



**GUIA PARA EL DISEÑO DE REDES ELECTRICAS CON MEDIDA  
CENTRALIZADA.**

**FERNANDO DE JESÚS CASILIMAS JÁCOME  
CARMELO RAFAEL GONZÁLEZ MENDOZA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
CARTAGENA DE INDIAS D.T.C.  
NOVIEMBRE 2011.**



**GUIA PARA EL DISEÑO DE REDES ELECTRICAS CON MEDIDA  
CENTRALIZADA.**

**FERNANDO DE JESÚS CASILIMAS JÁCOME  
CARMELO RAFAEL GONZÁLEZ MENDOZA**

**Monografía presentada**

**Como requisito para optar al título de:**

**Ingeniero Electricista**

**Director:**

**MSc. OSCAR SEGUNDO ACUÑA CAMACHO**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA DE INDIAS D.T.C.**

**NOVIEMBRE 2011**

**Cartagena de Indias D.T y C, 25 de noviembre del 2011**

**Señores:**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.**

Comité de evaluación de proyecto.

La ciudad.

Estimados señores:

Cordialmente me permito presentarles a ustedes la monografía titulada:

**"GUÍA PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS CON MEDIDA CENTRALIZADA"**, desarrollada por los estudiantes del programa de Ingeniería Eléctrica, **FERNANDO DE JESÚS CASILIMAS JÁCOME Y CARMELO RAFAEL GONZÁLEZ MENDOZA.**

Con relación a dicho proyecto, el cual he realizado, lo considero de gran importancia para la formación de estudiantes a futuro, donde pueden tomar conceptos e ideas, aquí plasmadas como base de consulta y orientación en el desarrollo de cualquier actividad que haga referencia al temas de este trabajo de grado.

Cordialmente,



---

Oscar Segundo Acuña Camacho

**Cartagena de indias D.T y C. 25 de noviembre de 2011.**

Nosotros **FERNANDO DE JESÚS CASILIMAS JÁCOME Y CARMELO RAFAEL GONZÁLEZ MENDOZA** , identificados con la cédulas de ciudadanía números 8834427 de Cartagena y 73431920 del Carmen de Bolívar respectivamente, autorizamos a la **UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR** para hacer uso de nuestro trabajo de grado y publicarlo en el catalogo online de la Biblioteca.



---

Fernando de Jesús Casilimas Jácome  
CC 8834427 de Cartagena



---

Carmelo Rafael González Mendoza  
CC 73431920 del Carmen de Bolívar

**Cartagena de Indias D.T y C, 25 de Noviembre de 2011.**

**Señores:**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**

Comité de evaluación de proyectos.

La Ciudad.

Estimados Señores:

Cordialmente nos permitimos presentar a ustedes la monografía titulada:

**“GUÍA PARA EL DISEÑO DE REDES ELECTRICAS CON MEDIDA CENTRALIZADA”**, para su estudio, consideración y aprobación, como requisito para obtener el título de ingeniero Electricista, además para la aprobación del Minor de Sistemas de Potencias.

En espera que se cumpla con las normas pertinentes establecidas por la institución.

Cordialmente:



---

Fernando de Jesús Casilimas Jácome

Código: T00010218



---

Carmelo Rafael González Mendoza

Código: T00011343

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

## **Artículo 105**

La Universidad Tecnológica de Bolívar se  
Reserva el derecho de propiedad intelectual  
de todos los trabajos de grado aprobados  
y no pueden ser explotados comercialmente  
sin autorización.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. PREÁMBULO.....	2
2.1 CRITERIOS GENERALES.....	2
2.1.1 CRITERIOS ESPECÍFICOS.....	3
2.1.2 OBJETO.....	4
3. LOCALIZACIÓN.....	5
3.1 PROMOTOR O CLIENTE.....	5
3.1.1 PROYECTISTA.....	5
3.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	6
4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	9
4.1. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO.....	9
4.1.1 RESISTENCIA.....	10
4.1.2 REACTANCIA INDUCTIVA.....	11
4.1.3 CAÍDA DE TENSIÓN.....	12
4.1.4 POTENCIA A TRANSPORTAR.....	15
4.1.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	18
4.1.6 NIVELES DE POTENCIA.....	24
4.1.7 COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD.....	25
5. CÁLCULOS MECÁNICOS.....	26
5.1 DIÁMETRO DEL CONDUCTOR.....	28



<b>5.1.1</b>	<b>COEFICIENTES DE SOBRECARGA.....</b>	<b>29</b>
<b>5.1.2</b>	<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS.....</b>	<b>30</b>
<b>5.1.3</b>	<b>TENSES Y FLECHAS DE TENDIDO.....</b>	<b>32</b>
<b>5.1.4</b>	<b>VANOS IDEALES DE REGULACIÓN.....</b>	<b>33</b>
<b>5.1.5</b>	<b>TABLAS DE REGULACIÓN.....</b>	<b>34</b>
<b>6.</b>	<b>PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....</b>	<b>36</b>
<b>6.1</b>	<b>PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS.....</b>	<b>36</b>
<b>6.1.1</b>	<b>PROTECCIÓN CONTRA SOBRE INTENSIDADES.....</b>	<b>40</b>
<b>6.1.2</b>	<b>INTERRUPTOR AUTOMÁTICO.....</b>	<b>40</b>
<b>6.1.3</b>	<b>RECONECTADOR (RECLOSER).....</b>	<b>41</b>
<b>6.1.4</b>	<b>AUTO-SECCIONADOR (SECCIONALIZADOR).....</b>	<b>41</b>
<b>6.1.5</b>	<b>SECCIONADOR FUSIBLE DE EXPULSIÓN (CUT OUT).....</b>	<b>42</b>
<b>6.1.6</b>	<b>FUSIBLE.....</b>	<b>42</b>
<b>7.</b>	<b>SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>43</b>
<b>7.1</b>	<b>PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO.....</b>	<b>43</b>
<b>7.1.1</b>	<b>RED DE B.T. INSTALADA SOBRE APOYOS EXISTENTES.....</b>	<b>43</b>
<b>7.1.2</b>	<b>RED DE B.T. INDEPENDIENTE INSTALADA SOBRE NUEVOS APOYOS.....</b>	<b>43</b>
<b>7.1.3</b>	<b>ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>44</b>
<b>7.1.4</b>	<b>CONEXIONES ENTRE LA LÍNEA DE TIERRA Y LOS ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>44</b>

