = número de usuarios acumulados

- **Demanda máxima diversificada**

$$D_{P/N} = \frac{D_{\max u}}{F_{div}}$$

$D_{P/N}$ = demanda pico sobre el número de usuarios

- **Demanda máxima usuario total**

$$D_{mxuT} = D_{P/N} * N$$

$D_{mxuT}$  = demanda máxima de usuario total

- **Corriente**

$$I_{3\phi} = \frac{D_{mxT}}{\sqrt{3} * V_L} \quad I_{2\phi} = \frac{D_{mxT} * 10^3 * \sqrt{3}}{2 * V_L}$$

- **Momento**

$$\text{Momento } (M_s) = D_{mxT} * L$$

L: longitud del tramo.

- **Constante generalizada teórica**

$$K_g = \frac{\delta\% * V_L^2}{F_c * \sum M_s}$$

$F_c$  = factor de corrección

$\delta\%$  = regulación

$\sum M_s$  = sumatoria de momentos

- **Constante generalizada real**

Consiste en el valor igual o menor a la constante generalizada teórica, teniendo en cuenta los factores de potencia correspondientes al sector residencial y de alumbrado público, este valor se obtiene de la norma de la ESSA, en la sección 3.1.12.9.1, tabla 3.22:

Tabla 13: Constante generalizada real KG para diferentes conductores

TENSIÓN	(KG) BAJA TENSIÓN			
	0,8	0,9	0,95	1
cos φ				
<b>8 AWG</b>	332,61	364,97	379,40	386,40
<b>6 AWG</b>	217,07	235,18	242,66	243,04
<b>4 AWG</b>	146,78	156,53	159,90	156,5
<b>2 AWG</b>	101,50	106,00	106,82	101,2
<b>1 AWG</b>	84,89	87,53	87,46	81,10
<b>1/0 AWG</b>	71,82	73,02	72,27	65,40
<b>2/0 AWG</b>	61,36	61,47	60,21	53
<b>3/0 AWG</b>	52,77	52,01	50,35	42,90
<b>4/0 AWG</b>	46,22	44,86	42,94	35,40

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005.

- **Calibres**

- CALIBRES DE LAS FASES: estos se obtienen según el valor de la constante generalizada obtenida en la tabla.

- **Regulación**

Según la norma de la ESSA, tabla 2.3 la regulación máxima admitida para baja tensión no debe exceder del 5%

- Regulación parcial usuario

$$\delta_u \% = \frac{F_c * K_g * M}{V_L^2}$$

Donde:

M=momento correspondiente en cada tramo

Fc=factor de corrección según la norma de la ESSA, para alimentación trifásica trabajando con voltaje de línea, Fc=1.

Donde los factores de corrección según la norma de la ESSA son:

Tabla 14: Factores de corrección para los tipos de red

Tipo de subestación	TIPO DE RED		
	Monofásica (FN)	Bifilar (FF)	Trifilar
Monofásica	8	2	2
Trifásica	6	2	2,25

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005.

-Regulación acumulada

Este corresponde a la suma de las regulaciones parciales de cada uno de los tramos en un circuito.

$$\delta_{acum} \% = \sum \delta \%$$

- **Pérdidas de potencia y energía**

La potencia (%) no debe exceder del 5.5%, y la energía (%) no debe exceder del 2.7%, esto según la norma de la ESSA, sección 2.15, tabla 2.4

Tabla 15: Pérdidas de potencia y energía

COMPONENTE	ENERGÍA [%]	POTENCIA [%]
Línea de distribución (34,5 KV)	1,5	2,7
Alimentadores primarios (hasta 13,2 KV)	0,5	0,8
Transformadores	2,2	*
Redes de baja tensión	2,7	5,5

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005.

- Pérdidas de potencia parciales

$$P_p \% = \frac{3 * 10^{-4} * r * l * I^2}{D_{mxT \rightarrow 0-1} * FP}$$

Donde:

r = resistencia del conductor de cada fase en [ $\Omega / Km$ ]

L = longitud del tramo en metros [m]

$D_{mxT \rightarrow 0-1}$  = Demanda total del tramo 0-1

FP = factor de potencia que en el caso residencial es 0.95

I = corriente [A]

- Pérdidas de potencia acumuladas

Se define como la suma de las pérdidas de potencia parciales de cada uno de los tramos de cada circuito.

$$Pp_{acum} \% = \sum Pp_i \%$$

- Pérdidas de energía

$$P_w \% = \frac{P_p \% * C_{urms}^2}{C_{uave}}$$

Donde:

$P_p\%$  = Pérdida de potencia acumulada

$P_w\%$  = Pérdida de energía acumulada

$C_{urms}$  = Coeficiente de utilización eficaz [rms.], de acuerdo con las curvas de la norma de la ESSA, para el estrato uno este es de 0.52824

$C_{uave}$  = coeficiente de utilización promedio obtenido de la norma de la ESSA, que para el estrato uno es de 0.47312.

- Pérdidas de energía acumulada

Este corresponde a la suma de las pérdidas de energía parciales de cada uno de los tramos de cada circuito en particular.

$$Pw_{acum} \% = \sum Pw_i \%$$

#### 4.6.5. Cálculo tipo

A continuación se muestran los cálculos para el tramo 0-1 del transformador 1 de la matriz de cálculo empleando las ecuaciones anteriores, los demás tramos se harán de igual forma, cuyos valores se pueden observar en la tabla de la matriz de cálculo.

$$F_{div} = (0,2 + 0,8 * e^{\frac{1-N}{6}})^{-1} = 4.37562$$

$$D_{p/N} = 0,4212 \text{ [KVA]}$$

$$D_{mxT} = 2.5270 \text{ [KVA]} *$$

$$I_{3\phi} = \frac{2.5270 * 10^3}{\sqrt{3} * 240} = 6.079 \text{ [A]}$$

$$\text{Momento} = 240.0639 \text{ [KVA*m]}$$

Los cálculos anteriores se aplicaron para los otros tramos cuyo resultado se muestra en la matriz de cálculo del circuito 1, obteniendo entonces una  $\sum M_s$  (sumatoria de momentos) igual a 1187,1993 [KVA\*m].

$$K_g = \frac{5 * 240^2}{2 * 1187.1983} = 121,2938$$

Para este  $K_g$  calculado se busca la constante generalizada real para aluminio aislado en la tabla 3.22 de la norma ESSA (pag.48), de tal manera que sea menor o igual al valor calculado.

Para un factor de potencia de 0.95 (sector rural) se tiene un  $K_g$  real de 106 y con este se obtiene en la misma tabla el calibre, que será 2 AWG.

$$\delta_{\%usuario} = \frac{2 * 106 * 240.0639}{240^2} = 0,8836 \%$$

$$\delta_{\%acumulada} = \frac{2 * 106 * 1187.1983}{240^2} = 4,369 \%$$

De igual forma se halla la regulación en los demás tramos del circuito para hallar luego la regulación acumulada buscando que esta no exceda del 7% que es el máximo de regulación para redes de distribución de B.T. para la zona rural según la norma ESSA. Para el conductor analizado 2 AWG la regulación final del circuito resulta ser 5,3984 %, por esta razón no debemos recalcular, además la capacidad de corriente sobrepasa la corriente máxima del circuito.

A partir del calibre seleccionado se obtiene de las tablas la resistencia para el calibre N° 2 AWG ACSR que es  $r=0,8344 [\Omega / Km]$ , para hallar las pérdidas de potencia y con esta las pérdidas de energía.

Pérdidas de Potencia [%]

$$P_{P\%} = \frac{n * 10^{-4} * r * L * I^2}{D_{max/tramo} * Fp}$$

Donde:

$n$  = numero de conductores

$r$  = Resistencia del conductor por unidad de longitud para cada tramo. [ $\Omega/Km$ .]

$L$  = Longitud de cada tramo

$FP$  = factor de potencia

$$P_p \% = \frac{3 * 10^{-4} * 0,8344 * 95 * 6,6804^2}{2,7770 * 0,9} = 0,424 \%$$

De forma similar se halla las otras  $P_p\%$  para cada uno de los tramos del circuito teniendo en cuenta que cambia la longitud y la corriente siendo las otras variables constantes. Luego obtenemos las pérdidas de potencia  $P_p\%$

acumulada, observando que no se pase de 5.5% que es la estipulada por la norma ESSA para redes de baja tensión.

Perdidas de Energía Porcentuales [%]

$$P_{w\%} = \frac{P_{P\%} * Cu_{rms}^2}{Cu_{ave}}$$

$$P_{W\%} = \frac{0,4246 * 0,52824^2}{0,47312} = 0,2504 \%$$

Se procede hallar la  $P_{W\%}$  para los otros tramos con un procedimiento similar para luego hallar la acumulada teniendo siempre en cuenta de no sobrepasar el 2.7% guiándonos de la norma ESSA.

#### 4.6.6. Selección de transformadores

**Cálculo tipo:**

- Transformador 1

El transformador N° 1 posee la carga de 21 usuarios. Para calcular la capacidad del transformador se utiliza como base la demanda máxima total.

- Demanda de los usuarios

$$D_{\max-rural} = \frac{(S_M + [((32\_VA/m^2 * area\_ (m^2)) * 0.5]) * N}{F_{div\_res}}$$

$$F_{div} = (0.2 + 0.8 * e^{\frac{1-21}{6}})^{-1} = 4,3756$$

[1]

Donde:

$S_M$ : carga del aparato de mayor potencia, para nuestro caso escogemos la plancha 1200 VA.

N: Numero de usuarios.

$F_{div\_res}$ : factor de diversidad sector residencial

$$D_{mxu} = \frac{(1,2 + (1,536) * 0,5)}{4.3756} = 0.4497 [kVA]$$

$$D_{mxuT} = 0.4497 * 21 = 9.4451 [KVA]$$

Tabla 16: Resumen general para transformador 1

Nº de usuarios	$D_{mxu}$	Factor de diversidad	$D_{max}(KVA)/F_{div}$
21	0.4497 [KVA]	4.3756	9.4451 [KVA]

Fuente: Autores

- La demanda total para el transformador es:

$$D_{m-total-TRF} = D_{mxT} = 9.4451 [KVA]$$

Según la norma de la ESSA, el valor de potencia aparente para el transformador número 1 es de 10 [kVA] 1Φ a 60 Hz.

.

Relación del transformador 1

Calculamos la tensión secundaria en vacío para el transformador:

$$V_{L2vacio} = V_{Ld} \left( 1 + \frac{[\mu_z \% + \delta \% / 2]}{100} \right)$$

Donde:

$V_{Ld}$  → Es el voltaje de línea del diseño=208 [V]

$\mu_z$  → Es la constante propia del transformador=2,8%

$\delta\%$  → Es la regulación porcentual de la red= 5%.

$$V_{L2vacio} = 208 \left( 1 + \frac{\left[ 2,8 + \frac{5}{2} \right]}{100} \right) = 219,024 \approx 220 \quad [V]$$

La relación de transformación del transformador N° 1 es:

$$13200 / 220 / 127 \pm 2 \times 2.5 \%$$

#### 4.6.7. Selección de las protecciones

##### Cálculo tipo:

- Transformador 1

Protección en el lado primario

$$I_p = \frac{S_n}{V_p \sqrt{3}}$$

$$I_p = \frac{10000}{13200 * \sqrt{3}}$$

$$I_p = 0.4372 \quad [A]$$

La corriente del fusible viene dada por:

$$I_{fusible} = 1,25 * I_p$$

$$I_{fusible} = 1,25 * 0.4372$$

$$I_{fusible} = 0.5467 \quad [A]$$

Por tanto seleccionamos una protección de 2 [A] con un fusible de 2A Tipo K.

Protección en el lado secundario

La corriente en el secundario es:

$$I_s = \frac{S_n}{V_s (\sqrt{3}) * (1 - \mu_z)}$$

$$I_s = \frac{10000}{13200 * (\sqrt{3}) * (1 - 0.028)}$$

$$I_s = 26.99 \quad [A]$$

La corriente para los conductores de las fases del lado secundario del transformador es:

$$I_C = 1,25 * I_s$$

$$I_C = 1,25 * 26.99$$

$$I_C = 33.7489 \quad [A]$$

El conductor que soporta esta corriente es el # 14, sin embargo para redes de distribución rural el calibre mínimo es #4 en ACSR.

Para el neutro:

$$I_N = 70\% * I_{fases}$$

$$I_N = 0.7 * 33.7489$$

$$I_N = 23.6242 \quad [A]$$

Sirve un conductor en el neutro # 14, sin embargo por norma se utiliza el calibre #4 ACSR.

Pararrayos

La tensión del pararrayo es:

$$V_p = f_{pt} * V_{Lmax}$$

En Santander las redes de media tensión son trifásicas trifilares (Red tipo B) por lo tanto, su factor de puesta a tierra 0.8 y la máxima tensión de la línea es 14.5 KV.

Entonces se tiene:

$$V_p = 0.8 * 14,5KV$$

$$V_p = 11,6 \quad [KV]$$

De acuerdo a lo anterior se escoge un pararrayo de 12 KV.

- Matriz general para selección de transformadores y protecciones

Tabla 17: Resumen general a partir de cálculos tipo

<b>SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y PROTECCIONES</b>				
	<b>Transformador 1</b>	<b>Transformador 2</b>	<b>Transformador 3</b>	<b>Transformador 4</b>
<b>Usuarios</b>	21	11	1	1
<b>Demanda max usuario</b>	0,4497	0,6599	1,878	1,878
<b>Factor de diversidad</b>	4,3756	4,8482	1	1
<b>Demanda máxima total</b>	9,4451	7,253	1,878	1,878
<b>Transformador Seleccionado</b>	10 KVA	10 KVA	3 KVA	3 KVA
<b>Ip (Corriente primario)[A]</b>	0,4372	0,4372	0,13122	0,13122
<b>If (Corriente para selección del fusible)[A]</b>	0,5467	0,5467	0,16	0,16
<b>Is (Corriente de Secundario)[A]</b>	26,99	26,99	8,0998	8,0998
<b>Ic (Corriente de fase en el secundario)[A]</b>	33,7489	33,7489	10,1247	10,1247
<b>Corriente de neutro(0,7 Ic) [A]</b>	23,6242	23,6242	7,0873	7,0873
<b>Vp (Tensión para selección de pararrayo)[kV]</b>	11,6	11,6	11,6	11,6

Fuente: Autores. [Ver plano planta línea 13.2 kV ESSA 2005.](#)

## 4.7. CÁLCULOS MECÁNICOS BAJA TENSION

Para obtención de los cálculos mecánicos nos basamos de las hipótesis de diseño para líneas de la norma de la Electrificadora de Santander S.A. (ESSA).

Tabla 18: Hipótesis de diseño para B. T

	VELOCIDAD DEL VIENTO [Km/h]	TEMPERATURA DEL CONDUCTOR	TENSION MECÁNICA
CONDICIÓN NORMAL O DIARIA	0	Temperatura ambiente	Máximo 20% de tensión de rotura, conductor ASCR
			Máximo 25% de tensión de rotura, conductor de cobre
CONDICIÓN EXTREMA DE TRABAJO MECÁNICO	80	Temperatura ambiente mínima de zona donde se instala el conductor	Máximo 50% de tensión de rotura
CONDICIÓN EXTREMA DE FLECHA	0	temperatura máxima del conductor	

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005.

### 2.7.1. Definición de las hipótesis para este proyecto [1]

Para los cálculos mecánicos aquí mostrados se asumieron las siguientes consideraciones.

- Hipótesis A: Máxima velocidad del viento

Velocidad del viento	120 Km/h
Temperatura ambiente	20°C
Incremento de temperatura(Efecto Joule)	20°C

- Hipótesis C: Condición de operación diaria

Velocidad del viento	0
Temperatura ambiente	28°C
Incremento de temperatura(Efecto Joule)	20°C

- Hipótesis D: Máxima temperatura

Velocidad del viento	0
Temperatura ambiente	70°C

- El factor de seguridad mínimo es 2.5.
- El factor para la condición diaria es 5.

Para estructuras de baja tensión los postes seleccionados son de concreto de 8m.

#### 4.7.1. Longitud de empotramiento.

La longitud de empotramiento de un poste viene dada por la siguiente ecuación:

$$l_e = 0,1 * l_p + 0,6$$

$$l_e = 0,1 * 8 + 0,6$$

$$l_e = 1,4 \quad [m]$$

Donde:

$l_p$  : Es la longitud del poste.