<b>7.1.5 GRADIENTE DE POTENCIAL.....</b>	<b>45</b>
<b>8. MEDIDA CENTRALIZADA.....</b>	<b>46</b>
<b>8.1 GLOSARIO.....</b>	<b>46</b>
<b>8.1.1 MONTAJE DE LAS REDES INTELIGENTES.....</b>	<b>47</b>
<b>8.1.2 RESTRICCIONES Y CONDICIONES A VERIFICAREN LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES INTELIGENTES.....</b>	<b>53</b>
<b>8.1.3 INFORMES FINALES.....</b>	<b>54</b>
<b>9. INSTALACIÓN FÍSICA DE LOS CONCENTRADORES.....</b>	<b>55</b>
<b>9.1 UBICACIÓN DE CONCENTRADORES EN REDES TRENZADAS EN CONFIGURACIÓN NORMAL.....</b>	<b>55</b>
<b>9.1.1UBICACIÓN DE CONCENTRADORES EN REDES TRENZADAS EN CONFIGURACIÓN ESPECIAL.....</b>	<b>55</b>
<b>9.1.2 UBICACIÓN DE LOS BAJANTES DE COMUNICACIÓN.....</b>	<b>57</b>
<b>9.1.3 INSTALACIÓN DE LA MACROMEDIDA.....</b>	<b>57</b>
<b>10. UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....</b>	<b>58</b>
<b>10.1UNIDADES CONSTRUCTIVAS SEGÚN TIPO DE CONFIGURACIÓN.....</b>	<b>58</b>
<b>10.1.1 MONTAJE MEDIDA CENTRALIZADA EN CONFIGURACIÓN NORMAL.....</b>	<b>58</b>
<b>10.1.2 MONTAJE MEDIDA CENTRALIZADA EN CONFIGURACIÓN ESPECIAL.....</b>	<b>63</b>
<b>11. CONCLUSIONES.....</b>	<b>68</b>
<b>12. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>69</b>
<b>13. ANEXOS.....</b>	<b>70</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Sobretensión por Maniobra.....	37
<b>Figura 2.</b> Histograma de sobretensión por maniobra.....	38
<b>Figura 3.</b> Display para usuario tipo residencial.....	48
<b>Figura 4.</b> Características cable de caja esclava a Display Referencia 3107 – EIA industrial. Rs-485. Dos pares 4 Hilos. 22 AWG.....	49
<b>Figura 5.</b> Modem de concentrador Maestro.....	50
<b>Figura 6.</b> TPO de descarga.....	51
<b>Figura 7.</b> BPI(concentradores).....	51
<b>Figura 8.</b> Esquema Eléctrico para la construcción de Redes con Medida centralizada.....	52
<b>Figura 9.</b> Montaje de caja para medida centralizada poste o vano de 9m. Configuración normal.....	59
<b>Figura 10.</b> Montaje caja de medida centralizada en vano y poste de 9m Fin de Línea BT.....	61
<b>Figura 11.</b> Montaje de caja en vano con transformador y soporte en U en configuración especial.....	64
<b>Figura 12a.</b> Montaje caja de medida centralizada en poste de configuración Especial .Alineación MT y Fin de línea Baja tensión .....	66

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Formato de localización del Proyecto.....	<b>5</b>
<b>Tabla 2.</b> Formato del Promotor o Cliente.....	<b>5</b>
<b>Tabla 3.</b> Datos del Ingeniero Proyectista.....	<b>6</b>
<b>Tabla 4.</b> Red de Media Tensión (MT).....	<b>7</b>
<b>Tabla 5.</b> Red de Baja Tensión (BT).....	<b>8</b>
<b>Tabla 6.</b> Intensidad de cortocircuito admisible en conductores de cobre, Aislados con polietileno reticulado (A).....	<b>10</b>
<b>Tabla 7.</b> Resistencia por Conductor en función de la temperatura.....	<b>11</b>
<b>Tabla 8.</b> Caída de Tensión para diferentes Conductores de Acometidas.....	<b>14</b>
<b>Tabla 9.</b> Caída de Tensión para diferentes Conductores de Línea.....	<b>15</b>
<b>Tabla 10.</b> Potencia Máxima limitada por Intensidad Máxima- Conductores de Acometidas.....	<b>17</b>
<b>Tabla 11.</b> Potencia Máxima limitada por Intensidad Máxima- Conductores de Línea y Acometidas.....	<b>18</b>
<b>Tabla 12.</b> Porcentaje de pérdidas de Potencia –Conductores de Acometidas.....	<b>22</b>
<b>Tabla 13.</b> Porcentaje de pérdidas de Potencia – Conductores de línea y Acometida.....	<b>23</b>
<b>Tabla 14.</b> Niveles de Potencia.....	<b>24</b>
<b>Tabla 15.</b> Coeficiente de Simultaneidad.....	<b>25</b>

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 16.</b> Hipótesis de cálculo Según Zonas de Influencia.....	<b>27</b>
<b>Tabla 17.</b> Diámetro y conductores para cálculo mecánico por efecto del viento.....	<b>28</b>
<b>Tabla 18.</b> Coeficiente de Sobrecarga y Conductores de Líneas.....	<b>30</b>
<b>Tabla 19.</b> Características mecánicas de los conductores (Tensiones Máximas).....	<b>31</b>
<b>Tabla 20.</b> Tensiones máximas – Conductores de Línea y Acometida.....	<b>31</b>
<b>Tabla 21.</b> Niveles de potencia y alcance.....	<b>51</b>
<b>Tabla 22.</b> Unidades Constructivas Configuración Normal poste 9m en Baja Tensión.....	<b>60</b>
<b>Tabla 23.</b> Unidades Constructivas Configuración Normal poste 9m Fin de Línea en Baja Tensión.....	<b>62</b>
<b>Tabla 24.</b> Unidades Constructivas Configuración especial con soporte en U .....	<b>65</b>
<b>Tabla 25.</b> Unidades Constructivas Configuración especial.....	<b>67</b>

## **1. INTRODUCCIÓN**

Las Redes Eléctricas, constituyen una parte fundamental en el día a día del ser humano ya que estas le brindan un mejor nivel de vida y les ayuda a suplir sus necesidades.

Debido a las pérdidas y a los fraudes encontrados en las redes tanto de Media como de Baja Tensión, se han establecido nuevas formas de diseño como lo son: El diseño de redes en configuración especial para proteger la red de baja tensión con la red de media tensión y La medida centralizada cuyo trabajo es evitar el robo de energía por predio. Por tal razón, es de vital importancia que se realicen diseños bien estructurados, y aún más importante cumplir con las normativas asociadas a la construcción y diseño de redes eléctricas, como lo son: el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas(RETIE), Institute of Electrical and Electronics Engineers(IEEE), NTC 2050, entre otras.

Esta combinación de resultados va a dar un beneficio tanto al usuario de la energía como al operador de red; ya que el operador de red va a perder menos energía, y el usuario le va a llegar el voltaje que necesita y va a tener un mejor servicio.

## **2. PREÁMBULO**

Para la elaboración de este proyecto se tuvieron en cuenta los siguientes criterios generales y específicos definidos durante la etapa de diseño.

### **2.1 CRITERIOS GENERALES**

Aplicación de especificaciones, Normas Técnicas y procedimientos de proyectos tipo tales como:

- Proyecto tipo de líneas eléctricas subterráneas de 13.2, 24.9 y 34.5 kv.
- Proyecto tipo de líneas eléctricas aéreas de 13.2 y 34.5 kv sin neutro.
- Proyecto tipo de líneas eléctricas subterráneas de baja tensión.
- Proyecto tipo de líneas eléctricas aéreas de baja tensión.
- Proyecto tipo de centros de transformación tipo poste.
- Utilización de Unidades Constructivas Singulares, definidas en la Normativa de Redes Eléctricas MT/BT.
- Cumplimiento de todos los parámetros establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.
- Utilización de la tasa de crecimiento vegetativa del 0% para usuarios residenciales.
- Adición de carga correspondiente al alumbrado público, con potencia por luminaria de 70 W y factor de potencia de 0.9, considerando una luminaria en cada poste.
- Asegurar que la corriente circulante por el conductor sea inferior a la corriente nominal del conductor analizado.
- Aplicación del método de Kva. x metro descrito en el proyecto TIPO para la determinación de regulación eléctrica y pérdidas.
- Garantizar las distancias de seguridad establecidas en el artículo 15 del Anexo General del RETIE en la construcción.

- Garantizar la seguridad tanto del personal como del público en general, con el cumplimiento de los requisitos de puesta a tierra que le apliquen, establecidos en el artículo 15 del Anexo General del RETIE.
- Cumplimiento durante la construcción de todos los requisitos específicos para el proceso de distribución establecidos en el capítulo VI del Anexo General del RETIE.

### **2.1.1 CRITERIOS ESPECÍFICOS**

- Utilización de Posteria aprobada por la Norma Unión FENOSA, con alturas de 9, 12 y 14m y capacidades de rotura de 510, 750 y 1050 kg, y 300, 500 y 800 daN. Todos los cálculos mecánicos de las estructuras se llevan a cabo cumpliendo los parámetros establecidos en el RETIE.
- Utilización de Transformadores aprobados por la norma Unión FENOSA.
- Utilización de Seccionadores Fusible 24.5kV 100A, en el lado primario del transformador.
- Manejo de fusibles tipo D con capacidad de acuerdo a transformador a proteger.
- Uso de pararrayos fijados en tanque.
- Implementación de Conectores tipo cuña a Presión, Conectores de Perforación, Terminal compresión Bi-metálico Pletina para BT, Conectores de Compresión.
- Uso de Crucetas de Madera aprobadas y el correspondiente herraje para este tipo de armado.
- Utilización de Aislador Tensor en media y baja tensión. Diseño de retenida en todos los postes que lo ameriten para los conjuntos de media y baja tensión.
- Utilización de abrazaderas de 140mm, 160mm y 180mm en los casos que se requieran. Los elementos utilizados en la fijación del transformador deben soportar por lo menos 2.5 veces el peso de este.
- Uso en BT de conductores trenzados Triplex y Cuádruples calibres 1/0AWG y 4/0 AWG



- Para red chilena se proyecta tender cable de acero galvanizado de 3/8" como hilo mensajero para sujetar las acometidas y se colocan Bidas de Sujeción cada 20 cm. Como elemento de fijación del hilo mensajero se utilizan abrazaderas con Tuerca de ojo.
- Enlace a tierra sólida todas las cubas y neutro de cada transformador, los pararrayos y los Seccionadores de fusible.
- Colocación de neutro a tierra en todos los fines de circuito de BT.
- Colocación en tierra de todo armado Fin de línea de MT.
- El desmontaje de las estructuras de telecomunicaciones asociadas a los postes a cambiar, queda a cargo de los dueños de dichas redes, previo aviso de los trabajos a realizar.

### **2.1.2 OBJETO**

Se pretende con la ejecución de este proyecto la energización del sector sometido a estudio utilizando red trenzada triplex protegida, mediante el tendido de red en Media Tensión utilizando la configuración especial en bandera y la configuración normal en Posteria de 9 mts.

### 3 LOCALIZACIÓN

Se debe especificar donde está ubicado el proyecto a trabajar, si es urbano o rural y que tipo de proyecto es. En tabla 1 se muestra el formato de localización del proyecto

**Tabla 1. Formato de localización del Proyecto.**

NOMBRE	REMODELACIÓN DE REDES
DIRECCIÓN	UBICACIÓN DEL PROYECTO
BARRIO/ VEREDA/ CORREGIMIENTO	UBICACIÓN DEL PROYECTO
MUNICIPIO	UBICACIÓN DEL PROYECTO
DEPARTAMENTO	UBICACIÓN DEL PROYECTO
NIVEL DE ELECTRIFICACIÓN (RURAL / URBANO)	13.200KV. MONOFÁSICO (URBANO)

#### 3.1 PROMOTOR O CLIENTE

Hace referencia a las dos partes a intervenir en el proyecto tanto el cliente quien solicita el proyecto y el contratista que lo ejecuta. En la tabla 2 aparece el formato para los datos del Promotor o Cliente

**Tabla 2. Formato del Promotor o Cliente.**

NOMBRE	QUIEN REQUIERE EL PROYECTO
NIT O CEDULA	IDENTIFICACIÓN DEL QUE REQUIERE EL PROYECTO
DIRECCIÓN	UBICACIÓN DE QUIEN REQUIERE EL PROYECTO
TELÉFONO	DE QUIEN REQUIERE EL PROYECTO

### 3.1.1 PROYECTISTA.

Es la persona encargada de realiza el diseño, en este caso, es el ingeniero electricista. En la Tabla 3 aparecen todos los datos que lo identifican como Ingeniero.

**Tabla 3. Datos del Ingeniero Proyectista.**

NOMBRE DE LA FIRMA	QUIEN ELABORA EL PROYECTO
NOMBRE DEL PROYECTISTA	INGENIERO DISEÑADOR
NIT	DE QUIEN ELABORA EL PROYECTO
CEDULA	DEL INGENIERO DISEÑADOR
MATRICULA PROFESIONAL	DEL INGENIERO DISEÑADOR
DIRECCIÓN	UBICACIÓN DE QUIEN ELABORA EL PROYECTO
TELÉFONO	INGENIERO DISEÑADOR

### 3.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se describe los datos principales, en dos tablas que contienen los formatos con la información de las redes de media y baja tensión en el diseño eléctrico, para este tipo de proyecto.

En las tablas 4 y 5 se presenta los datos generales del proyecto en la parte de Media y baja tensión respectivamente.

Tabla 4. Red de Media Tensión (MT)

TENSIÓN NOMINAL DE SERVICIO (KV)	13.2
CAPACIDAD TOTAL NOMINAL INSTALADA (KVA)	Definida por el tipo de proyecto
FACTOR DE POTENCIA	0.9
UBICACIÓN (PUNTO DE CONEXIÓN)	Punto de alimentación del proyecto
ELEMENTO DE CORTE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN	Cortacircuitos
LONGITUD TOTAL A CONSTRUIR MT (MTS)	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
CONDUCTOR: MATERIAL, CALIBRE	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
CONFIGURACIÓN ESTÁNDAR (ARMADO)	BANDERA CRUCETA DE MADERA O METÁLICA CON RT
No. DE CIRCUITOS (SIMPLE O DOBLE)	SIMPLE MONOFÁSICO
TIPO DE AISLADOR DE SUSPENSIÓN	AISLADOR COMPOSITE 13,2 KV
TIPO DE AISLADOR RÍGIDO ("LINE POST")	AISLADOR COMPOSITE LINE POST 34,5 KV - AISLADOR COMPOSITE LINE POST 13,2 KV
No DE POSTES DE ALINEACIÓN	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No DE POSTES DE ÁNGULO	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No DE POSTES DE ANCLAJE (DOBLE RETENCIÓN)	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto

No DE POSTES DE FIN DE LÍNEA	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No DE POSTES ESPECIALES	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No TOTAL DE POSTES	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No TOTAL DE CANTONES	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
VANO MEDIO (M)	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto

Tabla 5. Red de Baja Tensión (BT)

TENSIÓN NOMINAL DE SERVICIO (V)	240/120
LONGITUDES 3 HILOS + CHILENA (MTS)	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
MATERIAL Y CALIBRE DEL CONDUCTOR	CABLE TRIPLEX 2x4/0 AAAC + 1x4/0 AAAC XLP -90ª 600 V
No DE TOTAL DE POSTES BT	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No TOTAL DE POSTES DE MT CON RED DE BT (MIXTOS)	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
DERIVACIONES	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No. PUESTAS A TIERRA	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto
No DE LUMINARIAS	Corresponden a las especificaciones de acuerdo al diseño del proyecto

## 4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

En esta sección se describirán los diferentes tipos de cálculos eléctricos que debemos aplicar en este diseño, ya que son de gran importancia para el desarrollo de este proyecto como tal, los cuales nos brindan confiabilidad para la toma de decisiones antes de poner en funcionamiento cualquier montaje eléctrico. Además debemos tener en cuenta los conceptos básicos de voltaje, intensidad, resistencia y potencia para el buen manejo de las ecuaciones aplicadas a este capítulo.

Todos los cálculos eléctricos relativos al PROYECTO DE BAJA TENSIÓN han sido realizados de acuerdo con los “Criterios de Diseño y de Construcción de Redes Aéreas de Distribución”.

Para asegurar que los cálculos eléctricos consignados en estas tablas no tengan variaciones considerables se deben cumplir las distancias entre vanos en la red proyectada nueva (distancias entre postes primarios o secundarios nuevos).

*(Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1. Unión Fenosa).*

### 4.1. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza mediante un proceso adiabático (a calor constante).

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección  $s$ , viene dada por:

$$i_{cc} = k \cdot s \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} (A) \quad (\text{Ec } 1)$$

Dónde:

$i_{cc}$ : Intensidad máxima de cortocircuito (A).

$k$  : Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En este caso se toman como valores 143 para el cobre y 93 para el aluminio.

$s$ : Sección del conductor ( $mm^2$ ).

$t$ : Tiempo de duración del cortocircuito (s).

Sustituyendo los valores para las secciones normalizadas, en la Ecuación 1 obtenemos los valores representados en la siguiente tabla 6

(Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.1. Unión Fenosa*).

Tabla 6 Intensidad de cortocircuito admisible en conductores de cobre, aislados con polietileno reticulado (A)

Duración del Del cortocircuito (s)	Conductor		
	Cu # 8 AWG	Cu # 6 AWG	Cu # 4 AWG
0.1	3785	6014	9564
0.2	2676	4253	6763
0.3	2185	3472	5522
0.5	1693	2690	4277
1.0	1197	1902	3024
1.5	977	1553	2469
2.0	846	1345	2139
2.5	757	1203	1913
3.5	691	1098	1746

#### 4.1.1 RESISTENCIA

El valor de la resistencia por unidad de longitud, para corriente continua y a la temperatura  $\theta$ , vendrá dado por la siguiente.

Expresión:

$$R_{\theta}'' = R_{20}'' [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \quad (Ec2)$$

Dónde:

$R_{\theta}''$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta$  °C  
 $[\Omega/km]$

$R_{20}''$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C  
 $[\Omega/km]$

$\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura. Esta variable adopta un valor de 0,00393 para el cobre suave y 0,00403 para el aluminio (°C-1).

$\theta$ : Temperatura de servicio del conductor (°C).

En la tabla 7 se observan los valores de la resistencia de los conductores normalizados (Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.2. Unión Fenosa*)

Tabla 7 Resistencia por Conductor en función de la temperatura

Conductor	$R_{20}'' [\Omega/km]$	$R_{75}'' [\Omega/km]$	$R_{90}'' [\Omega/km]$
Cu # 8 AWG	2.275	2.767	2.901
Cu # 6 AWG	1.431	1.740	1.825
Cu # 4 AWG	0.900	1.095	1.148
ACC # 6 AWG	2.155	2.416	2.633
ACC # 2 AWG	0.860	1.051	1.103
AAAC # 2 AWG	0.999	1.220	1.281
AAC # 1/0 MCM	0.539	0.658	0.691
AAAC # 1/0 MCM	0.626	0.765	0.803
AAC# 4/0 MCM	0.269	0.329	0.345
AAAC # 4/0 MCM	0.312	0.381	0.400
AAC#336.4 MCM	0.169	0.206	0.217

En los conductores concéntricos de cobre se toma la resistencia del neutro igual a la de las fases, por ser los valores muy parecidos. Para los cálculos despreciamos el efecto pelicular, y por lo tanto, suponemos equivalentes los valores de resistencia del conductor con corriente continua y con corriente alterna.

#### 4.1.2 REACTANCIA INDUCTIVA

La reactancia X del conductor varía con el diámetro y la separación de los conductores.



En el caso de los conductores trenzados se adopta el valor de  $X = 0,1 \Omega/\text{km}$ , que se puede introducir en los cálculos sin error apreciable. Esta constante de 0.1 es tomada como un valor estándar para conductores trenzados.

Este valor también se puede emplear para los cálculos relativos a los conductores concéntricos de cobre debido a que en éstos el valor real de la reactancia será incluso menor. *(Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.3. Unión Fenosa).*

### 4.1.3 CAÍDA DE TENSIÓN

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quieren tantear diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de cada tramo de línea. *(Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.4. Unión Fenosa).*

Podemos expresar la caída de tensión en una línea trifásica equilibrada como:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{(R+X \cdot \text{tag}\phi)}{U} \text{ PL (V) (Ec 3)}$$

La caída de tensión relativa, en tanto por ciento, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e = 10^5 \frac{(R+X \cdot \text{tag}\phi)}{U^2} \cdot \text{P.L} [\%] \text{ (Ec 4)}$$

Siendo:

$\Delta U$ : Caída de tensión (V).

$e$ : Caída de tensión relativa (%).

$R$ : Resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$X$ : Reactancia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\phi$ : Desfase entre tensión e intensidad.

$U$ : Tensión entre fases (V).

$P$ : Potencia consumida por la carga alimentada por la línea (kW)

$L$ : Longitud del tramo de línea (km).

Al producto  $M = P \cdot L$  se le denomina momento eléctrico de la carga  $P$ , situada a la distancia  $L$  del origen de la energía.

Para una línea monofásica la caída de tensión se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{Tag}\phi)]}{U} \cdot PL \cdot [V] \quad (\text{Ec } 5)$$

Y la caída de tensión relativa en tanto por ciento:

$$e = 10^5 \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{Tag}\phi)]}{U^2} \cdot PL \cdot [\%] \quad (\text{Ec } 6)$$

Dónde:

$\Delta U$ : Caída de tensión (V).