#### 4.7.2. Longitud libre del poste

La longitud libre del poste viene dada por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}l_{lp} &= l_p - l_e \\l_{lp} &= 8 - 1,4 \\l_{lp} &= 6,6 \quad [m]\end{aligned}$$

#### 4.7.3. Distancia mínima al terreno

La distancia mínima al terreno se obtiene según el nivel de tensión, y esta descrita por la siguiente ecuación:

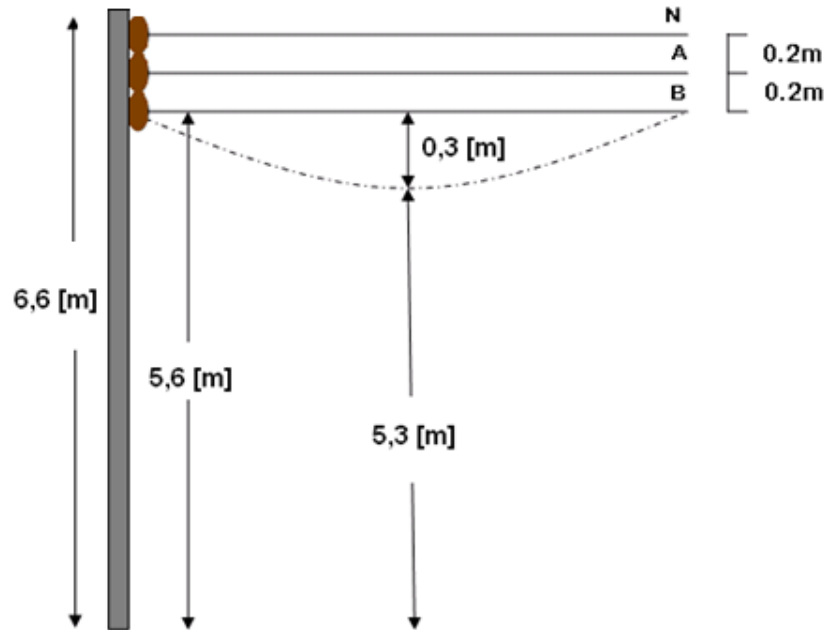
$$\begin{aligned}D_{mt} &= 5,3 + \frac{V_L}{150} \\D_{mt} &= 5,3 + \frac{0,208}{150} \\D_{mt} &= 5,3014 \approx 5.3 \quad [m]\end{aligned}$$

#### 4.7.4. Flecha máxima vertical

Para una red de distribución, la flecha máxima vertical está definida por:

$$\begin{aligned}f_{máxvert} &= l_{lp} - 1 - D_{mt} \\f_{máxvert} &= 6.6 - 1 - 5.3 \\f_{máxvert} &= 0,3 \quad [m]\end{aligned}$$

Figura 7: Flecha máxima vertical



Fuente: Autores

#### 4.7.5. Vanos reguladores

El vano regulador se puede obtener a partir de la siguiente ecuación:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_j^3}{a_j}}$$

- TRANSFORMADOR 1

- Circuito 1.1

$$a_r = \sqrt{\frac{95^3}{95}}$$

$$a_r = 95 \quad [m]$$

- Matriz general para los demás transformadores con sus respectivos circuitos:

Tabla 19: Resumen general para vanos reguladores a partir de cálculos tipo

VANOS REGULADORES	
<b>TRANSFORMADOR</b> 1	VANO REGULADOR (ar)
<b>Circuito 1,1</b>	95
<b>Circuito 1,2</b>	107,1214
<b>Circuito 1,3</b>	52,8
<b>TRANSFORMADOR</b> 2	
<b>Circuito 2,1</b>	69
<b>Circuito 2,2</b>	77,45
<b>TRANSFORMADOR</b> 3	
<b>Circuito 3,1</b>	102,09
<b>TRANSFORMADOR</b> 4	
<b>Circuito 4,1</b>	91,65

Fuente: Autores. [Ver plano planta baja tensión ESSA 2005](#)

#### 4.8. CÁLCULOS MECÁNICOS POR CIRCUITO

##### 2.8.1. Cálculos mecánicos para el circuito 1.1

Se toma el circuito más largo para verificar que cumple las hipótesis de diseño, teniendo en cuenta que al cumplir la regulación para éste, se asegura que para los demás circuitos también se debe cumplir; ya que este presenta la longitud más larga y por ende las condiciones más críticas.

Tabla 20: Características eléctricas y físicas para conductor 2 AWG

Módulo de elasticidad	$E = 6300 \text{ [Kg/mm}^2\text{]}$
Coeficiente de dilatación lineal	$\alpha = 2,3 \times 10^{-5} \text{ [}^\circ\text{C}^{-1}\text{]}$
Diámetro nominal del cable	$\phi_c = 8.026 \text{ [mm]}$

Área de la sección transversal	<b>S<sub>c</sub> = 39.226[mm<sup>2</sup>]</b>
Carga de ruptura	<b>T<sub>r</sub> = 1265.5[Kg]</b>
Peso por unidad de longitud	<b>P = 135.9[Kg/Km]</b>

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsittemview&itemact=mail>>

Tabla 21: Características eléctricas y físicas pra conductor 4 AWG

Módulo de elasticidad	<b>E = 6300 [Kg/mm<sup>2</sup>]</b>
Coefficiente de dilatación lineal	<b>α = 2,3 x 10<sup>-5</sup> [°C<sup>-1</sup>]</b>
Diámetro nominal del cable	<b>φ<sub>c</sub> =6.350 [mm]</b>
Área de la sección transversal	<b>S<sub>c</sub> = 24.672 [mm<sup>2</sup>]</b>
Carga de ruptura	<b>T<sub>r</sub> = 832.3 [Kg]</b>
Peso por unidad de longitud	<b>P = 85.4 [Kg/Km]</b>

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsittemview&itemact=mail>>

El calibre de las fases es 2 AWG, ASCR.

- Características eléctricas y físicas del cable 2 AWG ASCR:

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{P}{S_c} = \frac{135.9}{39.226} = 3.4645 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{kg}{m \bullet mm^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} = \frac{1265.5}{39.226} = 32.2617 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 22: Presión del viento, análisis circuito 1.1

Presión del Viento	$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_C$
Hipótesis A	$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 8.026 \times 10^{-3} = 0.2157 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis C	$P_{VC} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis D	$P_{VD} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 23: Factores de sobrecarga, análisis circuito 1.1

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left( \frac{P_V}{P} \right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left( \frac{0.1706}{0.1359} \right)^2} = 1.6049$
Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A → C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 1.6049$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{2,5} = 12.904 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (12.904) + \frac{(95)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1.6049)^2 (6300)}{24(12.904)^2}$$

$$A = -8.4069 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(95)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 28.4352 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.4069 * t_2^2 = 28.4352$$

$$t_2 = t_c = 8.776 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_c} = \frac{32.2617}{8.776} = 3.676$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{5}$$

$$t_c = 6.4325 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C → A

$$\theta_1 = \theta_c = 48^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$m_1 = m_c = 1$$

$$m_A = 1.6049$$

$$t_1 = t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{5} = 6.4325 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(20 - 48) - (12.904) + \frac{(95)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24(12.904)^2}$$

$$A = -8.676 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(95)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1.6049)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 73.2408 \quad \left[ \left( \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.676 * t_2^2 = 73.2408$$

$$t_2 = t_A = 9.4893 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{32.2617}{9.4893} = 3.3997$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 9.4893 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

#### CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$

$$H_A = \frac{9.4893}{(3.4645 \times 10^{-3})(1.6049)}$$

$$H_A = 1.7066 \times 10^3 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$1.7066 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{95}{2 * h_A}\right)$$

$$h_A = 1705.9 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$

$$t_v = \frac{1705.9 * 9.4893}{1706.6}$$

$$t_v = 9.4854 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_C$$

$$T_{vf} = 9.4854 * 39.226$$

$$T_{vf} = 372.074 \quad [kg]$$

### 3.8.2. Cálculos mecánicos para el circuito 1.2

El calibre de las fases es 2 AWG, ASCR.

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{p}{S_C} = \frac{135.9}{39.226} = 3.4645 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_C} = \frac{1265.5}{39.226} = 32.2617 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 24: Presión del viento, análisis circuito 1.2

Presión del Viento	$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_C$
Hipótesis A	$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 8.026 \times 10^{-3} = 0.2157 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$

Hipótesis C	$P_{VC} = 0$	$\left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis D	$P_{VD} = 0$	$\left[ \frac{kg}{m} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 25: Factores de sobrecarga, análisis circuito 1.2

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left( \frac{P_V}{P} \right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left( \frac{0.1706}{0.1359} \right)^2} = 1.6049$
Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A  $\longrightarrow$  C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 1.6049$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{2,5} = 12.904 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (12.904) + \frac{(107.1214)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1.6049)^2 (6300)}{24(12.904)^2}$$

$$A = -8.287 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(107.1214)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 36.1545 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.287 * t_2^2 = 36.1545$$

$$t_2 = t_c = 8.758 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_c} = \frac{32.2617}{8.758} = 3.683$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{5}$$

$$t_c = 6.4325 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C → A

$$\theta_1 = \theta_c = 48^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$m_1 = m_c = 1$$

$$m_A = 1.6049$$

$$t_1 = t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{5} = 6.4325 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(20 - 48) - (12.904) + \frac{(107.1214)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24(12.904)^2}$$

$$A = -13.744 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(95)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1.6049)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 93.1234 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 16.744 * t_2^2 = 93.1234$$

$$t_2 = t_A = 12.834 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{32.2617}{12.834} = 2.513$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 912.834 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

### CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$

$$H_A = \frac{12.834}{(3.4645 \times 10^{-3})(1.6049)}$$

$$H_A = 2.2272 \times 10^3 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$2.2272 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{107.1214}{2 * h_A}\right)$$

$$h_A = 2226.5 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$

$$t_v = \frac{2226.5 * 12.834}{2227.2}$$

$$t_v = 12.829 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_c$$

$$T_{vf} = 12.829 * 39.226$$

$$T_{vf} = 503.23 \quad [kg]$$

### 3.8.3. Cálculos mecánicos para el circuito 1.3

El calibre de las fases es 2 AWG, ASCR.

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{p}{S_c} = \frac{135.9}{39.226} = 3.4645 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} = \frac{1265.5}{39.226} = 32.2617 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 26: Presión del viento, análisis circuito 1.3

Presión del Viento	$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_C$
Hipótesis A	$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 8.026 \times 10^{-3} = 0.2157 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis C	$P_{VC} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis D	$P_{VD} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 27: Factores de sobrecarga, análisis circuito 1.3

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left(\frac{p_v}{P}\right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{0.1706}{0.1359}\right)^2} = 1.6049$
Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A  $\longrightarrow$  C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 1.6049$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{2,5} = 12.904 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (12.904) + \frac{(52.8)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1.6049)^2 (6300)}{24(12.904)^2}$$

$$A = -8.7109 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(52.8)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 8.7837 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.7109 * t_2^2 = 8.7837$$

$$t_2 = t_C = 8.8237 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_C} = \frac{32.2617}{8.8237} = 3.656$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_C = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{5}$$

$$t_C = 6.4325 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C  $\longrightarrow$  A

$$\theta_1 = \theta_C = 48^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$m_1 = m_C = 1$$

$$m_A = 1.6049$$

$$t_1 = t_C = \frac{t_r}{f_s} = \frac{32.2617}{5} = 6.4325 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(20 - 48) - (12.904) + \frac{(52.8)^2 (3.4645^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24(12.904)^2}$$

$$A = -16.908 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(52.8)^2 (3.4645 \times 10^{-3})^2 (1.6049)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 22.624 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.676 * t_2^2 = 22.624$$

$$t_2 = t_A = 8.957 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{32.2617}{8.957} = 3.601$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 8.957 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

### CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$

$$H_A = \frac{8.957}{(3.4645 \times 10^{-3})(1.6049)}$$

$$H_A = 1610.92 \times 10^3 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$1.61092 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{52.8}{2 * h_A}\right)$$

$$h_A = 1610.7 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$

$$t_v = \frac{1610.7 * 8.957}{1610.92}$$

$$t_v = 8.955 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_C$$

$$T_{vf} = 8.955 * 39.226$$

$$T_{vf} = 324.403 \quad [kg]$$

### 3.8.4. Cálculos mecánicos para el circuito 2.1

El calibre de las fases es 4 AWG, ASCR.

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{p}{S_c} = \frac{85.4}{24.672} = 4.4614 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{mm}^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} = \frac{832.3}{24.672} = 33.7346 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 28: Presión del viento, análisis circuito 2.1

Presión del Viento	$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_C$
Hipótesis A	$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 6.350 \times 10^{-3} = 0.17069 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$
Hipótesis C	$P_{VC} = 0 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$
Hipótesis D	$P_{VD} = 0 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 29: Factores de sobrecarga, análisis circuito 2.1

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left( \frac{P_V}{P} \right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left( \frac{0,17069}{0.0854} \right)^2} = 2.2349$
Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A → C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 2.2349$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{2,5} = 13.4938 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (13.4938) + \frac{(69)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24(13.4938)^2}$$

$$A = -8.7542 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(69)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 24.8753 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.7542 * t_2^2 = 24.8753$$

$$t_2 = t_C = 9.0574 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_C} = \frac{33.7346}{10.1546} = 3.3221$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_C = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5}$$

$$t_C = 6.7469 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C → A

$$\theta_1 = \theta_C = 48^\circ\text{C}$$

$$\theta_2 = \theta_A = 28^\circ\text{C}$$

$$m_1 = m_C = 1$$

$$m_A = 1.0144$$

$$t_1 = t_C = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5} = 6.7469 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(28 - 48) - (6.7469) + \frac{(69)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24 \times (6.7469)^2}$$

$$A = -9.0984 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$B = \frac{(69)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 124.247 \quad \left[ \left( \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 9.0984 * t_2^2 = 124.247$$

$$t_2 = t_A = 10.2752 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{33.7346}{10.2752} = 3.283$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 10.2752 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

## CÁLCULO DE LA TENSION EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$
$$H_A = \frac{10.2752}{(4.4614 \times 10^{-3})(2.2349)}$$
$$H_A = 1.0305 \times 10^3 \quad [m]$$
$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$
$$1.0305 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{69}{2 * h_A}\right)$$
$$h_A = 1.0299 \times 10^3 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$
$$t_v = \frac{1029.9 * 10.2752}{1030.5}$$
$$t_v = 10.2692 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_C$$
$$T_{vf} = 10.2692 * 24.672$$
$$T_{vf} = 253.362 \quad [kg]$$

### 3.8.5. Cálculos mecánicos para el circuito 2.2

El calibre de las fases es 4 AWG, ASCR.

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{P}{S_c} = \frac{85.4}{24.672} = 4.4614 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} = \frac{832.3}{24.672} = 33.7346 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 30: Presión del viento, análisis circuito 2.2

Presión del Viento	$P_v = 0,0042 * V_v^2 * \phi_c$
Hipótesis A	$P_{vA} = 0,0042 * 80^2 * 6.350 \times 10^{-3} = 0.17069 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis C	$P_{vC} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis D	$P_{vD} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 31: Factores de sobrecarga, análisis circuito 2.2

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left( \frac{P_v}{P} \right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left( \frac{0,17069}{0.0854} \right)^2} = 2.2349$

Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A → C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 2.2349$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{2,5} = 13.4938 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (13.4938) + \frac{(77.45)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24(13.4938)^2}$$

$$A = -8.5769 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(77.45)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 31.3411 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.5769 * t_2^2 = 31.3411$$

$$t_2 = t_C = 8.9667 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_c} = \frac{33.7346}{8.9667} = 3.7622$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5}$$

$$t_c = 6.7469 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C → A

$$\theta_1 = \theta_C = 48^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_A = 28^\circ C$$

$$m_1 = m_C = 1$$

$$m_A = 1.0144$$

$$t_1 = t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5} = 6.7469 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(28 - 48) - (6.7469) + \frac{(69)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24 \times (6.7469)^2}$$

$$A = -8.7563 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(77.45)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 156.54 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.9563 * t_2^2 = 156.5419$$

$$t_2 = t_A = 10.4028 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{33.7346}{10.4028} = 3.243$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 10.4028 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

## CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$

$$H_A = \frac{10.4028}{(4.4614 \times 10^{-3})(2.2349)}$$

$$H_A = 1.0433 \times 10^3 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$1.0433 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{77.45}{2 * h_A}\right)$$

$$h_A = 1.04258 \times 10^3 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$

$$t_v = \frac{1042.58 * 10.4028}{1043.3}$$

$$t_v = 10.3956 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_C$$

$$T_{vf} = 10.3956 * 24.672$$

$$T_{vf} = 256.48 \quad [kg]$$

### 3.8.6. Cálculos mecánicos para el circuito 3.1

El calibre de las fases es 4 AWG, ASCR.

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{p}{S_C} = \frac{85.4}{24.672} = 4.4614 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{kg}{m \bullet mm^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_c} = \frac{832.3}{24.672} = 33.7346 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 32: Presión del viento, análisis circuito 3.1

Presión del Viento	$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_C$
Hipótesis A	$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 6.350 \times 10^{-3} = 0.17069 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis C	$P_{VC} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis D	$P_{VD} = 0 \quad \left[ \frac{kg}{m} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 33: Factors de sobrecarga, análisis circuito 3.1

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left( \frac{P_V}{P} \right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left( \frac{0,17069}{0.0854} \right)^2} = 2.2349$
Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A  $\longrightarrow$  C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 2.2349$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{2,5} = 13.4938 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (13.4938) + \frac{(102.09)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24(13.4938)^2}$$

$$A = -7.9428 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(102.09)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 54.455 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 7.9428 * t_2^2 = 54.455$$

$$t_2 = t_C = 8.6676 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_C} = \frac{33.7346}{8.6676} = 3.892$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_C = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5}$$

$$t_C = 6.7469 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C  $\longrightarrow$  A

$$\theta_1 = \theta_C = 48^\circ\text{C}$$

$$\theta_2 = \theta_A = 28^\circ\text{C}$$

$$m_1 = m_C = 1$$

$$m_A = 1.0144$$

$$t_1 = t_C = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5} = 6.7469 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(28 - 48) - (6.7469) + \frac{(102.09)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24 \times (6.7469)^2}$$

$$A = -8.4486 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$B = \frac{(102.09)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 271.9908 \quad \left[ \left( \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.4486 * t_2^2 = 271.9908$$

$$t_2 = t_A = 10.7863 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{33.7346}{10.7863} = 3.1275$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 10.7863 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

### CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$

$$H_A = \frac{10.7863}{(4.4614 \times 10^{-3})(2.2349)}$$

$$H_A = 1.0817 \times 10^3 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$1.0817 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{102.09}{2 * h_A}\right)$$

$$h_A = 1.0804 \times 10^3 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$

$$t_v = \frac{1080.4 * 10.7863}{1081.7}$$

$$t_v = 10.7733 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_C$$

$$T_{vf} = 10.7733 * 24.672$$

$$T_{vf} = 265.79 \quad [kg]$$

### 3.8.7. Cálculos mecánicos para el circuito 4.1

El calibre de las fases es 4 AWG, ASCR.