$e$ : Caída de tensión relativa. [%]

$R_f$ : Resistencia del conductor de fase ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R_n$ : Resistencia del conductor de neutro ( $\Omega/\text{km}$ ).

$X$ : Reactancia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\phi$ : Desfase entre tensión e intensidad.

$U$ : Tensión entre fases [V]

P: Potencia consumida por la carga alimentada por la línea (kW).

L: Longitud del tramo de línea (km).

En el caso de las líneas monofásicas bi-tensión (120/240 V) a tres hilos se considerará la carga equilibrada y, por lo tanto, equivalente a una línea monofásica a 240 V.

En las tablas 8 y 9 se muestran los valores de caída de tensión para los diferentes conductores y tensiones, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea. *(Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.4. Unión Fenosa).*

Tabla 8 Caída de Tensión para diferentes Conductores de Acometidas

Conductor	Tensión	Caída de Tensión Conductores de Acometidas [e %]		
		$\cos\phi = 0.8$	$\cos\phi = 0.9$	$\cos\phi = 1$
Circuito Monofásico				
Conc 2 # 8	120 v	41.33 P.L	40.96 P.L	40.29 P.L
	240 v	10.33 P.L	10.24 P.L	10.07 P.L
Conc 3 # 8				
Conc 2 # 6	120 v	26.38 P.L	26.02 P.L	25.34 P.L
	240 v	6.60 P.L	6.50 P.L	6.34 P.L
Conc 3 # 6				
Conc 3 # 4		4.25 P.L	4.15 P.L	3.98 P.L
Dúplex # 6	120 v	$34.59 \cdot 10^{-3}$ P.L	$34.22 \cdot 10^{-3}$ P.L	$33.55 \cdot 10^{-3}$ P.L
	240 v	$8.65 \cdot 10^{-3}$ P.L	$8.56 \cdot 10^{-3}$ P.L	$8.39 \cdot 10^{-3}$ P.L
Triplex # 6	240 v			
Circuito Trifásico				
Conc 4 # 6	208 v	4.39 P.L	4.33 P.L	4.22 P.L
	240 v	3.30 P.L	3.25 P.L	3.17 P.L
Conc 4 # 4	208 v	2.83 P.L	2.76 P.L	2.65 P.L
	240 v	2.12 P.L	2.08 P.L	1.99 P.L

Tabla 9. Caída de Tensión para diferentes Conductores de Línea

Conductor	Tensión	Caída de Tensión Conductores de Línea[e %]		
		$\cos\phi= 0.8$	$\cos\phi= 0.9$	$\cos\phi= 1$
Circuito Monofásico				
Triplex # 2	240 v	4.40 P.L	4.31 P.L	4.14 P.L
Triplex 1/0		2.58 P.L	2.76 P.L	2.59 P.L
Triplex 4/0		1.55 P.L	1.46 P.L	1.29 P.L
Circuito Trifásico				
Cuádruplex 1/0	208 v	1.77 P.L	1.71 P.L	1.60 P.L
	240 v	1.33 P.L	1.28 P.L	1.20 P.L
Cuádruplex 4/0	208 v	0.97 P.L	0.91 P.L	0.80 P.L
	240 v	0.73 P.L	0.68 P.L	0.60 P.L
Cuádruplex 336.4	208 v	0.67 P.L	0.61 P.L	0.50 P.L
	240 v	0.51 P.L	0.46 P.L	0.38 P.L

Nota: Los valores de la impedancia de la línea (z) utilizados en la realización de esta tabla se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor a 90°C (Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.4. Unión Fenosa*).

#### 4.1.4 POTENCIA A TRANSPORTAR

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor, y por la caída de tensión máxima que se ha fijado, es decir, un 5 % en zona rural y un 2,5 % en zona urbana. (Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.5. Unión Fenosa*).

En zona rural de nueva electrificación se podrá admitir hasta un 10% de caída de tensión total, incluyendo la acometida, siempre que:

- a) El Transformador tenga tomas de regulación de  $\pm 5\%$  y  $\pm 2.5\%$
- b) La caída de tensión máxima admisible sea menor o igual que la diferencia entre la tensión nominal del transformador y la tensión mínima admitida en el punto de entrega de energía al cliente (final de la acometida), por el ente regulador de cada país

En este caso se admitirá una caída de tensión en acometidas hasta un 1,6 %.

La máxima potencia de transporte de un circuito de una línea trifásica equilibrada, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot U I_{max} \cdot \cos\phi_m}{1000} [KW] \quad (\text{Ec } 7)$$

Siendo:

$P_{max}$ : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: Tensión nominal entre fases de la línea (V).

$I_{max}$ : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos\phi_m$ : Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{max} = \frac{U I_{max} \cdot \cos\phi_m}{1000} [KW] \quad (\text{Ec } 8)$$

Siendo:

$P_{max}$ :: Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: Tensión nominal de la línea (V).

$I_{max}$ : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos\phi_m$ : Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En las tablas 10 y 11 aparecen los valores de potencia máxima para circuitos monofásicos y trifásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1.

(Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.5. Unión Fenosa*).

Tabla 10. Potencia Máxima limitada por Intensidad Máxima- Conductores de Acometidas

Conductor	Tensión	$\cos\phi = 0.8$	$\cos\phi = 0.9$	$\cos\phi = 1$
Circuito Monofásico				
Conc 2 x # 8	120 v	5.3	5.9	6.6
	240 v	10.6	11.9	13.2
Conc 3 x # 8				
Conc 2 x # 6	120 v	7.2	8.1	9.0
	240 v	14.4	16.2	18.0
Conc 3 x # 6				
Conc 3 x # 4		18.2	20.5	22.8
Dúplex # 6	120 v	6.7	7.6	8.4
	240 v	13.4	15.1	16.8
Triplex # 6	240 v	16.3	18.4	20.4
Circuito Trifásico				
Conc 4 x # 6	208 v	21.6	24.3	27.0
	240 v	24.9	28.1	31.2
Conc 4 x # 4	208 v	27.4	30.8	34.2
	240 v	31.6	35.5	39.5

Tabla 11. Potencia Máxima limitada por Intensidad Máxima- Conductores de Línea y Acometidas

Conductor	Tensión	$\cos\phi = 0.8$	$\cos\phi = 0.9$	$\cos\phi = 1$
Circuito Monofásico				
Triplex # 2	240 v	28.8	32.4	36.0
Triplex 1/0		39.4	44.3	49.2
Triplex 4/0		57.6	64.8	72.0
Circuito Trifásico				
Cuádruplex 1/0	208 v	53.3	60.0	66.6
	240 v	61.5	69.2	76.9
Cuádruplex 4/0	208 v	79.3	89.2	99.1
	240 v	91.5	102.9	114.3
Cuádruplex 336.4	208 v	106.6	120.0	133.3
	240 v	123.0	138.4	153.8

#### 4.1.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de la misma. Para una línea trifásica o monofásica vendrán dadas, por la Ecuación 9 y 10 respectivamente: (Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.6. Unión Fenosa*).

$$P_p = 3R_f L \cdot I^2 [W] \text{ (Ec 9)}$$

$$P_p = (R_f + R_n) \cdot L \cdot I^2 [W] \text{ (Ec 10)}$$

Dónde:

$P_p$ : Pérdidas de potencia de la línea (W).