- Peso por unidad de longitud y de área:

$$\omega = \frac{p}{S_C} = \frac{85.4}{24.672} = 4.4614 \times 10^{-3} \quad \left[ \frac{kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

- Carga de rotura del conductor por unidad de área

$$t_r = \frac{T_r}{S_C} = \frac{832.3}{24.672} = 33.7346 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

- Presión del viento

Tabla 34: Presión del viento, análisis circuito 4.1

Presión del Viento	$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_C$	
Hipótesis A	$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 6.350 \times 10^{-3} = 0.17069$	$\left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis C	$P_{VC} = 0$	$\left[ \frac{kg}{m} \right]$
Hipótesis D	$P_{VD} = 0$	$\left[ \frac{kg}{m} \right]$

Fuente: Autores

- Factores de Sobrecarga

Tabla 35: Factores de sobrecarga, análisis circuito 4.1

Factor De Sobrecarga	$m = \sqrt{1 + \left( \frac{P_V}{P} \right)^2}$
Hipótesis A	$m_A = \sqrt{1 + \left( \frac{0,17069}{0.0854} \right)^2} = 2.2349$
Hipótesis C	$m_C = 1$
Hipótesis D	$m_D = 1$

Fuente: Autores

La hipótesis dominante es A por lo tanto:

- Análisis de A  $\longrightarrow$  C

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 28 + 20 = 48^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 2.2349$$

$$m_2 = 1$$

$$t_1 = t_{\max} = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{2,5} = 13.4938 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Utilizando la Ecuación de cambio de estado:

$$t_2^3 + A * t_2^2 = B$$

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

$$B = \frac{a_r^2 * \omega^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(48 - 20) - (13.4938) + \frac{(91.65)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24(13.4938)^2}$$

$$A = -8.2327 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(91.65)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 43.887 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.2327 * t_2^2 = 43.887$$

$$t_2 = t_c = 8.7994 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_c} = \frac{33.7346}{8.7994} = 3.8337$$

No se cumple el factor de seguridad por tanto

$$t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5}$$

$$t_c = 6.7469 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

Análisis de C → A

$$\theta_1 = \theta_c = 48^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_A = 28^\circ C$$

$$m_1 = m_c = 1$$

$$m_A = 1.0144$$

$$t_1 = t_c = \frac{t_r}{f_s} = \frac{33.7346}{5} = 6.7469 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5})(6300)(28 - 48) - (6.7469) + \frac{(91.65)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (1)^2 (6300)}{24 \times (6.7469)^2}$$

$$A = -8.6807 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{(91.65)^2 (4.4614 \times 10^{-3})^2 (2.2349)^2 (6300)}{24}$$

$$B = 219.206 \quad \left[ \left( \frac{kg}{mm^2} \right)^3 \right]$$

$$t_2^3 - 8.6807 * t_2^2 = 219.206$$

$$t_2 = t_A = 10.6231 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$f_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{33.7346}{10.6231} = 3.1755$$

Como el factor de seguridad se cumple y la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces:

$$t_A = 10.6231 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

#### CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Teniendo en cuenta que la hipótesis A es la condición más desfavorable.

$$H_A = \frac{t_A}{\omega * m_A}$$

$$H_A = \frac{10.6231}{(4.4614 \times 10^{-3})(2.2349)}$$

$$H_A = 1.0654 \times 10^3 \quad [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_A}\right)$$

$$1.0654 \times 10^3 = h_A * \cosh\left(\frac{91.65}{2 * h_A}\right)$$

$$h_A = 1.0644 \times 10^3 \quad [m]$$

La tensión en el vértice es:

$$t_v = \frac{h_A * t_A}{H_A}$$

$$t_v = \frac{1064.4 * 10.6231}{1065.4}$$

$$t_v = 10.6131 \quad \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_{vf} = t_v * S_C$$

$$T_{vf} = 10.6131 * 24.672$$

$$T_{vf} = 261.846 \quad [kg]$$

### 3.8.8. Curvas de tendido representativas de la red de baja tensión

Se obtuvieron las curvas de fuerza de tendido y flecha de tendido para una condición particular en que en el día de instalación de la red, la velocidad del viento es 10 km/h realizando una variación gradual de la temperatura.

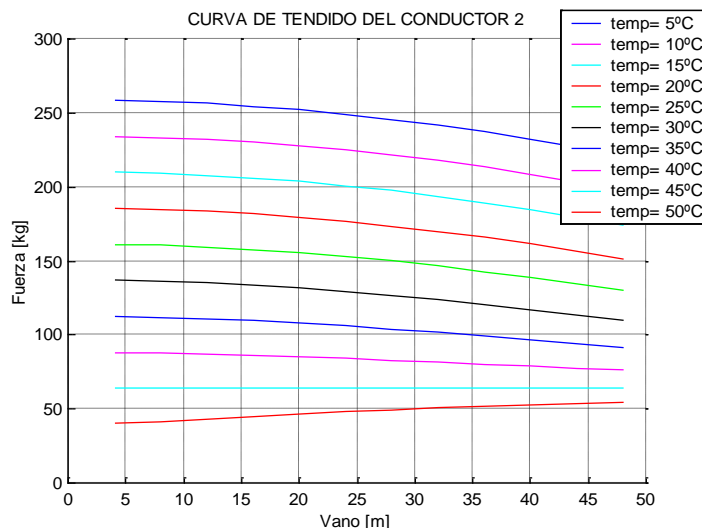
- CURVA DE FUERZA DE TENDIDO

La curva de fuerza de tendido para los diferentes conductores de la red de distribución, para la condición de velocidad del viento de 10 km/h a diferentes temperaturas es la siguiente:

Curvas de tendido para los conductores de las fases y neutro

- *Conductor calibre 2*

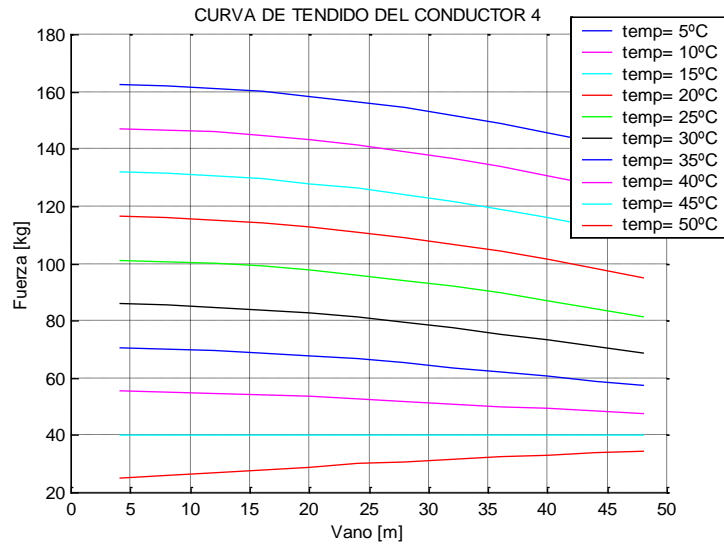
Figura 8: Curva de tendido para el conductor 2 AWG



Fuente: Autores

- *Conductor calibre 4*

Figura 9: Curva de tendido del conductor 4 AWG



Fuente: Autores

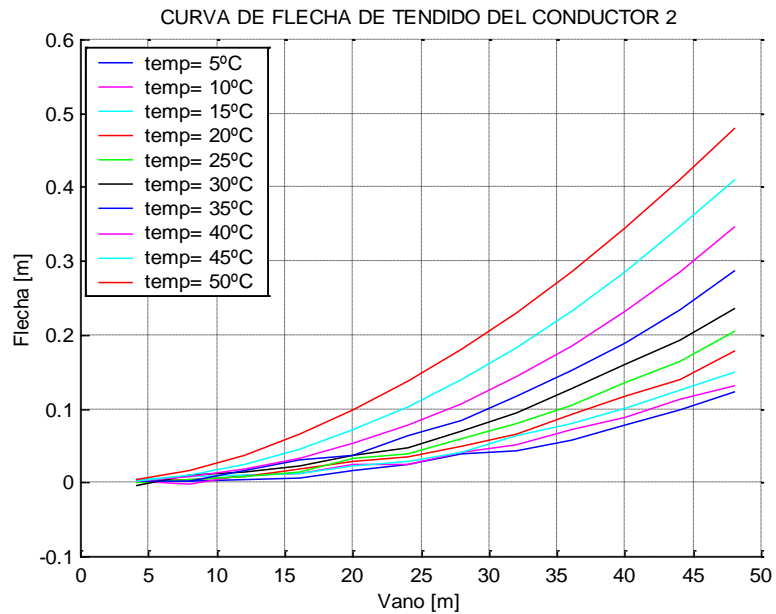
- CURVAS DE FLECHA DE TENDIDO

La curva de flecha de tendido para los diferentes conductores de la red de distribución, para la condición de velocidad del viento de 10 km/h a diferentes temperaturas es la siguiente:

Curvas de flecha de tendido para los conductores de las fases

- *Conductor calibre 2*

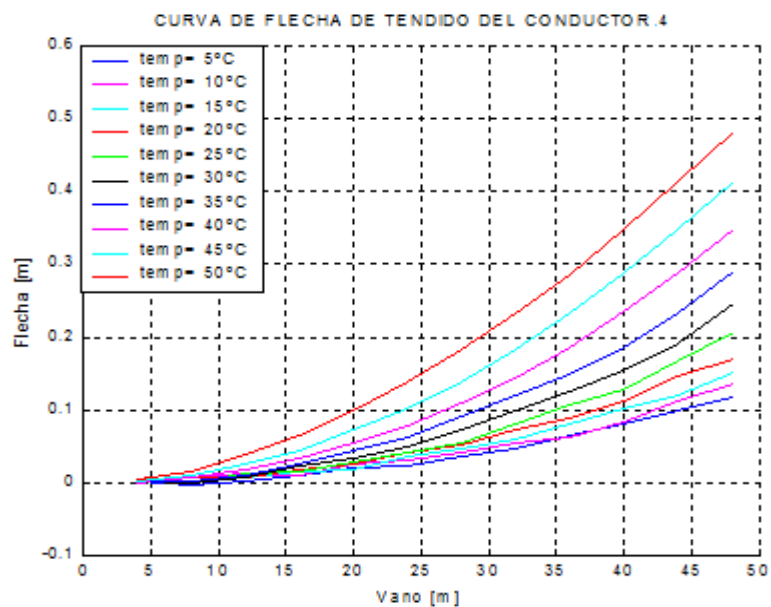
Figura 10: Curva de flecha de tendido del conductor 2 AWG



Fuente: Autores

- *Conductor calibre 4*

Figura 11: Curva de flecha de tendido del conductor 4 AWG



Fuente: Autores

### **3.9. ALUMBRADO PÚBLICO**

Para la presente red no se tiene en cuenta el diseño de alumbrado público ya que ésta no hace parte de una vía principal y la necesidad de la población no demanda este servicio. Sin embargo, para los puntos donde se encuentran ubicados los usuarios se prevén luminarias con fotocelda para alumbrado público.

### **3.10. SELECCIÓN DE POSTERÍA**

Para la selección de postería se tiene en cuenta la tabla 5.9, página 77 de la Norma Técnica ESSA la cual muestra la utilización de los apoyos en los diferentes tipos de red.

Tabla 36: Uso de apoyos en diferentes tipos de red

Red	Utilización	Material	Longitud (m)	Carga de rotura mínima (kg)
MT (34,5 kV)	Urbana	Concreto	14	750
MT (34,5 kV)	Rural	Concreto/metálico	14	750
MT (13,2 kV)	Urbana	Concreto	12	510
MT (13,2 kV)	Rural	Concreto/metálico	12	510
BT	Urbana	Concreto	8	510
BT	Rural	Concreto/metálico	8	510
AP (1)	Urbana/rural	Concreto/metálico	(2)	(2)

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005.

Para nuestro tipo de red se seleccionan postes de 8 [m] y 12 [m] con una carga de rotura mínima de 510 [kg].

Además, se utilizarán templete de tipo directo a tierra; para las líneas de media tensión este templete deberá llevar aislador tensor con el fin de cumplir los esfuerzos mecánicos en las determinadas estructuras.

### 3.11. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA [3]

El conductor y el electrodo de puesta a tierra que se utilizará en las estructuras de media y baja tensión estarán acordes a las estipuladas en la tabla 250-94 de la NTC 2050, la cual está citada por el RETIE en el artículo 15.3.2.

Tabla 37: Elementos de puesta a tierra

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre *	
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils
33,62 o menor	2 o menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil	278,68 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	1200 kcmil y más	912,06 y más	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

Fuente: Código Eléctrico Colombiano, Norma Técnica Colombiana NTC 2050

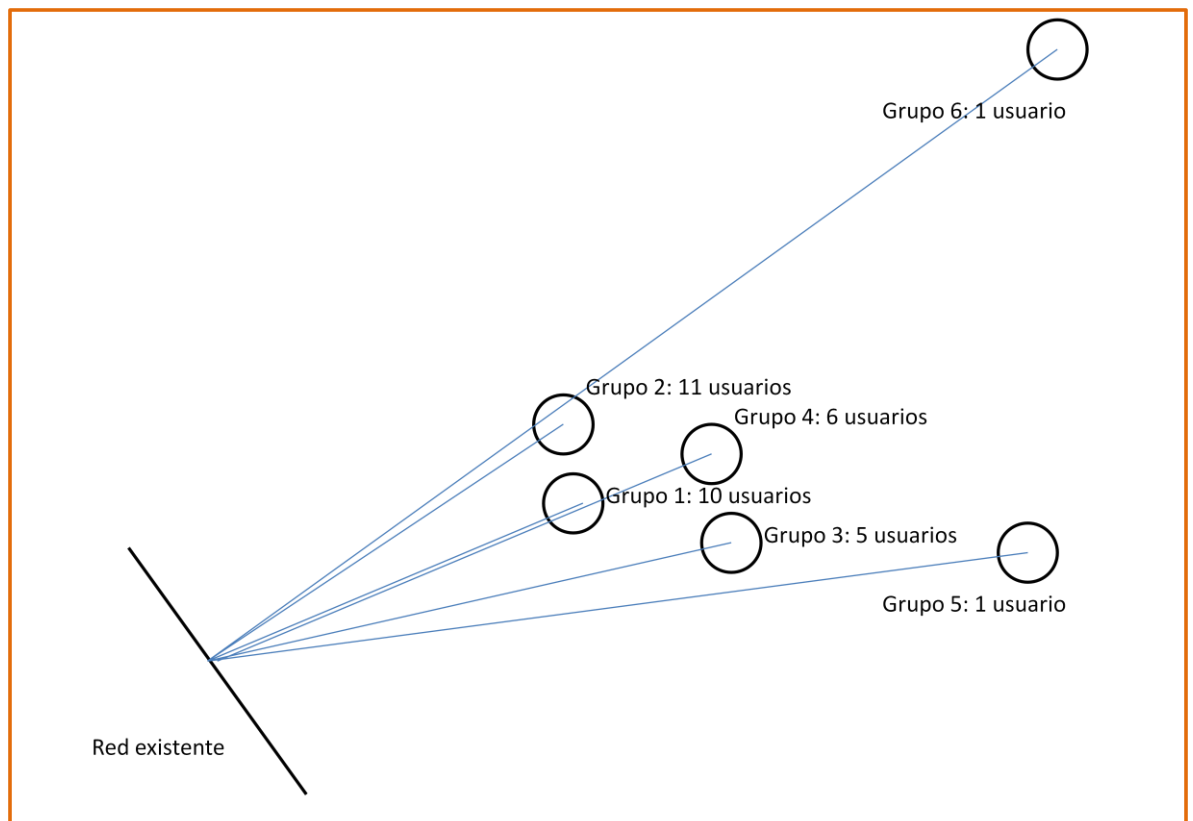
#### 4. DISEÑO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL NUEVA METODOLOGÍA

Para el diseño de la red se va a considerar las distribuciones de usuarios que se encuentran ubicadas en la vereda de San Pedro de las Vegas en el municipio de Cimitarra.

A partir de esta distribución, se ubican los centros de carga con el fin de dimensionar los transformadores que alimentarán las redes de baja tensión de esta distribución de usuarios.

#### 4.1. CENTROS DE CARGA PARA LA RED

Figura 12: Distribución de centros de carga para diseño



Fuente: Autores.

#### 4.2. PARAMETROS TÉCNICOS DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Para el presente proyecto se va a diseñar la red con un conductor de calibre ACSR N° 2 AWG, dado que este parámetro lo especifica la adenda modificatoria a la norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de

la Electrificadora de Santander ESSA S.A E.S.P el cual se encuentra en el numeral 8.b.

#### 4.2.1. Selección de Transformadores

Para la selección de transformadores del presente proyecto se tendrá en cuenta la tabla de demanda máxima diversificada que se encuentra en el numeral 8.a. de la adenda modificatoria a la norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander ESSA S.A E.S.P; por lo tanto los transformadores seleccionados son:

Tabla 38: Resumen general para selección de transformadores

Grupo	Nro Usuarios	KVA/ Usuario	KVA Total	KVA Trafo	% de Carga
1	10	0.5	5	5	100
2	11	0.5	5.5	10	55
3	5	0.6	3.0	3	100
4	6	0.55	3.3	5	66
5	1	0.8	0.8	3	27
6	1	0.8	0.8	3	27

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010.

#### 4.2.2. Selección de Postería

La postería a utilizar en el diseño del presente proyecto son postes de madera de 10 m- 750 kg los cuales están descritos en los criterios complementarios ubicados en el numeral 8.b. de la adenda modificatoria a la norma para el

cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander ESSA S.A E.S.P.

Los demás criterios constructivos de la red van a estar soportados por la norma descrita en el numeral 8.c de la adenda modificatoria a la norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander ESSA S.A E.S.P; los cuales estarán como anexos para el soporte del mismo en el presente proyecto.