$R_f$ : Resistencia del conductor de fase por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R_n$ : Resistencia del conductor neutro por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

$L$ : Longitud de la línea (km).

$I$ : Intensidad de la línea (A).

La potencia transportada por la línea, para el caso de una línea trifásica, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cos\phi [W] \text{ (Ec 11)}$$

Mientras que para una línea monofásica la expresión se muestra a continuación:

$$P = U \cdot I \cos\phi [W] \text{ (Ec 12)}$$

Siendo:

$P$ : Potencia transportada por la línea (W).

$U$ : Tensión entre fases de la línea (V).

$I$ : Intensidad de la línea (A).

$\cos\phi$ : Factor de potencia de la línea.

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada. De esta manera se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ec } 13)$$

Remplazando la Ecuación 9 y 11 en la Ecuación 13 tenemos la siguiente expresión de porcentaje de potencia perdida en la línea

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 = 100 \frac{3R_f L I^2}{\sqrt{3} \cdot U I \cos\phi} \frac{\text{Ec } 9}{\text{Ec } 11} = 100 \frac{\sqrt{3} \cdot R_f L I}{U \cos\phi} [\%] \quad (\text{Ec } 14)$$

Despejando de la Ecuación 11 la Intensidad, que hace referencia a la potencia transportada por la línea trifásica tenemos la siguiente Ecuación:

$$P = \sqrt{3} \cdot U I \cos\phi [W] \quad (\text{Ec } 11)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cos\phi} [A] \quad (\text{Ec } 15)$$

Sustituyendo el valor de la intensidad en este caso la ecuación 15, en la Ecuación 14. Finalmente tenemos la expresión Trifásica de porcentaje de potencia perdida en la línea.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cos\phi} [A] \quad (\text{Ec } 15)$$

$$100 \frac{\sqrt{3} \cdot R_f L I}{U \cos\phi} [\%] \quad (\text{Ec } 14)$$



$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot R_f \cdot L}{U^2 \cos^2 \phi} [\%] \quad (\text{Ec } 16)$$

Siendo:

$P$ : Potencia consumida (W).

$R_f$ : Resistencia del conductor de fase por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

$L$ : Longitud de la línea (km).

$U$ : Tensión entre fases de línea (V).

$\cos \phi$ : Factor de potencia de la línea.

De forma análoga, para el caso de una línea monofásica obtenemos los siguientes resultados.

Teniendo la relación de porcentaje de potencia perdida en la línea. Dada por la Ecuación 13.

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ec } 13)$$

Remplazando la Ecuación 10 y 12 en la Ecuación 13 tenemos la siguiente expresión de porcentaje de potencia perdida en la línea para el sistema monofásico

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 = 100 \frac{(R_f + R_n) \cdot L \cdot I^2}{U I \cos \phi} \frac{\text{Ec } 10}{\text{Ec } 12} = 100 \frac{(R_f + R_n) \cdot L \cdot I}{U \cos \phi} [\%] \quad (\text{Ec } 17)$$

Despejando de la Ecuación 12 la Intensidad, que hace referencia a la potencia transportada por la línea monofásica tenemos la siguiente Ecuación:

$$P = U I \cos\phi [W] \quad (\text{Ec } 12)$$

$$I = \frac{P}{U \cos\phi} [A] \quad (\text{Ec } 18)$$

Sustituyendo el valor de la intensidad en este caso la ecuación 18, en la Ecuación 17. Finalmente tenemos la expresión monofásica de porcentaje de potencia perdida en la línea.

$$I = \frac{P}{U \cos\phi} [A] \quad (\text{Ec } 18)$$

$$100 \frac{(R_f + R_n) \cdot L \cdot I}{U \cos\phi} [\%] \quad (\text{Ec } 17)$$

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot (R_f + R_n) \cdot L}{U^2 \cos^2\phi} [\%] \quad (\text{Ec } 19)$$

En la tabla 12 y tabla 13 se muestran los porcentajes de pérdida de potencia en función de la potencia y de la distancia, para las dos tensiones objeto de este proyecto y para diferentes valores del factor de potencia.

Tabla 12. Porcentaje de pérdidas de Potencia - Conductores de Acometidas

Conductor	Tensión	Perdidas de Potencia [%]		
		$\cos\phi = 0.8$	$\cos\phi = 0.9$	$\cos\phi = 1$
Circuito Monofásico				
Conc 2 x # 8	120 v	$\frac{PL}{15.88}$	$\frac{PL}{20.10}$	$\frac{PL}{24.82}$
	240 v	$\frac{PL}{163.54}$	$\frac{PL}{80.42}$	$\frac{PL}{99.28}$
Conc 3 x # 8				
Conc 2 x # 6	120 v	$\frac{PL}{25.25}$	$\frac{PL}{31.96}$	$\frac{PL}{39.46}$
	240 v	$\frac{PL}{101.02}$	$\frac{PL}{127.85}$	$\frac{PL}{157.84}$
Conc 3 x # 6				
Conc 3 x # 4		$\frac{PL}{160.61}$	$\frac{PL}{203.28}$	$\frac{PL}{250.96}$
Dúplex # 6	120 v	$52.42 \cdot 10^{-3} PL$	$41.42 \cdot 10^{-3} PL$	$33.55 \cdot 10^{-3} PL$

	240 v	$13.11 \cdot 10^{-3} PL$	$10.35 \cdot 10^{-3} PL$	$8.39 \cdot 10^{-3} PL$
Triplex # 6				
Circuito Trifásico				
Conc 3 x # 4	208 v	$\frac{PL}{151.75}$	$\frac{PL}{192.06}$	$\frac{PL}{237.11}$
	240 v	$\frac{PL}{202.03}$	$\frac{PL}{255.70}$	$\frac{PL}{315.67}$
Conc 3 x # 4 Ojo está en la tabla original revisar	208 v	$\frac{PL}{241.28}$	$\frac{PL}{305.37}$	$\frac{PL}{377.00}$
	240 v	$\frac{PL}{321.23}$	$\frac{PL}{406.56}$	$\frac{PL}{501.92}$

Nota En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor a 90°C. (Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.6. Unión Fenosa).