#### 4.2.3. Resumen para Centros de Carga

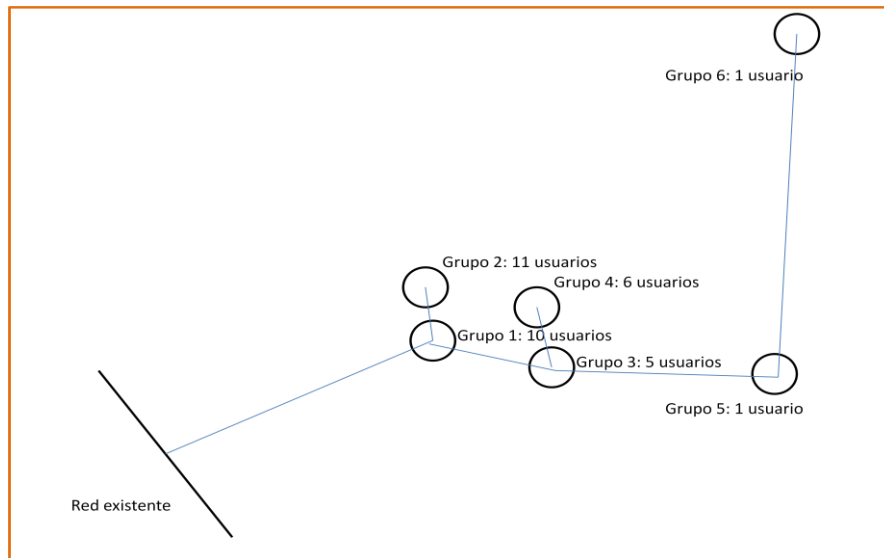
Tabla 39: Resumen general para centros de carga

<b>Grupo</b>	<b>Número de usuarios</b>	<b>Distancia al punto de pegue</b>	<b>Distancia entre centros de carga</b>
1	10	1972	-
2	11	2076	110
3	5	2260	343
4	6	2290	114
5	1	3255	1044
6	1	4730	1993

Fuente: Autores

#### 4.2.4. Interconexión de los Centros de Carga

Figura 13: Interconexión de los centros de carga



Fuente: Autores. Ver plano planta línea 13.2 kV ESSA 2010.

### 4.3. CÁLCULOS MECÁNICOS PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Para los cálculos mecánicos de la red de media tensión se tiene que la metodología a utilizar es la misma empleada en la ESSA 2005 y además el conductor es el mismo, por tanto se presentan las características del conductor en media tensión, según las especificaciones de la adenda.

#### 4.3.1. Características del conductor sugerido en la adenda en media tensión:

Tabla 40: Características para conductor 2 AWG

TIPO ACSR SPARROW (GORRION)		
<b>Calibre AWG o MCM</b>		<b>2</b>
<b>Numero de hilos de aluminio</b>	$nh_{al}$	<b>6</b>
<b>Numero de hilos de acero</b>	$nh_{ac}$	<b>1</b>
<b>Diámetro de un hilo de aluminio</b>	$dh_{al}$	<b>2,6721 mm</b>
<b>Diámetro de un hilo de acero</b>	$dh_{ac}$	<b>2,6721 mm</b>
<b>Diámetro nominal del cable</b>	$d_c$	<b>8,026 mm</b>

Área de la sección de aluminio	$S_{al}$	33,63 mm <sup>2</sup>
Área de las sección transversal total	S	39,226 mm <sup>2</sup>
Carga de ruptura	$T_r$	1265,5 Kg
Peso del aluminio		92,3 Kg/Km
Peso del acero		43,6 Kg/Km
Peso total	$P_c$	135,9 Kg/Km

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsiteview&itemact=mail>>

Tabla 41: Módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación usados para análisis de hipótesis

Datos generales	Aluminio	Acero
Modulo de elasticidad Kg/mm <sup>2</sup>	6300	21000
Coefficiente de dilatación (1/°C)	2.3*(10 <sup>-5</sup> )	1.151*(10 <sup>-5</sup> )

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsiteview&itemact=mail>>

#### 4.3.2. Hipótesis de diseño para las líneas

Para verificar los esfuerzos mecánicos se toman las hipótesis de diseño tal como se especifican en la normas ESSA 2005, ya que en la adenda a la norma rural ESSA 2010 se sugiere la misma metodología. Las memorias de cálculo se dan en el numeral 4 del libro

- Hipótesis de Máxima Velocidad del Viento (Hipótesis A)

Tabla 42: Hipótesis de diseño A

Velocidad máxima del viento ( $V_{v_{m\acute{a}x}}$ )	120 Km/h
Temperatura conductor ( $\theta_a$ )	27°C
Cambio de temperatura joule ( $\Delta\theta_a$ )	20°C

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- Hipótesis de Mínima Temperatura (Hipótesis B):

Tabla 43: Hipótesis de diseño B

<b>Velocidad del viento (<math>V_{v_b}</math>)</b>	<b>30 Km/h</b>
<b>Temperatura conductor (<math>\theta_{min.}</math>)</b>	<b>15 °C</b>
<b>Cambio de temperatura joule (<math>\Delta\theta_b</math>)</b>	<b>20°C</b>

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- Hipótesis de Condición Diaria (Hipótesis C):

Tabla 44: Hipótesis de diseño C

<b>Velocidad del viento (<math>V_{v_{cd}}</math>)</b>	<b>20 Km/h</b>
<b>Temperatura conductor (<math>\theta_{cd}</math>)</b>	<b>44 °C</b>
<b>Cambio de temperatura joule (<math>\Delta\theta_{cd}</math>)</b>	<b>20°C</b>

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- Hipótesis de Máxima Temperatura (Hipótesis D):

Tabla 45: Hipótesis de diseño D

<b>Velocidad del viento (<math>V_{v_d}</math>)</b>	<b>0 Km/h</b>
<b>Temperatura conductor (<math>\theta_d</math>)</b>	<b>70 °C</b>
<b>Cambio de temperatura joule (<math>\Delta\theta_d</math>)</b>	<b>20°C</b>

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- Factores de seguridad:

Tabla 46: Factores de seguridad para análisis de hipótesis

Factor seguridad mínima $F_{smin}$	2,5
Factor de seguridad condición diaria $F_{s_{cd}}$	5

#### 4.4. PARÁMETROS PARA LA RED DE BAJA TENSIÓN

##### 4.4.1. Grupos de Usuarios

A continuación se dan las especificaciones para los cuatro grupos de usuarios en estudio para el diseño respectivo.

Tabla 47: Especificaciones de grupo de usuarios 1

Tramo	Longitud [m]	Número de usuarios	KVA/Usuario	KVA-m	%Reg TxNro 4	%Reg DxNro 4
0-1	118.00	2.00	0.70	168.00	0.91	3.06
1-2	50.00	1.00	0.80	40.00	0.22	0.73
0-3	83.00	6.00	0.55	273.90	1.61	5.42
3-4	40.00	2.00	0.70	56.00	0.30	1.02

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

Tabla 48: Especificaciones de grupo de usuarios 2

Tramo	Longitud [m]	Número de usuarios	KVA/Usuario	KVA-m	%Reg TxNro 4	%Reg DxNro 4
0-1	101.00	4.00	0.60	240.00	1.30	4.38
1-2	40.00	2.00	0.70	56.00	0.30	1.02
1-3	60.00	1.00	0.80	48.00	0.26	0.88

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

Tabla 49: Especificaciones de grupo de usuarios 3

Tramo	Longitud [m]	Nro Usuarios	KVA/Usuario	KVA m	% Reg. T x Nro 4	% Reg D x Nro 4
0-1	60.00	5	0.60	180	0.98	3.28
1-2	40.00	1	0.80	32.00	0.17	0.58

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

Tabla 50: Especificaciones de grupo de usuarios 4

Tramo	Longitud	Nro Usuarios	KVA/Usuario	KVA m	% Reg. T x Nro 4	% Reg D x Nro 4
0-1	90.00	2.00	0.70	126.00	0.68	2.30

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

Tabla 51: Especificaciones de grupo de usuarios 5

Tramo	Longitud [m]	Nro Usuarios	KVA/Usuario	KVA m	% Reg. T x Nro 4	% Reg D x Nro 4
0-1	410.00	1.00	0.8	320.00	1.78	5.98

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

Tabla 52: Especificaciones de grupo de usuarios 6

Tramo	Longitud [m]	Nro Usuarios	KVA/Usuario	KVA m	% Reg. T x Nro 4	% Reg D x Nro 4
0-1	140.00	1.00	0.80	112.00	0.61	2.04

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

#### 4.4.2. Calibres de diseño para cada tramo

- Grupo 1:

Tabla 53: Calibres de diseño para tramo grupo 1

<b>Tramo</b>	<b>Calibre</b>	<b>Regulación acumulada</b>
<b>0-1</b>	%Reg TxNro 4	0.91
<b>1-2</b>	%Reg TxNro 4	1.13
<b>0-3</b>	%Reg TxNro 4	2.15
<b>3-4</b>	%Reg TxNro 4	2.45

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

- Grupo 2:

Tabla 54: Calibres de diseño para tramo grupo 2

<b>Tramo</b>	<b>Calibre</b>	<b>Regulación acumulada</b>
<b>0-1</b>	%Reg TxNro 4	1.30
<b>1-2</b>	%Reg TxNro 4	1.60
<b>1-3</b>	%Reg TxNro 4	1.56

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

- Grupo 3:

Tabla 55: Calibres de diseño para tramo grupo 3

<b>Tramo</b>	<b>Calibre</b>	<b>Regulación Acumulada</b>
<b>0-1</b>	% Reg. T x Nro 4	0.98
<b>1-2</b>	% Reg. T x Nro 4	1.15

Fuente: Autores Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

- Grupo 4:

Tabla 56: Calibres de diseño para tramo grupo 4

Tramo	Calibre	Regulación Acumulada
0-1	% Reg. T x Nro 4	0.68

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

- Grupo 5:

Tabla 57: Calibres de diseño para tramo grupo 5

Tramo	Calibre	Regulación Acumulada
0-1	% Reg. T x Nro 4	1.78

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

- Grupo 6:

Tabla 58: Calibres de diseño para tramo grupo 6

Tramo	Calibre	Regulación Acumulada
0-1	% Reg. T x Nro 4	0.61

Fuente: Autores. Ver plano planta línea baja tensión ESSA 2010

## 4.5. CÁLCULOS MECÁNICOS BAJA TENSION

Para el análisis de los esfuerzos mecánicos presentes en las estructuras de media tensión y baja tensión mediante la adenda ESSA 2010, no se presentarán los cálculos correspondientes dado que éstos son idénticos a la norma ESSA 2005 debido a que se tiene el mismo calibre de conductor.

Tabla 59: Hipótesis de diseño para baja tensión

	VELOCIDAD DEL VIENTO [Km/h]	TEMPERATURA DEL CONDUCTOR	TENSION MECÁNICA
CONDICIÓN NORMAL O DIARIA	0	Temperatura ambiente	Máximo 20% de tensión de rotura, conductor ASCR
			Máximo 25% de tensión de rotura, conductor de cobre
CONDICIÓN EXTREMA DE TRABAJO MECÁNICO	80	Temperatura ambiente mínima de zona donde se instala el conductor	Máximo 50% de tensión de rotura
CONDICIÓN EXTREMA DE FLECHA	0	temperatura máxima del conductor	

Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución, Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005.

### 4.5.1. Definición de las hipótesis para este proyecto

Para los cálculos mecánicos aquí mostrados se asumieron las siguientes consideraciones.

- Hipótesis A: Máxima velocidad del viento

Tabla 60: Hipótesis de diseño A

Velocidad del viento	120 Km/h
Temperatura ambiente	20°C
Incremento de temperatura(Efecto Joule)	20°C

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- Hipótesis C: Condición de operación diaria

Tabla 61: Hipótesis de diseño C

Velocidad del viento	0
Temperatura ambiente	28°C
Incremento de temperatura(Efecto Joule)	20°C

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- Hipótesis D: Máxima temperatura

Tabla 62: Hipótesis de diseño D

Velocidad del viento	0
Temperatura ambiente	70°C

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

- El factor de seguridad mínimo es 2.5.
- El factor para la condición diaria es 5.

- Características eléctricas y físicas del cable 2 AWG ACSR:

Tabla 63: Características físicas conductor 2 AWG

Módulo de elasticidad	<b>E = 6300 [Kg/mm<sup>2</sup>]</b>
Coeficiente de dilatación lineal	<b><math>\alpha = 2,3 \times 10^{-5} [^{\circ}\text{C}^{-1}]</math></b>
Diámetro nominal del cable	<b><math>\phi_c = 8.026</math> [mm]</b>
Área de la sección transversal	<b>S<sub>C</sub> = 39.226 [mm<sup>2</sup>]</b>
Carga de ruptura	<b>T<sub>r</sub> = 1265.5 [Kg]</b>
Peso por unidad de longitud	<b>P = 135.9 [Kg/Km]</b>

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsiteview&itemact=mail>>

- Características eléctricas y físicas del cable 4 AWG ACSR:

Tabla 64: Características físicas conductor 4 AWG

Módulo de elasticidad	<b>E = 6300 [Kg/mm<sup>2</sup>]</b>
Coeficiente de dilatación lineal	<b><math>\alpha = 2,3 \times 10^{-5} [^{\circ}\text{C}^{-1}]</math></b>
Diámetro nominal del cable	<b><math>\phi_c = 6.350</math> [mm]</b>
Área de la sección transversal	<b>S<sub>C</sub> = 24.672 [mm<sup>2</sup>]</b>
Carga de ruptura	<b>T<sub>r</sub> = 832.3 [Kg]</b>
Peso por unidad de longitud	<b>P = 85.4 [Kg/Km]</b>

Fuente: Fuente: Disponible URL

<<http://www.centelsa.com.co/index.php?p=productos.vsiteview&itemact=mail>>

#### 4.6. PUESTA A TIERRA PARA LA RED

Cumpliendo con la finalidad de los sistemas de puesta a tierra, se diseña dicho sistema con las especificaciones dadas en la adenda modificatoria RA6-010:

Los valores de referencia de la resistencia de puesta a tierra que se especifican en la adenda modificatoria de la ESSA son los siguientes:

Tabla 65: Valores de puesta a tierra

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
Estructuras de líneas de transmisión ( y metálicas c con cable de guarda de distribución	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión	10 $\Omega$
Protección contra rayos	10 $\Omega$
Neutro de acometida en baja tensión	25 $\Omega$

Fuente: Adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2010

Para el aterrizamiento se tienen en cuenta los siguientes elementos:

- Bajante de puesta a tierra
- Cruceta metálica
- Pernos (tornillos) y anillos espaciadores
- Viento o retenidas
- Tipo de poste: Madera

Nota: Las especificaciones para el tipo de poste de concreto están dadas en la adenda en la parte RA6-010, literal e.

Para aterrizar las redes secundarias de baja tensión y postes de acometidas, deberá emplearse mínimamente en los proyectos de diseño la configuración N° 1 especificada en la tabla 1 de la sección RA6-010 donde se encuentran las configuraciones básicas de puesta a tierra en función de la resistividad del suelo.

## 5. PRESUPUESTO

### 5.1. PRESUPUESTO ESSA 2005

Tabla 66: Formato de cantidades y precios unitarios metodología ESSA 2005

#### FORMULARIO DE CANTIDADES Y PRECIOS UNITARIOS

Impacto de la nueva normativa en los diseños de distribución rural de la ESSA ESP.

ITEM	TIPO	DESCRIPCION	UND	VALOR UNITARIO	CANT	SUBTOTAL
<b>1.00</b>		<b>ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSION</b>				
1.10	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA TRIANGULAR (P-101)	UN	995,332.00	29	28,864,628.00
1.40	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA TRIANGULAR DE RETENCION (R-130)	UN	2,370,399.00	7	16,592,793.00
1.30	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA TRIANGULAR TERMINAL (R-114)	UN	1,799,093.00	2	3,598,186.00
<b>1-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>49,055,607.00</b>
<b>2.00</b>		<b>ESTRUCTURAS DE BAJA TENSION</b>				
2.10	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA PARA CIRCUITO SECUNDARIO MONOFASICO TRIFILAR (617)	UN	729,528.00	6	4,377,168.00
2.20	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA PARA CIRCUITO SECUNDARIO MONOFASICO TRIFILAR DE RETENCIÓN (619)	UN	1,129,908.00	8	9,039,264.00
2.30	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA PARA CIRCUITO SECUNDARIO MONOFASICO TRIFILAR DE RETENCIÓN DOBLE (619-2)	UN	1,299,249.00	5	6,496,245.00
<b>2-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>19,912,677.00</b>

<b>3.00</b>		<b>SUBESTACIONES</b>				
3.10	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 3 Kva (711-1),(730)	UN	2,248,168.00	2	4,496,336.00
3.30	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 10 KVA (711-3),(730)	UN	3,013,168.00	2	6,026,336.00
<b>3-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>10,522,672.00</b>
<b>4.00</b>		<b>TENDIDO DE REDES</b>				
4.10	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE MEDIA TENSION	UN	8,789.00	6,500	57,128,500.00
4.20	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE BAJA TENSION	UN	6,236.00	1,600	9,977,600.00
<b>4-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>67,106,100.00</b>
<b>5.00</b>		<b>ILUMINACION</b>				
5.10	C	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE LUMINARIA A.P.	UN	398,047.00	19	7,562,893.00
<b>5-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>7,562,893.00</b>
<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>						<b>154,159,949.00</b>
<b>A.I ( 17%)</b>						<b>26,207,191.00</b>
<b>U ( 8%)</b>						<b>12,332,796.00</b>
<b>GRAN TOTAL</b>						<b>192,699,936.00</b>