Tabla 13 Porcentaje de pérdidas de Potencia - Conductores de línea y Acometidas

Conductor	Tensión	Perdidas de Potencia [%]		
		$\cos\phi = 0.8$	$\cos\phi = 0.9$	$\cos\phi = 1$
Circuito Monofásico				
Triplex # 2	240 v	$\frac{PL}{154.67}$	$\frac{PL}{195.75}$	$\frac{PL}{241.67}$
Triplex # 1/0		$\frac{PL}{246.81}$	$\frac{PL}{312.36}$	$\frac{PL}{385.63}$
Triplex # 4/0		$\frac{PL}{494.89}$	$\frac{PL}{626.34}$	$\frac{PL}{773.26}$
Circuito Trifásico				
Cuádruplex 1/0	208 v	$\frac{PL}{400.68}$	$\frac{PL}{507.11}$	$\frac{PL}{626.06}$
	240 v	$\frac{PL}{533.45}$	$\frac{PL}{675.14}$	$\frac{PL}{833.51}$
Cuádruplex 1/4	208 v	$\frac{PL}{802.85}$	$\frac{PL}{1016.10}$	$\frac{PL}{1254.45}$
	240 v	$\frac{PL}{1068.88}$	$\frac{PL}{1352.80}$	$\frac{PL}{1670.12}$
Cuádruplex 336.4	208 v	$\frac{PL}{1277.90}$	$\frac{PL}{1617.35}$	$\frac{PL}{1996.72}$

	240 v	$\frac{PL}{1701.35}$	$\frac{PL}{2153.27}$	$\frac{PL}{2658.36}$
--	-------	----------------------	----------------------	----------------------

Nota: En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor a 90°C. (Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.6. Unión Fenosa*).

Para determinar el porcentaje de pérdidas de potencia, en el caso de varias cargas conectadas a diferentes distancias, se realizará el sumatorio de cada uno de los productos, tal y como se muestra en las siguientes expresiones:

Para un sistema Trifásico:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{R_f \sum_{i=1}^n P_i L_i}{U^2 \cos^2 \phi} [\%] \text{ (Ec 20)}$$

Para un sistema Monofásico:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{(R_f + R_n) \sum_{i=1}^n P_i L_i}{U^2 \cos^2 \phi} [\%] \text{ (Ec 21)}$$

(Tomado del libro; *Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.6. Unión Fenosa*).

#### 4.1.6 NIVELES DE POTENCIA

Para la realización de los cálculos en un diseño de redes de Baja Tensión (B.T.) se emplearán los niveles de potencia definidos en la tabla 14.

Tabla 14. Niveles de Potencia

Nivel de electrificación	Red Rural	Red Urbana
BAJO	0,9 kW	3,6 kW.
MEDIO	1,6 kW.	4,8 kW.
ALTO	2,4 kW.	6 kW.

Nota: Los niveles de electrificación se escogen de acuerdo al estrato del sector.

Bajo: Estratos 1 y 2.  
Medio: Estratos 3 y 4.  
Alto: Estratos 5 y 6.

En el caso de existir alguna vivienda o edificio con un grado de electrificación clasificado como cliente singular (mayor de 6 kW), para el cálculo se considerarán las potencias reales. Así mismo, las áreas suburbanas de nivel bajo se considerarán como rurales. *(Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.7. Unión Fenosa).*

#### 4.1.7 COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD

Para el cálculo de las caídas de tensión en las redes se considerará que las cargas los usuarios no estarán conectadas de forma simultánea.

Tal y como se indica en el documento, los coeficientes de simultaneidad en función del número de suministros de la línea son los que muestra en tabla 15.

Tabla 15. Coeficiente de Simultaneidad

Número de Suministros	1	2 a 4	5 a 15	> 15
Ns	1	0.8	0.6	0.4

Nota: El coeficiente de simultaneidad se escoge según el número de suministros asociados al transformador que alimenta la zona.

*(Tomado del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 2.1.8. Unión Fenosa).*

## 5. CÁLCULOS MECÁNICOS

En este apartado se ubican los cálculos mecánicos de apoyos y conductores a realizar en el proyecto. Los cálculos mecánicos son un componente fundamental para la aprobación o no de un proyecto de electrificación. Es por eso que la empresa de energía le asigna una importancia de alto nivel, pues de su buena aplicación técnica dependerá gran parte de la seguridad en los soportes de las redes eléctricas. En este capítulo se describirán los conductores usados y una descripción de los diferentes esfuerzos mecánicos a que son sometidos los apoyos.

Los conductores normalizados son de dos tipos: homogéneos y heterogéneos. Dentro de los homogéneos se encuentran aquellos que están compuestos sólo de cobre (Cu) o de aluminio (AAC), tanto los conductores de fase como el conductor neutro. En el grupo de los heterogéneos se encuadran aquellos en los que los conductores de fase son de aluminio (AAC) y los conductores neutros de aleación de aluminio (AAAC).

Se debe observar que cuando los conductores sean homogéneos de aluminio o concéntricos de cobre, la pinza de anclaje abrazará a todo el conjunto de conductores y, por lo tanto, se tendrán en cuenta las características mecánicas del conjunto en lugar de las de cada conductor. Para el resto de los conductores se utiliza una pinza de anclaje que sujeta únicamente al neutro. En este caso sólo se considerarán las características mecánicas del neutro fijador.

Los tenses y flechas con los que debe ser tendido el conductor dependen de la longitud del vano y de la temperatura del conductor en el momento del tendido, de forma que, al variar ésta, el tense del conductor en las condiciones más desfavorables no sobrepase los límites establecidos.

Los conductores de Baja Tensión (B.T) se situarán sobre los mismos apoyos que soportan las líneas de Media Tensión (M.T.) o sobre apoyos independientes, es decir, sólo para B.T., cuando sea necesario. *(Tomado del libro; CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5, Unión Fenosa).*

### **HIPOTESIS DEL CÁLCULO.**

Teniendo en cuenta que este Proyecto Tipo será de aplicación en distintas áreas geográficas con diferentes condiciones climáticas, se definen tres zonas

diferentes, fijándose para cada una de ellas las hipótesis de cálculo a considerar. Estas zonas son:

- **Zona 1:** Zonas de influencia de huracanes con altitudes inferiores a los 1000 m.
- **Zona 2:** Zonas sin influencia de huracanes con altitudes inferiores a los 2000 m.
- **Zona 3:** Zonas con altitudes superiores a los 2000 m.

En cada zona se utilizarán unas hipótesis de cálculo determinadas, de acuerdo con las características geográficas y meteorológicas de las mismas. En la tabla 16. Se resumen las citadas hipótesis de cálculo con las correspondientes sobrecargas a considerar: *(Tomado del libro; CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.1, Unión Fenosa).*

Tabla 16. Hipótesis de cálculo Según Zonas de Influencia

Condición		Zona 1		Zona 2		Zona 3	
		Zona de influencia de Huracanes y altitud menores de 1000 m		Altitud menores de 2000 m		Altitud mayores de 2000 m	
		Temperatura	Sobrecargas	Temperatura	Sobrecargas	Temperatura	Sobrecargas
Tracción máxima	Hipótesis viento	10°C	Presión de viento de 106.28 daN/m <sup>2</sup> (1)	10°C	Presión de viento de 68.02 daN/m <sup>2</sup> (2)	- 5°C	Presión de viento de 68.02 daN/m <sup>2</sup> (2)
	Hipótesis temperatura	- 5°C	Ninguna	- 5°C	Ninguna	- 5°C	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis viento	20°C °	Presión de viento de 106.28 daN/m <sup>2</sup> (1)	20°C	Presión de viento de 68.02 daN/m <sup>2</sup> (2)	20°C	Presión de viento de 68.02 daN/m <sup>2</sup> (2)
	Hipótesis temperatura	60°C	Ninguna	50°C	Ninguna	50°C	Ninguna
Flecha mínima	Hipótesis temperatura	- 5°C	Ninguna	- 5°C	Ninguna	- 5°C	Ninguna

Notas:

(1) La Presión del viento de 106.28 daN/m<sup>2</sup> es la equivalente a la ejercida por un viento de 150Km/h.