## 5.2. PRESUPUESTO ESSA 2010

Tabla 67: Formato de cantidades y precios unitarios metodología ESSA 2010

### FORMULARIO DE CANTIDADES Y PRECIOS UNITARIOS

Impacto de la nueva normativa en los diseños de distribución rural de la ESSA ESP.						
ITEM	TIPO	DESCRIPCION	UND	VALOR UNITARIO	CANT	SUBTOTAL
<b>1.00</b>		<b>ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSION</b>				
1.10	C	SUM. E INST. DE HERRAJERIA DE EST. TRIANGULAR (P-101)	UN	743,274.00	30	22,298,220.00
1.40	C	SUM. E INST. DE HERRAJERIA DE EST. TRIANGULAR DE RETENCION (R-130)	UN	1,378,176.00	9	12,403,584.00
1.30	C	SUM. E INST. DE HERRAJERIA DE EST. TRIANGULAR TERMINAL (R-114)	UN	806,870.00	3	2,420,610.00
<b>1-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>37,122,414.00</b>
<b>2.00</b>		<b>ESTRUCTURAS DE BAJA TENSION</b>				
2.10	C	SUM. E INST. DE HERRAJERIA PARA CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN EN LÍNEA	UN	911,513.00	8	7,292,104.00
2.20	C	SUM. E INST. DE HERRAJERIA PARA FINAL DE CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN EN LÍNEA	UN	1,155,055.00	8	9,240,440.00
2.30	C	SUM. E INST. DE HERRAJERIA PARA CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN EN ANGULO	UN	1,332,939.00	2	2,665,878.00
<b>2-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>19,198,422.00</b>
<b>3.00</b>		<b>SUBESTACIONES</b>				
3.10	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 3 Kva (711-1),(730)	UN	2,248,168.00	3	6,744,504.00
3.20	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 5 Kva (711-2),(730)	UN	2,608,168.00	2	5,216,336.00

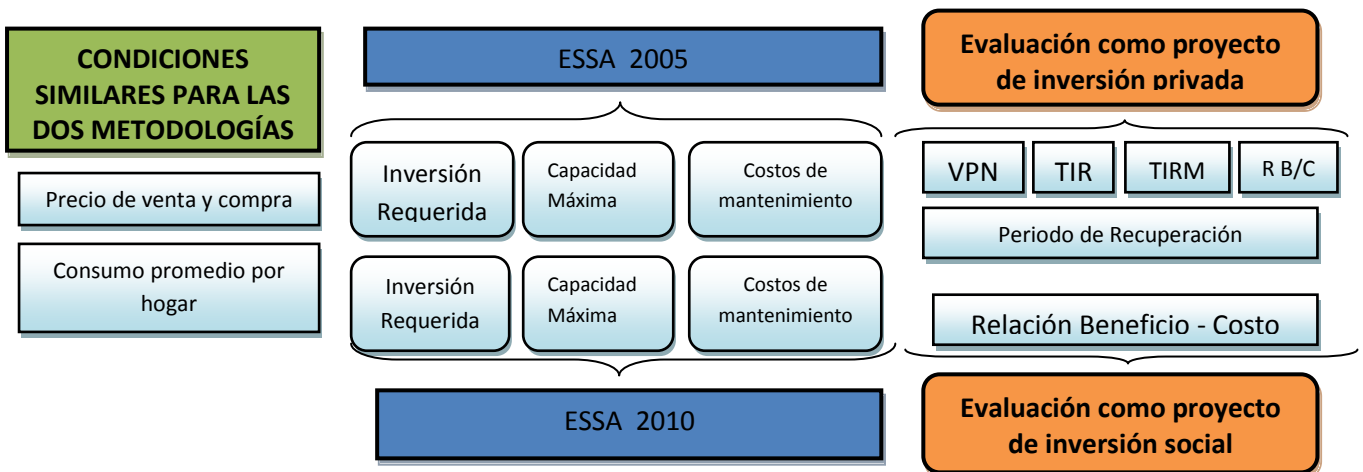
3.30	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 10 kVA (711-3),(730)	UN	3,013,168.00	1	3,013,168.00
<b>3-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>14,974,008.00</b>
<b>4.00</b>		<b>TENDIDO DE REDES</b>				
4.10	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE MEDIA TENSION	UN	8,789.00	6,216	54,632,424.00
4.20	C	SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE BAJA TENSION	UN	10,179.00	1,211	12,326,769.00
<b>4-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>66,959,193.00</b>
<b>5.00</b>		<b>POSTERIA</b>				
5.10	C	SUMINISTRO TRANSPORTE E INSTALACION DE POSTE DE 510 KG 12M	UN	820,058.00	42	34,442,436.00
5.20	C	SUMINISTRO TRANSPORTE E INSTALACION DE POSTE DE 510 KG 10M	UN	711,058.00	17	12,087,986.00
<b>5-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>46,530,422.00</b>
<b>6.00</b>		<b>MEDIDORES</b>				
6.10	C	INSTALACION Y SUMINISTRO DE MACROMEDIDORES	UN	485,764.00	4	1,943,056.00
<b>6-ST</b>		<b>SUBTOTAL</b>				<b>1,943,056.00</b>
<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>						<b>186,727,515.00</b>
<b>A.I ( 17%)</b>						<b>31,743,678.00</b>
<b>U ( 8%)</b>						<b>14,938,201.00</b>
<b>GRAN TOTAL</b>						<b>233,409,394.00</b>

Fuente: Tesis de maestría: Sistema integrado de gestión de información y de procesos asociados al sistema de gestión de la calidad para una empresa del sector eléctrico dedicada a la formulación y ejecución de proyectos del área energía y telecomunicaciones/ Precios dados por revista construdata Ed. 157, Editorial Legis.

## 6. ESTUDIO Y EVALUACIÓN FINANCIERA COMPARATIVA ENTRE LAS DOS METODOLOGÍAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

### 6.1. METODOLOGÍA

Figura 14: metodología de análisis



Fuente: Autores del proyecto

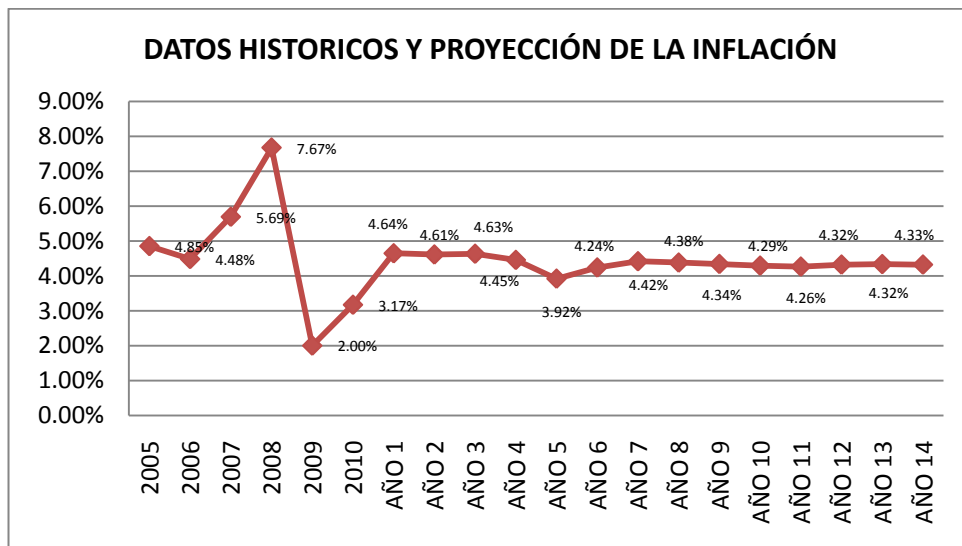
### 6.2. CONDICIONES PARA ESTUDIO Y EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la realización del estudio y evaluación financiera, además de su análisis comparativo, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- El horizonte de evaluación del proyecto es de quince años, debido a que como es un proyecto de infraestructura, el horizonte del proyecto recomendado es de este intervalo de tiempo.
- Para la proyección del flujo de caja se estableció que el pago de energía al proveedor es anticipado, pero el cobro a los clientes del servicio es mes vencido con un plazo máximo de pago de quince días después de la entrega de la factura de cobro.

- Las proyecciones se realizaron a precios corrientes, por lo cual se tuvo en cuenta el efecto de la inflación en el comportamiento de las variables precios de venta, costo de compra y mantenimiento. Para proyectar la inflación se consultó los datos históricos de esta variable del año 2005 al 2010 según los informes económicos publicados por el Departamento Nacional de Estadística – DANE; a partir de estos datos históricos se realizó la proyección de la inflación en el horizonte del proyecto por medio de una metodología de pronóstico de promedio móvil simple con intervalo de los últimos cinco años. En la siguiente gráfica se presentan los datos históricos consultados y las proyecciones de la inflación.

Figura 15: Datos históricos y proyección de la inflación



Fuente: Autores del proyecto con datos del DANE

### 6.3. VARIABLES SIMILARES PARA LAS DOS METODOLOGÍAS

A continuación se realizó una breve descripción de las variables que tienen igual comportamiento para las dos metodologías.

#### 6.3.1. Consumo promedio de KW diarios por hogar

Para establecer el consumo promedio de Kw de hogar por día, se consultó la curva de consumo para estrato 1 según una curva de demanda ESSA, dando así que el consumo mensual por familia es 18,75 Kw.

### 6.3.2. Precio de compra del KW

En la siguiente tabla se presenta el costo de compra de un Kw a un proveedor según el informe de tarifas de ESSA en mayo del 2011, el aumento del costo de compra del Kw año tras año se realizó teniendo en cuenta la inflación proyectada.

Tabla 68: Valor de compra de kW al proveedor

CONCEPTO	AÑO 1
Pago al proveedor de energía	126,19
Costo de Sistema de Transmisión nacional	23,34
<b>COSTO UNITARIO POR KW</b>	<b>149,53</b>

Fuente: Reporte de tarifas ESSA mayo del 2011

### 6.3.3. Precio de venta del KW

Según el reporte de tarifas de ESSA en mayo del 2011, el precio de venta del Kw para el consumidor final es de 382,99 \$/Kw. Para la proyección del precio de venta en el horizonte de proyecto se tuvo en cuenta un aumento anual según la inflación proyectada.

## 6.4. INVERSIÓN REQUERIDA

La inversión requerida para la puesta en marcha de cada una de las metodologías requiere de inversiones en compra de terrenos, montaje de la infraestructura eléctrica y capital de trabajo. A continuación se presenta la inversión similar para las dos metodologías como los rubros de inversión que son diferentes para cada una de ellas.

### 6.4.1. Inversión similar en las dos metodologías

Cada una de las metodologías se requieren inversiones similares tanto en la compra por derechos de los terrenos de servidumbre como el capital de trabajo para la puesta en marcha del servicio de suministro de energía eléctrica.

- **Inversión en Terrenos**

Para las dos metodologías se requiere que por donde se ubiquen los equipos de la red se cuente con una longitud horizontal de 30 metros, según esta distancia horizontal y teniendo en cuenta que el número de metros de extensión de la red eléctrica es de 6.000 metros, el área total requerida es de 18 hectáreas. Además, según información consultada en la alcaldía de Cimitarra el costo de la hectárea es de un millón de pesos, por lo cual el monto total de la inversión en terrenos asciende a los dieciocho millones.

Tabla 69: Inversión en terrenos

No.	CONCEPTO	Número de metros	Longitud horizontal de servidumbre (mts)	TOTAL mts cuadrados	Número de hectáreas	Valor de la Hectárea	VALOR DE COMPRA DE TERRENOS
1	Servidumbre	6000	30	180000	18	1.000.000	18.000.000

Fuente: Autores del proyecto

- **Capital de trabajo**

El capital de trabajo es la liquidez requerida para la puesta en marcha del servicio, que como se planteo en las condiciones para el estudio y evaluación financiera se debe cancelar al proveedor la energía anticipadamente y además se debe otorgar un plazo de pago a los clientes, por lo tanto es necesario contar con una inversión en capital de trabajo que garantice el buen funcionamiento del servicio.

Tabla 70: Capital de trabajo requerido para la puesta en marcha

No.	CONCEPTO	VALOR
1	Efectivo	\$ 190.651
2	(+) Cuentas por cobrar	\$ 366.241
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 556.892</b>

Fuente: Autores del proyecto

## 6.4.2. Metodología ESSA 2005

- **Inversión en montaje y puesta en marcha de la red eléctrica**

Según el estudio técnico realizado bajo las directrices de la metodología ESSA 2005, se estableció el listado de equipos requeridos para cada una de las estructuras que componen la red eléctrica, además de la mano de obra y transporte para su montaje. En la siguiente tabla se presenta el consolidado por cada una de las estructuras.

Tabla 71: Descripción de inversión en montaje y puesta en marcha de la red eléctrica ESSA 2005

DESCRIPCIÓN	UND	VALOR UNITARIO	CANT	SUBTOTAL
<b>ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSION</b>				
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA TRIANGULAR (P-101)	UN	995.332	29	28.864.628,00
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA TRIANGULAR DE RETENCIÓN (R-130)	UN	2.370.399	7	16.592.793,00
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA TRIANGULAR TERMINAL (R-114)	UN	1.799.093	2	3.598.186,00
<b>ESTRUCTURAS DE BAJA TENSIÓN</b>			<b>SUBTOTAL</b>	<b>49.055.607,00</b>
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA PARA CIRCUITO SECUNDARIO MONOFÁSICO TRIFILAR (617)	UN	729.528	6	4.377.168,00
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA PARA CIRCUITO SECUNDARIO MONOFÁSICO TRIFILAR DE RETENCIÓN (619)	UN	1.129.908	8	9.039.264,00
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA PARA CIRCUITO SECUNDARIO MONOFÁSICO TRIFILAR DE RETENCIÓN DOBLE (619-2)	UN	1.299.249	5	6.496.245,00
<b>SUBESTACIONES</b>			<b>SUBTOTAL</b>	<b>19.912.677,00</b>
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACIÓN 3 Kva (711-1),(730)	UN	2.248.168	2	4.496.336,00
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACIÓN 10 kVA (711-3),(730)	UN	3.013.168	2	6.026.336,00
<b>TENDIDO DE REDES</b>			<b>SUBTOTAL</b>	<b>10.522.672,00</b>
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE MEDIA TENSIÓN	UN	8.789	6.500	57.128.500,00
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE BAJA TENSIÓN	UN	6.236	1.600	9.977.600,00

			<b>SUBTOTAL</b>	<b>67.106.100,00</b>
<b>ILUMINACIÓN</b>				
LUMINARIA A.P.	UN	398.047	19	<b>7.562.893,00</b>
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>7.562.893,00</b>
			<b>TOTAL</b>	154.159.949
			<b>Administración, utilidad e imprevistos - 25%</b>	38.539.987
			<b>TOTAL CON AUI</b>	<b>192.699.936</b>

Fuente: Autores del proyecto

- **Total de Inversión ESSA 2005**

En la siguiente tabla se presenta el total de la inversión según la metodología ESSA 2005 para electrificación rural.

Tabla 72: Total inversión requerida según metodología ESSA 2005

No.	CONCEPTO	VALOR
1	Compra de derecho de terrenos	\$ 18.000.000
2	Inversión en equipos y construcciones	192.699.936,25
3	Capital de trabajo	\$ 556.892
	<b>TOTAL</b>	<b>\$ 211.256.828</b>

Fuente: Autores del proyecto

#### 6.4.3. Metodología ESSA 2010

- **Inversión en montaje y puesta en marcha de la red eléctrica**

En la siguiente tabla se presenta el valor por la compra de equipos, mano de obra y transporte para la instalación y puesta en marcha de cada una de las estructuras que componen la red eléctrica según los parámetros establecidos por la metodología ESSA 2010.

Tabla 73: Descripción de inversión en montaje y puesta en marcha de la red eléctrica ESSA 2010

DESCRIPCIÓN	UND	VALOR UNITARIO	CANT	SUBTOTAL
<b>ESTRUCTURAS DE MEDIA TENSION</b>				
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJERÍA DE ESTRUCTURA TRIANGULAR (P-101)	UN	743.274,00	30	22.298.220
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJERÍA DE ESTRUCTURA TRIANGULAR DE RETENCIÓN (R-130)	UN	1.378.176,00	9	12.403.584

SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJERIA DE ESTRUCTURA TRIANGULAR TERMINAL (R-114)	UN	806.870,00	3	2.420.610
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>37.122.414</b>
<b>ESTRUCTURAS DE BAJA TENSION</b>				
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJERIA PARA CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN EN LÍNEA	UN	911.513,00	8	7.292.104
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJERIA PARA FINAL DE CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN EN LÍNEA	UN	1.155.055,00	8	9.240.440
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJERIA PARA CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN EN ANGULO	UN	1.332.939,00	2	2.665.878
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>19.198.422</b>
<b>SUBESTACIONES</b>				
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 3 Kva (711-1),(730)	UN	2.248.168,00	3	6.744.504
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 5 Kva (711-2),(730)	UN	2.608.168,00	2	5.216.336
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE SUBESTACION 10 kVA (711-3),(730)	UN	3.013.168,00	1	3.013.168
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>14.974.008</b>
<b>TENDIDO DE REDES</b>				
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE MEDIA TENSION	UN	8.789,00	6.216	54.632.424
SUMINISTRO, TRASPORTE E INSTALACIÓN DE TENDIDO DE BAJA TENSION	UN	10.179,00	1.211	12.326.769
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>66.959.193</b>
<b>POSTERIA</b>				
SUMINISTRO TRANSPORTE E INSTALACION DE POSTE DE 510 KG 12M	UN	820.058,00	42	34.442.436
SUMINISTRO TRANSPORTE E INSTALACION DE POSTE DE 510 KG 10M	UN	711.058,00	17	12.087.986
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>46.530.422</b>
<b>MEDIDORES</b>				
INSTALACIÓN Y SUMINISTRO DE MACROMEDIDORES	UN	485.764,00	4	1.943.056
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.943.056</b>
<b>TOTAL</b>				<b>186.727.515</b>
<b>Administración, utilidad e imprevistos - 25%</b>				<b>46.681.879</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN EQUIPOS Y CONSTRUCCIONES</b>				<b>233.409.394</b>

Fuente: Autores del proyecto

- **Total de Inversión ESSA 2010**

En la siguiente tabla se presenta el total de inversión para la instalación del servicio de energía eléctrica según la metodología ESSA 2010.

Tabla 74: Total inversión requerida según metodología ESSA 2010

No.	CONCEPTO	VALOR
1	Compra de derecho de terrenos	\$ 18.000.000
2	Inversión en equipos y construcciones	233.409.393,75
3	Capital de trabajo	\$ 556.892
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 251.966.286</b>

Fuente: Autores del proyecto

## 6.5. Proyecciones de venta

Para la proyección de venta de Kw para cada una de las metodologías, se tuvo en cuenta el consumo promedio mensual por hogar, el número de familias en la zona, para establecer la cantidad de familias en el horizonte del proyecto se realizaron las proyecciones según una tasa de crecimiento vegetativo del 2%, además de la capacidad máxima instalada para cada una de la metodología, que según los cálculos técnicos para la metodología ESSA 2005 es de máximo 41 familias y para la ESSA 2010 es de 55 familias.

### 6.5.1. Metodología ESSA 2005

Tabla 75: Proyección de ventas de Kw según ESSA 2005

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
Número de familias	34	35	35	36	37	38	38	39	40	41	41	41	41	41	41
Consumo total por mes	637,5	656,25	656,25	675	693,75	712,5	712,5	731,25	750	768,75	768,75	768,75	768,75	768,75	768,75
Consumo total por Año	7650	7875	7875	8100	8325	8550	8550	8775	9000	9225	9225	9225	9225	9225	9225

Fuente: Autores del proyecto

### 6.5.2. Metodología ESSA 2010

Tabla 76: Proyección de ventas de Kw según ESSA 2005

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
Número de familias	34	35	35	36	38	38	39	40	41	41	42	43	44	45	46
Consumo total por mes	637,5	656,25	656,25	675	712,5	712,5	731,25	750	768,75	768,75	787,5	806,25	825	843,75	862,5
Consumo total por Año	7650	7875	7875	8100	8550	8550	8775	9000	9225	9225	9450	9675	9900	10125	10350

Fuente: Autores del proyecto

### 6.6. Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento para cada una de las metodologías están asociados al mantenimiento preventivo a la red que en las dos metodologías se debe realizar semestralmente y los cambios de DPS que se realizan cada cinco años.

### 6.6.1. Metodología ESSA 2005

Para la metodología ESSA 2005, el mantenimiento preventivo de la red tiene una duración de tres días, además el número de DPS que se deben cambiar es de ocho unidades cada cinco años.

Tabla 77: Especificaciones mantenimiento metodología ESSA 2005

CONCEPTO	FRECUENCIA	RUBRO DE COSTO	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	VALOR TOTAL
Mantenimiento preventivo a la red	Semestral	Pago de cuadrilla de mantenimiento	246.500	7	1.725.500
Cambio de DPS	Cada 5 años	Compra de equipos e instalación	185.000	8	1.480.000

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 78: Proyección de los costos de mantenimiento en el horizonte del proyecto.

CONCEPTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
Mantenimiento preventivo a la red	3.451.000	3.611.241	3.777.680	3.952.600	4.128.640	4.290.388	4.472.187	4.669.645	4.874.046	5.085.512	5.303.679	5.529.759	5.768.654	6.018.667	6.278.700
Cambio de DPS					1.770.613					2.180.979					2.692.691
<b>Total</b>	3.451.000	3.611.241	3.777.680	3.952.600	5.899.253	4.290.388	4.472.187	4.669.645	4.874.046	7.266.490	5.303.679	5.529.759	5.768.654	6.018.667	8.971.391

Fuente: Autores del proyecto

### 6.6.2. Metodología ESSA 2010

Para el mantenimiento de la infraestructura de la red según la metodología 2010, la duración del mantenimiento preventivo tiene una duración de tres días, además según los equipos instalados se deben realizar el cambio de doce DPS cada cinco años.

Tabla 79: Especificaciones mantenimiento metodología ESSA 2010

CONCEPTO	FRECUENCIA	RUBRO DE COSTO	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	VALOR TOTAL
Mantenimiento preventivo a la red	Semestral	Pago de cuadrilla de mantenimiento	246.500	3	739.500
Cambio de DPS	Cada 5 años	Compra de equipos e instalación	185.000	12	2.220.000

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 80: Proyección de los costos de mantenimiento en el horizonte del proyecto.

CONCEPTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
Mantenimiento preventivo a la red	1.479.000	1.547.675	1.619.006	1.693.971	1.769.417	1.838.738	1.916.652	2.001.276	2.088.877	2.179.505	2.273.005	2.369.897	2.472.280	2.579.429	2.690.872
Cambio de DPS					2.655.920					3.271.468					4.039.036
<b>TOTAL</b>	1.479.000	1.547.675	1.619.006	1.693.971	4.425.337	1.838.738	1.916.652	2.001.276	2.088.877	5.450.973	2.273.005	2.369.897	2.472.280	2.579.429	6.729.908

Fuente: Autores del proyecto

## 6.7. PROYECCIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros proyectados son el estado de resultados y flujo de caja.

### 6.7.1. ESTADO DE RESULTADOS

- **Metodología ESSA 2005**

Del estado de resultados según la metodología ESSA 2005, es válido resaltar que ni la utilidad bruta ni la neta tiene comportamiento positivo, esto debido a que los ingresos por la venta del servicio de energía eléctrica no cubren los costos asociados al pago al proveedor de energía, los costos de mantenimiento y depreciación.

Tabla 81: Proyección de estado de resultados según metodología ESSA 2005

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
Valor de venta de Kw	383	401	419	439	458	476	496	518	541	564	589	614	640	668	697
Número de Kw al año	7.650	7.875	7.875	8.100	8.325	8.550	8.550	8.775	9.000	9.225	9.225	9.225	9.225	9.225	9.225
<b>TOTAL INGRESOS DE VENTA</b>	<b>2.929.932</b>	<b>3.156.154</b>	<b>3.301.618</b>	<b>3.553.195</b>	<b>3.814.541</b>	<b>4.071.119</b>	<b>4.243.627</b>	<b>4.547.598</b>	<b>4.868.366</b>	<b>5.206.575</b>	<b>5.429.936</b>	<b>5.661.397</b>	<b>5.905.980</b>	<b>6.161.945</b>	<b>6.428.168</b>
<b>COSTO DE VENTAS</b>															
Costos Directos	1.143.905	1.232.226	1.289.018	1.387.239	1.489.274	1.589.447	1.656.798	1.775.474	1.900.708	2.032.752	2.119.957	2.210.324	2.305.814	2.405.748	2.509.687
Costos Indirectos	9.617.398	9.777.639	9.944.077	10.118.998	12.065.651	10.456.786	10.638.585	10.836.043	11.040.444	13.432.888	11.470.077	11.696.157	11.935.052	12.185.065	15.137.789
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>10.761.302</b>	<b>11.009.866</b>	<b>11.233.096</b>	<b>11.506.237</b>	<b>13.554.925</b>	<b>12.046.234</b>	<b>12.295.383</b>	<b>12.611.517</b>	<b>12.941.152</b>	<b>15.465.640</b>	<b>13.590.034</b>	<b>13.906.480</b>	<b>14.240.866</b>	<b>14.590.813</b>	<b>17.647.476</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>-7.831.371</b>	<b>-7.853.712</b>	<b>-7.931.478</b>	<b>-7.953.042</b>	<b>-9.740.384</b>	<b>-7.975.114</b>	<b>-8.051.756</b>	<b>-8.063.919</b>	<b>-8.072.786</b>	<b>10.259.065</b>	<b>-8.160.098</b>	<b>-8.245.083</b>	<b>-8.334.886</b>	<b>-8.428.868</b>	<b>11.219.308</b>
<b>MARGEN DE UTILIDAD BRUTA</b>	<b>-267,3%</b>	<b>-248,8%</b>	<b>-240,2%</b>	<b>-223,8%</b>	<b>-255,3%</b>	<b>-195,9%</b>	<b>-189,7%</b>	<b>-177,3%</b>	<b>-165,8%</b>	<b>-197,0%</b>	<b>-150,3%</b>	<b>-145,6%</b>	<b>-141,1%</b>	<b>-136,8%</b>	<b>-174,5%</b>
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>-7.831.371</b>	<b>-7.853.712</b>	<b>-7.931.478</b>	<b>-7.953.042</b>	<b>-9.740.384</b>	<b>-7.975.114</b>	<b>-8.051.756</b>	<b>-8.063.919</b>	<b>-8.072.786</b>	<b>-</b>	<b>-8.160.098</b>	<b>-8.245.083</b>	<b>-8.334.886</b>	<b>-8.428.868</b>	<b>-</b>

										10.259.065					11.219.308
<b>MARGEN DE UTILIDAD NETA</b>	-267%	-249%	-240%	-224%	-255%	-196%	-190%	-177%	-166%	-197%	-150%	-146%	-141%	-137%	-175%

Fuente: Autores del proyecto

- **Metodología ESSA 2010**

Del estado de resultados según la metodología ESSA 2010, se analizar que también presentan un comportamiento negativo la utilidad bruta como la neta, pero en menor proporción que el estado de resultados según la ESSA 2005, esto debido a que el costo de mantenimiento preventivo a la red es menos costoso debido a su menor duración.

Tabla 82: Proyección de estado de resultados según metodología ESSA 2010

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
Valor de venta de Kw	383	401	419	439	458	476	496	518	541	564	589	614	640	668	697
Número de Kw al año	7.650	7.875	7.875	8.100	8.325	8.550	8.550	8.775	9.000	9.225	9.225	9.450	9.675	9.900	10.125
<b>TOTAL INGRESOS DE VENTA</b>	<b>2.929.932</b>	<b>3.156.154</b>	<b>3.301.618</b>	<b>3.553.195</b>	<b>3.814.541</b>	<b>4.071.119</b>	<b>4.243.627</b>	<b>4.547.598</b>	<b>4.868.366</b>	<b>5.206.575</b>	<b>5.429.936</b>	<b>5.799.480</b>	<b>6.194.077</b>	<b>6.612.819</b>	<b>7.055.306</b>
<b>COSTO DE VENTAS</b>															
Costos Directos	1.143.905	1.232.226	1.289.018	1.387.239	1.489.274	1.589.447	1.656.798	1.775.474	1.900.708	2.032.752	2.119.957	2.264.234	2.418.293	2.581.778	2.754.534
Costos Indirectos	8.948.101	9.016.776	9.088.106	9.163.072	11.894.438	9.307.838	9.385.752	9.470.377	9.557.977	12.920.073	9.742.106	9.838.997	9.941.381	10.048.529	14.199.009
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>10.092.005</b>	<b>10.249.002</b>	<b>10.377.124</b>	<b>10.550.311</b>	<b>13.383.712</b>	<b>10.897.286</b>	<b>11.042.550</b>	<b>11.245.851</b>	<b>11.458.686</b>	<b>14.952.825</b>	<b>11.862.063</b>	<b>12.103.231</b>	<b>12.359.674</b>	<b>12.630.307</b>	<b>16.953.543</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>-7.162.073</b>	<b>-7.092.848</b>	<b>-7.075.507</b>	<b>-6.997.116</b>	<b>-9.569.170</b>	<b>-6.826.166</b>	<b>-6.798.923</b>	<b>-6.698.253</b>	<b>-6.590.320</b>	<b>-9.746.251</b>	<b>-6.432.127</b>	<b>-6.303.751</b>	<b>-6.165.597</b>	<b>-6.017.489</b>	<b>-9.898.236</b>
<b>MARGEN DE UTILIDAD</b>	<b>-244,4%</b>	<b>-224,7%</b>	<b>-214,3%</b>	<b>-196,9%</b>	<b>-250,9%</b>	<b>-167,7%</b>	<b>-160,2%</b>	<b>-147,3%</b>	<b>-135,4%</b>	<b>-187,2%</b>	<b>-118,5%</b>	<b>-108,7%</b>	<b>-99,5%</b>	<b>-91,0%</b>	<b>-140,3%</b>

BRUTA															
-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

UTILIDAD NETA	-7.162.073	-7.092.848	-7.075.507	-6.997.116	-9.569.170	-6.826.166	-6.798.923	-6.698.253	-6.590.320	-9.746.251	-6.432.127	-6.303.751	-6.165.597	-6.017.489	-9.898.236
MARGEN DE UTILIDAD NETA	-244,4%	-224,7%	-214,3%	-196,9%	-250,9%	-167,7%	-160,2%	-147,3%	-135,4%	-187,2%	-118,5%	-108,7%	-99,5%	-91,0%	-140,3%

Fuente: Autores del proyecto

## 6.8. FLUJO DE CAJA

### 6.8.1. Metodología ESSA 2005

En la siguiente tabla se presenta el flujo de caja para la metodología ESSA 2005, de este flujo de caja es valido analizar que los ingresos no cubren los egresos, por lo cual los socios deben realizar aportes adicionales al inicial. Esta falta de liquidez está relacionada a los altos costos de mantenimiento de la red eléctrica.

Tabla 83: Proyección de flujo de caja según metodología ESSA 2005

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
<b>INGRESOS</b>															
Ingresos por ventas del periodo	2.563.690	2.761.635	2.888.915	3.109.045	3.337.724	3.562.229	3.713.173	3.979.148	4.259.820	4.555.753	4.751.194	4.953.723	5.167.733	5.391.701	5.624.647
Ingresos por ventas del periodo anterior	0	366.241	394.519	412.702	444.149	476.818	508.890	530.453	568.450	608.546	650.822	678.742	707.675	738.248	770.243
<b>TOTAL INGRESOS OPERACIONALES</b>	<b>2.563.690</b>	<b>3.127.876</b>	<b>3.283.435</b>	<b>3.521.747</b>	<b>3.781.873</b>	<b>4.039.047</b>	<b>4.222.063</b>	<b>4.509.602</b>	<b>4.828.270</b>	<b>5.164.299</b>	<b>5.402.016</b>	<b>5.632.465</b>	<b>5.875.407</b>	<b>6.129.949</b>	<b>6.394.890</b>
<b>EGRESOS</b>															
Pago de energía eléctrica al proveedor del periodo	1.143.905	1.232.226	1.289.018	1.387.239	1.489.274	1.589.447	1.656.798	1.775.474	1.900.708	2.032.752	2.119.957	2.210.324	2.305.814	2.405.748	2.509.687
Pago de energía eléctrica al proveedor del periodo anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos indirectos Sin depreciación	3.451.000	3.611.241	3.777.680	3.952.600	5.899.253	4.290.388	4.472.187	4.669.645	4.874.046	7.266.490	5.303.679	5.529.759	5.768.654	6.018.667	8.971.391
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>4.594.905</b>	<b>4.843.468</b>	<b>5.066.698</b>	<b>5.339.839</b>	<b>7.388.527</b>	<b>5.879.836</b>	<b>6.128.985</b>	<b>6.445.119</b>	<b>6.774.754</b>	<b>9.299.242</b>	<b>7.423.636</b>	<b>7.740.082</b>	<b>8.074.468</b>	<b>8.424.415</b>	<b>11.481.078</b>

<b>FLUJO DE CAJA OPERACIONAL</b>	<b>-2.031.214</b>	<b>1.715.592</b>	<b>1.783.263</b>	<b>1.818.092</b>	<b>3.606.654</b>	<b>1.840.789</b>	<b>1.906.921</b>	<b>-1.935.517</b>	<b>1.946.484</b>	<b>-4.134.943</b>	<b>2.021.620</b>	<b>-2.107.618</b>	<b>2.199.061</b>	<b>-2.294.466</b>	<b>-5.086.188</b>
----------------------------------	-------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	-------------------	------------------	-------------------	------------------	-------------------	------------------	-------------------	-------------------

*INVERSIONES*

INVERSIÓN FIJA	210.699.936
INVERSIÓN DIFERIDA	0
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>210.699.936</b>

<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>212.731.151</b>	<b>1.715.592</b>	<b>1.783.263</b>	<b>1.818.092</b>	<b>3.606.654</b>	<b>1.840.789</b>	<b>1.906.921</b>	<b>-1.935.517</b>	<b>1.946.484</b>	<b>-4.134.943</b>	<b>2.021.620</b>	<b>-2.107.618</b>	<b>2.199.061</b>	<b>-2.294.466</b>	<b>-5.086.188</b>
----------------------------	--------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	-------------------	------------------	-------------------	------------------	-------------------	------------------	-------------------	-------------------

APORTES DE SOCIOS	211.256.828	3.200.000	1.800.000	1.800.000	3.600.000	1.850.000	1.900.000	1.950.000	1.950.000	4.150.000	2.000.000	2.100.000	2.200.000	2.300.000	5.100.000
<b>TOTAL FLUJO DE CAJA FINANCIERO</b>	<b>211.256.828</b>	<b>3.200.000</b>	<b>1.800.000</b>	<b>1.800.000</b>	<b>3.600.000</b>	<b>1.850.000</b>	<b>1.900.000</b>	<b>1.950.000</b>	<b>1.950.000</b>	<b>4.150.000</b>	<b>2.000.000</b>	<b>2.100.000</b>	<b>2.200.000</b>	<b>2.300.000</b>	<b>5.100.000</b>

<b>FLUJO DE CAJA DEL PERIODO</b>	<b>-1.474.322</b>	<b>1.484.408</b>	<b>16.737</b>	<b>-18.092</b>	<b>-6.654</b>	<b>9.211</b>	<b>-6.921</b>	<b>14.483</b>	<b>3.516</b>	<b>15.057</b>	<b>-21.620</b>	<b>-7.618</b>	<b>939</b>	<b>5.534</b>	<b>13.812</b>
<b>SALDO ANTERIOR DE CAJA</b>	<b>0</b>	<b>1.474.322</b>	<b>10.086</b>	<b>26.823</b>	<b>8.732</b>	<b>2.078</b>	<b>11.289</b>	<b>4.368</b>	<b>18.850</b>	<b>22.366</b>	<b>37.423</b>	<b>15.803</b>	<b>8.185</b>	<b>9.124</b>	<b>14.658</b>
<b>SALDO FINAL DE CAJA</b>	<b>-1.474.322</b>	<b>10.086</b>	<b>26.823</b>	<b>8.732</b>	<b>2.078</b>	<b>11.289</b>	<b>4.368</b>	<b>18.850</b>	<b>22.366</b>	<b>37.423</b>	<b>15.803</b>	<b>8.185</b>	<b>9.124</b>	<b>14.658</b>	<b>28.470</b>

Fuente: Autores del proyecto

### 6.8.2. Metodología ESSA 2010

En la siguiente tabla se presenta el flujo de caja según la metodología de la ESSA 2010, resaltando que en esta metodología los ingresos son superiores a los egresos por lo cual no es necesario aportes adicionales al inicial. Este flujo de caja positivo está relacionado a que la red eléctrica cuenta con mayor capacidad para suministrar energía a más familias y además presente un menor costo de mantenimiento que la red eléctrica instalada bajo la metodología de la ESSA 2010.

Tabla 84: Proyección de flujo de caja según metodología ESSA 2010

<b>INGRESOS</b>	<b>AÑO 1</b>	<b>AÑO 2</b>	<b>AÑO 3</b>	<b>AÑO 4</b>	<b>AÑO 5</b>	<b>AÑO 6</b>	<b>AÑO 7</b>	<b>AÑO 8</b>	<b>AÑO 9</b>	<b>AÑO 10</b>	<b>AÑO 11</b>	<b>AÑO 12</b>	<b>AÑO 13</b>	<b>AÑO 14</b>	<b>AÑO 15</b>
Ingresos por ventas del periodo	2.563.690	2.761.635	2.888.915	3.109.045	3.337.724	3.562.229	3.713.173	3.979.148	4.259.820	4.555.753	4.751.194	5.074.545	5.419.817	5.786.216	6.173.393
Ingresos por ventas del periodo anterior	0	366.241	394.519	412.702	444.149	476.818	508.890	530.453	568.450	608.546	650.822	678.742	724.935	774.260	826.602
<b>TOTAL INGRESOS OPERACIONALES</b>	<b>2.563.690</b>	<b>3.127.876</b>	<b>3.283.435</b>	<b>3.521.747</b>	<b>3.781.873</b>	<b>4.039.047</b>	<b>4.222.063</b>	<b>4.509.602</b>	<b>4.828.270</b>	<b>5.164.299</b>	<b>5.402.016</b>	<b>5.753.287</b>	<b>6.144.752</b>	<b>6.560.476</b>	<b>6.999.995</b>

<b>EGRESOS</b>	<b>AÑO 1</b>	<b>AÑO 2</b>	<b>AÑO 3</b>	<b>AÑO 4</b>	<b>AÑO 5</b>	<b>AÑO 6</b>	<b>AÑO 7</b>	<b>AÑO 8</b>	<b>AÑO 9</b>	<b>AÑO 10</b>	<b>AÑO 11</b>	<b>AÑO 12</b>	<b>AÑO 13</b>	<b>AÑO 14</b>	<b>AÑO 15</b>
Pago de energía eléctrica al proveedor del periodo	1.143.905	1.232.226	1.289.018	1.387.239	1.489.274	1.589.447	1.656.798	1.775.474	1.900.708	2.032.752	2.119.957	2.264.234	2.418.293	2.581.778	2.754.534
Pago de energía eléctrica al proveedor del periodo anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos indirectos Sin depreciación	1.479.000	1.547.675	1.619.006	1.693.971	4.425.337	1.838.738	1.916.652	2.001.276	2.088.877	5.450.973	2.273.005	2.369.897	2.472.280	2.579.429	6.729.908
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>2.622.905</b>	<b>2.779.901</b>	<b>2.908.024</b>	<b>3.081.210</b>	<b>5.914.611</b>	<b>3.428.185</b>	<b>3.573.449</b>	<b>3.776.750</b>	<b>3.989.585</b>	<b>7.483.725</b>	<b>4.392.962</b>	<b>4.634.131</b>	<b>4.890.573</b>	<b>5.161.207</b>	<b>9.484.442</b>

<b>FLUJO DE CAJA OPERACIONAL</b>	<b>-59.214</b>	<b>347.975</b>	<b>375.411</b>	<b>440.537</b>	<b>2.132.738</b>	<b>610.862</b>	<b>648.614</b>	<b>732.851</b>	<b>838.685</b>	<b>2.319.426</b>	<b>1.009.054</b>	<b>1.119.156</b>	<b>1.254.179</b>	<b>1.399.269</b>	<b>-2.484.447</b>
----------------------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	-------------------

<b>INVERSIONES</b>	
INVERSIÓN FIJA	251.409.394
INVERSIÓN DIFERIDA	0
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>251.409.394</b>

<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>-</b>	<b>347.975</b>	<b>375.411</b>	<b>440.537</b>	<b>2.132.738</b>	<b>610.862</b>	<b>648.614</b>	<b>732.851</b>	<b>838.685</b>	<b>2.319.426</b>	<b>1.009.054</b>	<b>1.119.156</b>	<b>1.254.179</b>	<b>1.399.269</b>	<b>-2.484.447</b>
----------------------------	----------	----------------	----------------	----------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	-------------------

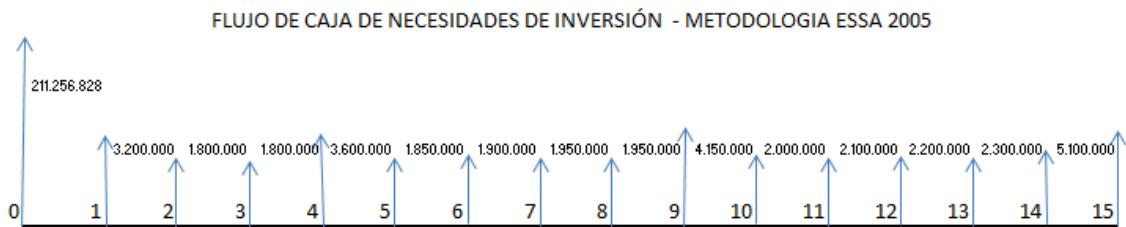
APORTES DE SOCIOS	251.966.286														
<b>TOTAL FLUJO DE CAJA FINANCIERO</b>	<b>251.966.286</b>														

FLUJO DE CAJA DEL PERIODO	497.678	347.975	375.411	440.537	-	610.862	648.614	732.851	838.685	2.319.426	-	1.009.054	1.119.156	1.254.179	1.399.269	-2.484.447
SALDO ANTERIOR DE CAJA	0	497.678	845.653	1.221.064	1.661.601	-471.137	139.725	788.339	1.521.190	2.359.875	40.448	1.049.502	2.168.659	3.422.838	4.822.107	4.822.107
SALDO FINAL DE CAJA	497.678	845.653	1.221.064	1.661.601	-471.137	139.725	788.339	1.521.190	2.359.875	40.448	1.049.502	2.168.659	3.422.838	4.822.107	4.822.107	2.337.660

Fuente: Autores del proyecto

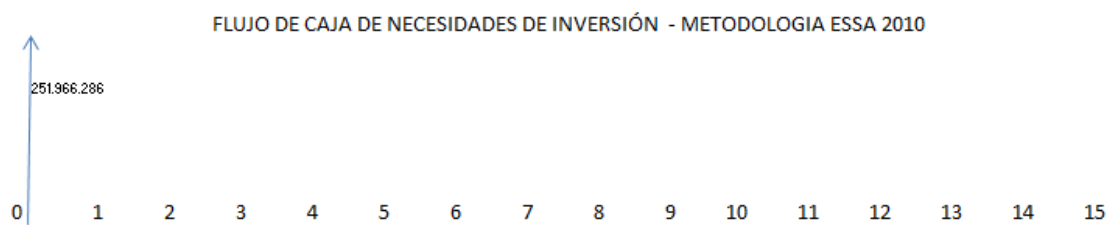
Por medio de las siguientes gráficas se presenta de forma ilustrativa del flujo de caja de necesidades de inversión para cada una de las metodologías. De estas gráficas es válido analizar que mientras la Metodología ESSA 2005 presenta una inversión menor inicial requiere de inversiones adicionales en cada uno de los años de sus funcionamiento esto debido principalmente a sus costos de mantenimiento, en cambio para la metodología de ESSA 2010 se requiere de una inversión mayor inicial pero en los siguientes años de funcionamiento al ser su flujo operacional positivo no requiere de inversiones adicionales

Figura 16: Flujo de caja de necesidades de inversión para la Metodología ESSA 2005



Fuente: Autores del proyecto

Figura 17: Flujo de caja de necesidades de inversión para la Metodología ESSA 2010



Fuente: Autores del proyecto

## **6.9. EVALUACIÓN FINANCIERA**

Debido a que los proyectos de instalación de equipos para suministro de energía eléctrica bajo la metodología ESSA 2005 o 2010, son proyectos excluyentes porque la selección e instalación bajo algunas de las metodologías excluye directamente la otra opción. El énfasis de la evaluación financiera es determinar por medio de indicadores que metodología es generadora de mayor valor ya sea desde una óptica de proyecto de inversión privada o social.

Cuando el énfasis de evaluación financiera es de proyecto de inversión los criterios de selección es determinar cuál de las dos metodologías es generadora de valor a una tasa mayor a la tasa de descuento, además por medio del indicador de Costo Anual Uniforme CAUE se determinará que opción representa un costo menor como anualidad. En cambio cuando la evaluación financiera es como proyecto de inversión social el indicador de selección es la opción que presente una relación beneficio costo mayor.

## **6.10. EVALUACIÓN DEL PROYECTO COMO INVERSIÓN PRIVADA**

Para la evaluación financiera de las dos metodologías como inversión privada, se estableció la tasa de descuento y según el flujo de caja de cada opción se calcularon los indicadores financieros, determinando en primera instancia si cada una de las metodologías de electrificación rural es una opción atractiva como inversión, para luego por medio de un análisis comparativo establecer que opción presenta mayores índices de rentabilidad y de menor costo.

### **6.10.1. Tasa de descuento**

La tasa de descuento que es la tasa mínima que debe presentar cada opción de inversión para ser viable como proyecto de inversión privada, se calculó teniendo en cuenta una tasa de referencia del mercado que es la tasa TES a cinco años que según el reporte de la Bolsa de Valores de Colombia en su informe del Junio del 2011 esta tasa en promedio es del 8,31% efectiva anual, adicional a tasa de

referencia se determinó una tasa de riesgo del proyecto del 5% porque el riesgo del proyecto es bajo debido a que existe una demanda por energía eléctrica en la zona que actualmente no está cubierta, lo cual garantiza la venta del servicio. Dando así que la tasa de descuento con la cual se evaluará el proyecto es de 13,73% efectivo anual.

Tabla 85: Cálculo de la tasa de descuento

TASA DE DESCUENTO	13,73%
<b>CAPM = Rf + Riesgo del Proyecto</b>	13,73%
<b>Rf (TES a Cinco Años)</b>	8,31%
<b>Riesgo del Proyecto</b>	5%

Fuente: Autores del proyecto con base en datos de la Bolsa de Valores de Colombia

#### 6.10.2. Indicadores de evaluación financiera

A partir del flujo de caja y la tasa de descuento se calcularon los indicadores de evaluación financiera para cada una de las metodologías como se presentan en las siguientes tablas.

- **Metodología ESSA 2005**

De los indicadores de evaluación financiera de la Metodología ESSA 2005, se concluye que el proyecto por medio de esta metodología no es viable debido a que el valor presente es menor que cero, la Tasa Interna de Retorno TIR y Tasa Interna de Retorno Modificada TIRM es menor a la tasa de descuento, además la relación beneficio – costo es menor que uno y el periodo de recuperación es mayor al horizonte del proyecto, por lo cual según estos indicadores, la tasa de creación del valor del proyecto es menor a la tasa de descuento, lo cual indica que el proyecto no es atractivo para un inversionista con ánimo de lucro.

Tabla 86: Indicadores de evaluación financiera de Metodología ESSA 2005

<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>-207.382.254,41</b>
<b>TIR</b>	-4,82%
<b>TIRM</b>	-4,45%
<b>RELACIÓN BENEFICIO - COSTO</b>	0,073413734
<b>Costo Anual Uniforme – CAUE</b>	36.066.220
<b>Periodo de recuperación</b>	Mayor al horizonte del proyecto

Fuente: Autores del proyecto

- **Metodología ESSA 2010**

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de evaluación financiera para la metodología de ESSA 2010, de los indicadores de evaluación financiera de esta opción de inversión también es válido concluir que el proyecto de inversión no es viable financieramente debido a que la tasa de creación de valor es menor a la tasa de descuento, por lo cual no se sugiere a un inversionista optar con este proyecto como proyecto generador de lucro.

Tabla 87: Indicadores de evaluación financiera de Metodología ESSA 2010

<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>-230.529.569,73</b>
<b>TIR</b>	-3,79%
<b>TIRM</b>	-3,17%
<b>RELACIÓN BENEFICIO - COSTO</b>	0,079403833
<b>Costo Anual Uniforme – CAUE</b>	40.278.528
<b>Periodo de recuperación</b>	Mayor al horizonte del proyecto

Fuente: Autores del proyecto

## **6.11. EVALUACIÓN DEL PROYECTO COMO INVERSIÓN SOCIAL**

Para realizar la evaluación financiera de cada una de las opciones como proyecto de inversión social se siguieron los pasos que están establecidos en la Metodología General Ajustada para la identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión del Departamento Nacional de Planeación de Colombia. En esta metodología se tiene establecido el procedimiento por el cual se realiza

valorización al beneficio del proyecto, que en este caso debido a que es un proyecto de electrificación rural se generan dos beneficios para las familias beneficiadas por el proyecto, que es el aumento del valor de su predio además del crecimiento de la productividad rural.

Para determinar el aumento por valorización de cada uno de los predios por contar con el servicio de electrificación se estableció que el aumento por parcela es de \$ 4.500.000, esto según datos recomendados por la Metodología General Ajustada anteriormente mencionada, además el incremento de la productividad rural por contar con este servicio según el Departamento Nacional de Planeación es de \$3.500 por hogar.

#### 6.11.1. Metodología ESSA 2005

En la siguiente tabla se presenta la valoración del beneficio para la metodología ESSA 2005, que según el estudio técnico el máximo de familias a beneficiar es de 41 hogares rurales.

Tabla 88: Valoración del beneficio – Metodología ESSA 2005

NÚMERO DE FAMILIAS BENEFICIADAS		41
BENEFICIO 1		
<b>Beneficios por valorización de predios con la instalación de electrificación rural</b>		4.500.000
TOTAL BENEFICIO 1		184.500.000
BENEFICIO 2		
<b>Aumento de productividad rural por servicio de electrificación</b>		3.500.000
TOTAL BENEFICIO 1		143.500.000
TOTAL DE BENEFICIO		<b>328.000.000</b>

Teniendo en cuenta el beneficio generado a cada uno de los hogares y el costo del proyecto que se calculó en el flujo de caja, se calculó el indicador de relación beneficio costo como se presenta en la siguiente tabla, dando este indicador que el proyecto es viable debido a que el indicador es mayor a uno.

Tabla 89: Calculo de la relación beneficio – costo de Metodología ESSA 2010

Costo	-
	207.305.971,42
<b>RELACIÓN BENEFICIO - COSTO</b>	<b>1,582202373</b>

### 6.11.2. Metodología ESSA 2010

En la siguiente tabla se presenta la valoración del beneficio para la metodología ESSA 2010, que según los estudios técnicos tiene una mayor capacidad ya que puede prestar el servicio a 46 familias.

Tabla 90: Valoración del beneficio – Metodología ESSA 2010

<b>NÚMERO DE FAMILIAS BENEFICIADAS</b>	<b>46</b>
<b>BENEFICIO 1</b>	
<b>Beneficios por valorización de predios con la instalación de electrificación rural</b>	4.500.000
<b>TOTAL BENEFICIO 1</b>	<b>207.000.000</b>
<b>BENEFICIO 2</b>	
<b>Aumento de productividad rural por servicio de electrificación</b>	3.500.000
<b>TOTAL BENEFICIO 1</b>	<b>161.000.000</b>
<b>TOTAL DE BENEFICIO</b>	<b>368.000.000</b>

En la siguiente tabla se presenta el cálculo del indicador de relación beneficio – costo para la metodología ESSA 2011, el cual también es positivo y mayor al de la Metodología ESSA 2005, aunque con una diferencia no significativa.

Tabla 91: Calculo de la relación beneficio – costo de Metodología ESSA 2010

Costo	-231.216.357
<b>RELACIÓN BENEFICIO - COSTO</b>	<b>1,5915829</b>

### 6.12. CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

De la evaluación financiera es válido concluir que como proyecto de inversión para cada una de las metodologías no es viable y por lo cual no se recomienda que el proyecto sea financiado por una entidad con ánimo de lucro. De la evaluación financiera como proyecto social es válido concluir que las dos metodologías son viables debido al gran beneficio tanto en valorización de predios como aumento de la productividad rural, pero la metodología ESSA 2010 presenta un indicador mayor de relación beneficio – costo debido a que beneficia a un mayor número de familias.

## 7. ANÁLISIS TÉCNICO

Para realizar el análisis técnico usaremos un método de inspección el cual consiste en evaluar la usabilidad en que uno o más revisores preferiblemente expertos, comparan un software, documentación o hardware con una lista de principios de diseño y especifican donde el producto no sigue sus principios, el cual es llamado Evaluación Heurística. Para nuestro caso evaluaremos las dos metodologías propuestas por la ESSA E.S.P. Para el diseño de redes de distribución rural con el fin de determinar cuál de estas metodologías satisface los principios que vamos a definir a continuación.

Tabla 92: Análisis para descargas atmosféricas

Principio:	<b>Seguridad</b>				
Variable:	Descargas atmosféricas				
Definición Operativa:	La seguridad que brinda una red de distribución rural al usuario en una descarga atmosférica es:	<b>Tipo de red</b>			
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
a1	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		X
			Regular		
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 93: Análisis para nivel de protección

Principio:	<b>Seguridad</b>				
Variable:	Nivel de protección				
Definición Operativa:	El nivel de protección al contacto que posee una red de distribución rural es:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
a2	Cualitativa	Ordinal	Excelente		
			Buena	x	
			Regular		
			Insuficiente		X

Fuente: Autores

Tabla 94: Análisis para fallas

Principio:	<b>Confiabilidad</b>				
Variable:	Fallas				
Definición Operativa:	El aislamiento de la red de distribución rural no permite la formación de corrientes de fuga en los aisladores de manera:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
b	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		
			Regular		X
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 95: Análisis para Conductor

Principio:	<b>Durabilidad</b>				
Variable:	Conductor				
Definición Operativa:	La vida útil de una red de distribución rural es:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
c	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		X
			Regular		
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 96: Análisis para usuarios finales

Principio:	<b>Disponibilidad</b>				
Variable:	Usuarios finales				
Definición Operativa:	El número de clientes en la nueva metodología de diseño de redes de distribución rural es:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
d1	Cualitativa	Ordinal	Excelente		X
			Buena		
			Regular	x	
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 97: Análisis de Carga para usuarios finales

Principio:	<b>Disponibilidad</b>				
Variable:	Carga para usuarios finales				
Definición Operativa:	Restricción de la carga instalada por usuario en el diseño de una red de distribución rural.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
d2	Cualitativa	Ordinal	Excelente		x
			Buena		
			Regular	x	
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 98: Análisis para estructuras

Principio:	<b>Mantenimiento</b>				
Variable:	Estructuras				
Definición Operativa:	La periodicidad en el mantenimiento en la red de distribución rural debe ser:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
e1	Cualitativa	Ordinal	Excelente		x
			Buena		
			Regular	x	
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 99: Análisis para normalización de elementos

Principio:	<b>Mantenimiento</b>				
Variable:	Normalización de elementos				
Definición Operativa:	Estandarización de materiales para el mantenimiento de la red de distribución rural.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
e2	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		x
			Regular		
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 100: Análisis para facilidad de interpretación

Principio:	<b>Comprensión</b>				
Variable:	Facilidad de Interpretación				
Definición Operativa:	El formato utilizado por la nueva normativa para el diseño de una red de distribución rural es:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
f	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		
			Regular		x
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 101: Análisis para tiempo de diseño

Principio:	<b>Versatilidad</b>				
Variable:	Tiempo de diseño				
Definición Operativa:	El tiempo necesario para realizar el diseño de una red de distribución rural es:			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
g	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		x
			Regular		
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 102: Análisis para pérdidas en la red

Principio:	<b>Rentabilidad</b>				
Variable:	Pérdidas en la red				
Definición Operativa:	Manejo de las pérdidas de potencia y energía en la red de distribución rural.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
h1	Cualitativa	Ordinal	Excelente		
			Buena	x	
			Regular		x
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 103: Análisis para pérdidas en los transformadores

Principio:	<b>Rentabilidad</b>				
Variable:	Pérdidas en los transformadores				
Definición Operativa:	Pérdidas en los transformadores de acuerdo al número de usuarios.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
h2	Cualitativa	Ordinal	Excelente		x
			Buena		
			Regular	x	
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Tabla 104: Análisis para normas

Principio:	<b>Consistencia</b>				
Variable:	Normas				
Definición Operativa:	Especificación de cargabilidad de los transformadores en las normas de respaldo utilizadas.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
i1	Cualitativa	Ordinal	Excelente		
			Buena		x
			Regular		
			Insuficiente	x	

Fuente: Autores

Tabla 105: Análisis para consistencia en estructuras

Principio:	<b>Consistencia</b>				
Variable:	Estructuras				
Definición Operativa:	Montaje de las diferentes estructuras en media y baja tensión para una red de distribución rural.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
i2	Cualitativa	Ordinal	Excelente	x	
			Buena		
			Regular		x
			Insuficiente		

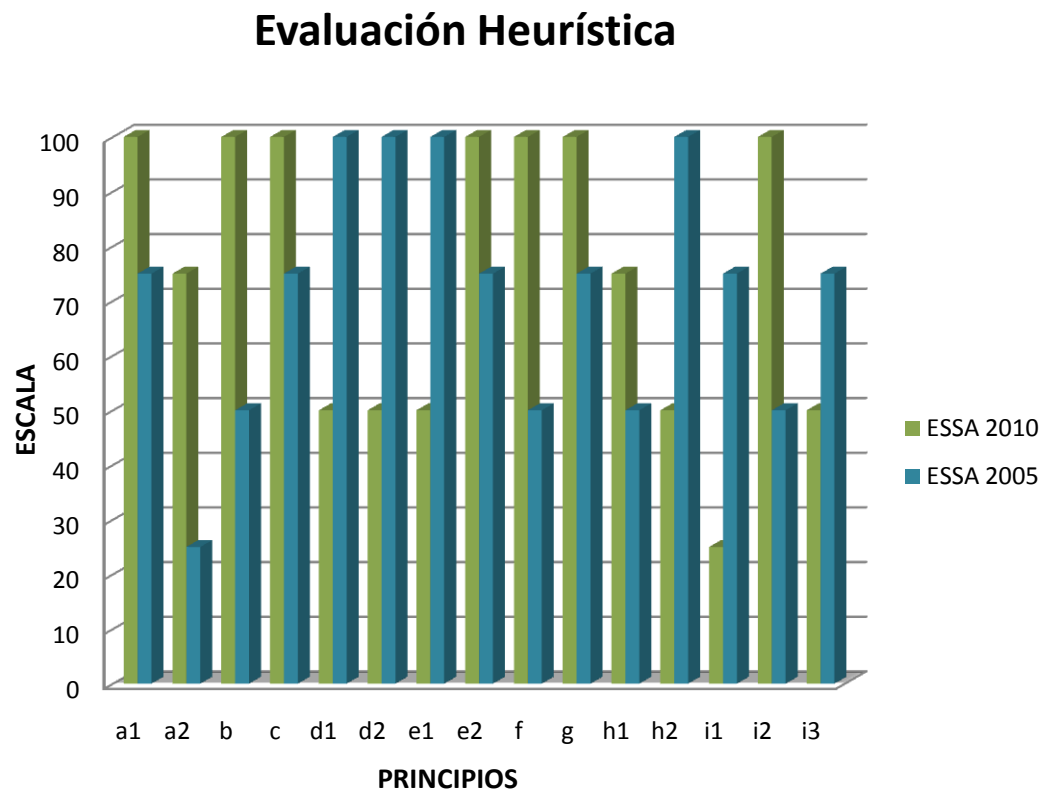
Fuente: Autores

Tabla 106: Análisis para transformadores

Principio:	<b>Consistencia</b>				
Variable:	Transformadores				
Definición Operativa:	Manejo de estándares comerciales actuales en los productos utilizados para la construcción de las redes de distribución rural.			<b>Tipo de red</b>	
Código	<b>Naturaleza</b>	<b>Nivel de medición</b>	<b>Escala</b>	<b>Trenzada</b>	<b>Abierta</b>
i3	Cualitativa	Ordinal	Excelente		
			Buena		x
			Regular	x	
			Insuficiente		

Fuente: Autores

Figura 18: Estadística para la evaluación heurística del análisis técnico



Fuente: Autores

## 7.1. PRESENTACION DE RESULTADOS

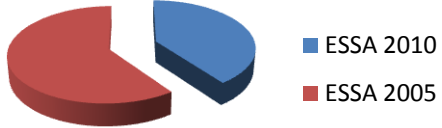
Tabla 107: Resultados de evaluación heurística

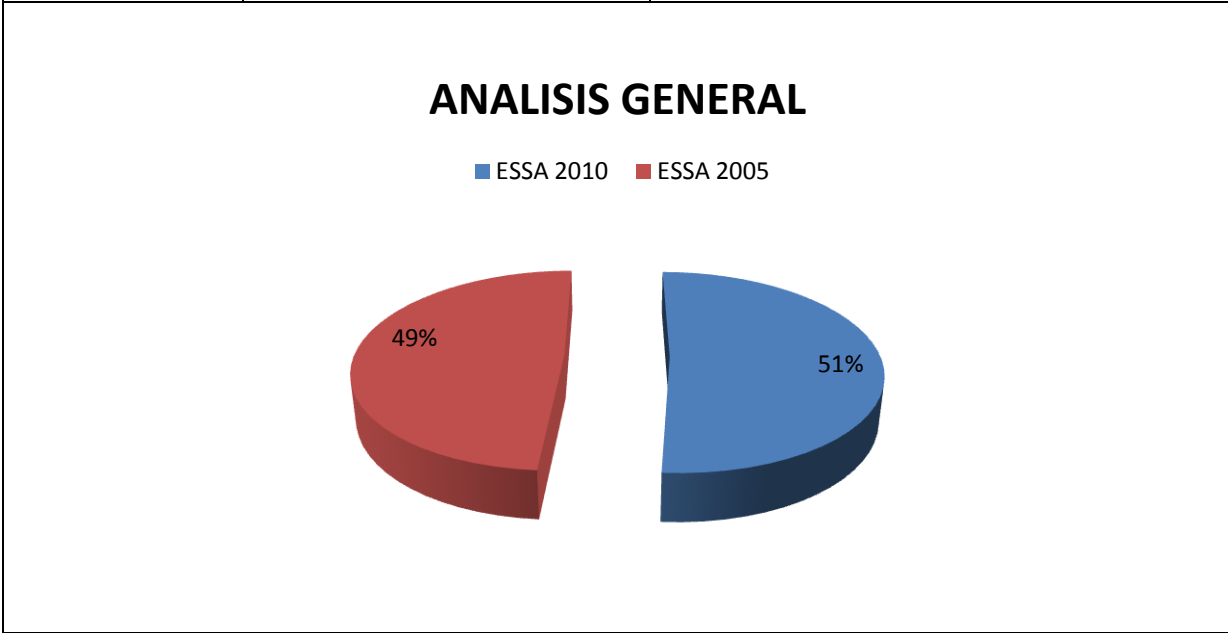
PRINCIPIO	DESCRIPCIÓN DETALLADA	GRÁFICO
<b>Seguridad</b>	La probabilidad de que una descarga atmosférica afecte el conductor desnudo para la red abierta es mayor en comparación con la red trezada, dado que para la red trezada tiene un aislamiento que impide que esto pueda ocurrir. Por tal razón, la seguridad para una red abierta en este sentido es menor.	<p><b>SEGURIDAD</b> * (Descargas atmosféricas)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
	El riesgo eléctrico que se presenta en una red trezada es menor dadas las características del conductor utilizado, por lo tanto la red abierta es más insegura.	<p><b>SEGURIDAD</b> * (Nivel de protección)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
<b>Confiabilidad</b>	Los conductores para una red abierta requieren de aisladores en las estructuras para su soporte, estos aisladores tienen unas características que se van perdiendo con el paso del tiempo debido a factores ambientales, por lo que aumenta la probabilidad de falla. Esto no sucede en la red trezada, ya	<p><b>CONFIABILIDAD</b> * (Fallas)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>

	que esta para su soporte no requiere de aisladores debido a sus características.	
<b>Durabilidad</b>	La vida útil del conductor es proporcional al nivel de protección que éste tenga. Ya que un conductor desnudo es más propenso a la corrosión y demás efectos que se puedan presentar por factores ambientales.	<p><b>DURABILIDAD</b> * (Conductor)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
<b>Disponibilidad</b>	En la nueva metodología de diseño el número de usuarios está limitado por la capacidad del transformador ya que para esta se tiene transformadores hasta de 10 KVA. Teniendo en cuenta que comercialmente hay transformadores monofásicos hasta de 50 KVA. Esta restricción en la nueva normativa hace que sea necesario el uso de mayor cantidad de transformadores.	<p><b>DISPONIBILIDAD</b> * (Usuarios finales)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
	En la nueva metodología de diseño la carga instalada por usuario está dada por 0.8 KVA diversificados, esto es una limitante para la cantidad de electrodomésticos que se puedan tener en una vivienda.	<p><b>DISPONIBILIDAD</b> *(Carga usuarios finales)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>

<b>Mantenimiento</b>	<p>El mantenimiento en la red abierta es más exigente ya que su montaje tiene mayor cantidad de componentes sensibles al ambiente.</p>	<p><b>MANTENIMIENTO</b> *(Estructuras)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
	<p>Los requerimientos de herramienta y componentes para el mantenimiento de la red trenzada son menores debido a que solo se tiene un calibre de conductor.</p>	<p><b>MANTENIMIENTO</b> *(Normalización de los elementos)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
<b>Comprensión</b>	<p>El uso de tablas que presenta la adenda es una forma más organizada para la interpretación de los datos utilizados para el diseño.</p>	<p><b>COMPRENSIÓN</b> * (Facilidad de interpretación)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
<b>Versatilidad</b>	<p>La metodología de diseño presentada en la adenda reduce el tiempo de diseño dado que ya se tiene un estándar plasmado en tablas de datos que minimizan los calculos que se debían realizar con la metodología anterior.</p>	<p><b>VERSATILIDAD</b> * (Tiempo de diseño)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>

<b>Rentabilidad</b>	<p>El manejo de pérdidas de potencia y energía en la adenda es mejor puesto que los porcentajes dados para dichas pérdidas es menor para la aprobación de un proyecto.</p>	<p><b>RENTABILIDAD</b> *(Perdidas en la red)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
	<p>Para la nueva metodología, en los casos donde la cargabilidad sea menor al 80 % se tienen unas pérdida significativas que se deben al número de usuarios instalados por transformador.</p>	<p><b>RENTABILIDAD</b> *(Pérdidas en los transformadores)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
<b>Consistencia</b>	<p>La nueva norma cita la resolución CREG 097 de 2008 para la cargabilidad de los transformadores, sin embargo esta resolución presenta los costos relacionados con el consumo de los diferentes usuarios.</p>	<p><b>CONSISTENCIA</b> * (Normas)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
	<p>La nueva adenda utiliza recursos bibliográficos para el montaje de las respectivas estructuras en los diferentes niveles de tensión.</p>	<p><b>CONSISTENCIA</b> * (Estructuras)</p> <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>

	<p>El mínimo de potencia de un transformador es 3 KVA, sin embargo este tipo de transformador no es comercial.</p>	<p><b>CONSISTENCIA</b> *(Transformadores)</p>  <p>■ ESSA 2010 ■ ESSA 2005</p>
--	--	---



Fuente: Autores

## 8. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

- A través del desarrollo del proyecto fueron necesarias diferentes disciplinas que ayudaron al desarrollo del mismo, desde varios puntos de vista lo que facilitó el análisis y la comparación de las diferentes metodologías.
- Se realizó la búsqueda de una región en el departamento de Santander que tuviera las características necesarias para aplicar la nueva metodología en cuanto el número de usuarios para justificar la demanda de energía y además caracterizar una casa tipo con base en el nivel socio-económico del lugar.
- Al realizar el diseño con la nueva normativa se pudo observar una variación en cuanto a los insumos necesarios para la construcción de la red, lo cual indicó cambios significativos en el manejo de centros de carga, límites de carga por usuario y restricciones en el uso de tipo de conductor que brinda una ventaja a la hora de la construcción de la misma.
- Desde el análisis económico se puede concluir que las necesidades de una comunidad se pueden cuantificar con el fin de poder satisfacerlas como lo son la seguridad y confiabilidad de un sistema energético los cuales brinda la nueva metodología propuesta por la ESSA E.S.P.
- Además de realizar un diseño por cada una de las propuestas de la ESSA, se encontró la necesidad de establecer una metodología de trabajo que permitiera observar con detalle los cambios más significativos. Por esta razón, se hizo un análisis de alternativas desde la parte de diseño en

donde se pudo encontrar el método de inspección heurístico que fue acoplado a las necesidades y requerimientos del proyecto y así poder realizar una evaluación más objetiva.

- Cuando se realizan cambios en una metodología existente es con el fin de garantizar y satisfacer diferentes ítems como lo son la seguridad y confiabilidad, los cuales son de vital importancia al momento de implantarlas; éstos también se producen gracias a los avances tecnológicos en nuestro campo ya que son útiles al momento de ejercer nuestra profesión.
- El objetivo general del proyecto fue alcanzado en su totalidad gracias a las metodologías planteadas, las cuales contribuyeron a un desarrollo óptimo desde un punto de vista ingenieril.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1]NORMA PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN – Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2005
- [2]NORMA INSTALACIONES ELÉCTRICAS RURALES-Adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P 2010
- [3]CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO – Norma Técnica Colombiana NTC 2050
- [4]NORMA DE DISEÑO REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA– Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P
- [5]NORMAS DE CONSTRUCCIÓN DE REDES AEREAS RURALES DE DISTRIBUCION- CODENSA S.A. E.S.P.
- [6] Nielsen, J., and Molich, R. (1990). Heuristic evaluation of user interfaces, Proc. ACM CHI'90 Conf. (Seattle, WA, 1-5 April), 249-256.
- [7]Nielsen, J. Mack, R.L. Usability Inspection Methods. John Wiley & Sons. New York, NY
- [8]Nielsen, J. (1992). Finding usability problems through heuristic evaluation. Proceedings de la conferencia SIGCHI sobre factores humanos en sistemas de computación. Monterey, CA, USA, 1992. 373-380.
- [9]CONTRERAS, David. VEGA, Luis Antonio. DISEÑO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LAS VEREDAS DE RIVERAS DE SAN JUAN Y SAN PEDRO DE LAS VEGAS
- [10] Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Estadísticas Ambientales- Colombia.

**[11]** MOKATE, Karen M. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. Santafé de Bogotá: Uniandes, 1998.

**[12]** ORTIZ, Manuel José. SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y DE PROCESOS ASOCIADO AL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD PARA UNA EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO DEDICADA A LA FORMULACIÓN Y EJECUCIÓN DE PROYECTOS DEL ÁREA ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES, Bucaramanga 2008.

**[13]** Software MATLAB 7.1

**[14]** Software AUTOCAD 2010

**[15]** Software MICROSOFT OFFICE 2007