(2) La Presión del viento de  $62.02 \text{ daN/m}^2$  es la equivalente a la ejercida por un viento de 120Km/h.

Se calcularán las tensiones máximas de los conductores para las hipótesis de tracción máxima (hipótesis de viento y de temperatura), flecha máxima y flecha mínima.

## 5.1 DIÁMETRO DEL CONDUCTOR.

Para los cálculos mecánicos es necesario conocer el diámetro real aproximado de los conductores que empleamos. Este diámetro es una característica fundamental para calcular el esfuerzo que, debido a la acción del viento, transmiten los conductores de Baja Tensión a los apoyos.

Para determinar este diámetro hay que conocer el diámetro de cada conductor (incluido el aislamiento), tanto de fase como neutro, y aplicar unos coeficientes en función de la configuración del mismo, dependiendo si es dúplex, triplex o cuádruplex.

En la tabla 17 se muestran los diámetros aparentes del haz empleados en los cálculos mecánicos. (Tomado del libro; *CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.2, Unión Fenosa*).

Tabla 17. Diámetro y conductores para calculo mecánico por efecto del viento.

Conductor	Diámetro aparente aproximado (mm)
Triplex # 2	21.0
Triplex # 1/0	27.0
Cuádruplex 1/0	33.0
Triplex 4/0	35.0
Cuádruplex 4/0	40.0
Cuádruplex 336.4	49.0



### 5.1.1 COEFICIENTES DE SOBRECARGA

Se definen los coeficientes de sobrecarga ( $Q$ ) como el cociente entre el peso aparente ( $P_a$ ) y el peso normal ( $P$ ) de los conductores como se muestra en la siguiente expresión:

$$Q = \frac{(P_a)}{(P)} \quad (\text{Ec 22})$$

A continuación se deducen los citados coeficientes:

- Zona 1 (Viento 150 km/h)

La sobrecarga ( $p_v$ ) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$P_v = 106.28d \cdot 10^{-3} [\text{daN/m}] \quad (\text{Ec 23})$$

$d$ : Diámetro aparente del haz (mm).

- Zonas 2 y 3 (Viento 120 km/h)

La sobrecarga ( $p_v$ ) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$P_v = 0.0042d \cdot v^2 [\text{Kg/m}] \quad (\text{Ec 24})$$

Siendo en los dos casos:

$P_v$ : Fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor (daN/m).

$d$ : Diámetro aparente del haz (m).

El peso aparente se obtiene mediante la expresión mostrada a continuación:

$$P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2} [\text{daN/m}] \quad (\text{Ec 25})$$

Dónde:

$P_a$ : Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del conductor con condiciones de sobrecarga (daN/m).

$P$ : Peso por unidad de longitud del conductor (daN/m).

$P_v$ : Fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor (daN/m).

Teniendo en cuenta las dimensiones de los distintos conductores se obtienen los diferentes coeficientes de sobrecarga y zonas de influencia, descritos en la tabla 18. (Tomado del libro; *CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.3, Unión Fenosa*).

Tabla 18. Coeficiente de Sobrecarga y Conductores de Líneas

Conductor	D (mm)	Zona	$P$ [daN/m]	$P_v$ [daN/m]	$P_a$ [daN/m]	$Q$ $\left[\frac{P_a}{P}\right]$
Triplex # 2	≈	1	≤ 0.351	2.23	2.26	6.44
		2 y 3		1.43	1.47	4.19
Triplex# 1/0	≈	1	≤ 0.631	2.87	2.94	4.66
		2 y 3		1.84	1.94	3.08
Cuádruplex 1/0	≈	1	≤ 0.870	3.51	3.61	4.15
		2 y 3		2.24	2.41	2.77
Triplex 4/0	≈	1	≤ 1.189	3.72	3.91	3.28
		2 y 3		2.38	2.66	2.24
Cuádruplex 4/0	≈	1	≤ 1.570	4.35	4.53	2.89
		2 y 3		3.72	3.14	2.00
Cuádruplex 336.4	≈	1	≤ 2.257	5.21	5.68	2.51
		2 y 3		3.33	4.03	1.78

### 5.1.2 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Las tensiones máximas que son capaces de soportar cada uno de los conductores aparecen reflejadas en la tabla 19 .

Tabla 19 .Características mecánicas de los conductores (Tensiones Máximas)

Conductores	Carga de Rotura [daN][1]	Coefficiente de Seguridad	Carga máxima admisible [daN]
Triplex # 2	1063	3	354
Triplex# 1/0	1700		567
Cuádruplex 1/0	1700		567
Triplex 4/0	3264		1088
Cuádruplex 4/0	3264		1088
Cuádruplex 336.4	3264		1088

Nota: [1] La columna denominada carga de Rotura indica la resistencia mecánica del conductor neutro de AAAC.

Una vez conocidas las cargas de rotura máximas admisibles por cada conductor, se eligen las siguientes tensiones máximas para el tendido de los diversos conductores. Los valores seleccionados se muestran en la tabla 20. (Tomado del libro; *CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE REDAÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.4, Unión Fenosa*).

Tabla 20. Tensiones máximas – Conductores de Línea y Acometida.

Conductores	350 [daN]	500[daN]	800[daN]
Triplex # 2	***		
Triplex# 1/0	***	***	
Cuádruplex 1/0	***	***	
Triplex 4/0		***	***
Cuádruplex 4/0		***	***
Cuádruplex 336.4		***	***

### 5.1.3 TENSES Y FLECHAS DE TENDIDO

La ecuación del cambio de condiciones permite calcular la tensión a la que estará sometido un conductor en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente para unas condiciones iniciales. Estas condiciones de partida se fijarán teniendo en cuenta conjuntamente las distintas hipótesis aparecidas en la tabla 16 del apartado **10.1** del presente documento, de forma que la situación inicial será la que establezca las condiciones más desfavorables.

Las tablas de cálculo mecánico de conductores se determinarán empleando la ecuación de cambio de condiciones para un vano nivelado:

Ecuación de cambio de condiciones:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \quad (\text{Ec 26})$$

Dónde:

$$K_1 = t_1 - \frac{a^2 Q_1^2 w^2 E}{24 t_1^2} \quad (\text{Ec 27})$$

Siendo:

$T_{02}$ : Componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones finales (daN).

$T_{01}$ : Componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones iniciales (daN).

$\alpha$ : Coeficiente de dilatación del conductor ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

$\theta_2$ : Temperatura del conductor en las condiciones finales ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$\theta_1$ : Temperatura del conductor en las condiciones iniciales ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$S$ : Sección total del conductor ( $\text{mm}^2$ )

$E$ : Módulo de elasticidad del conductor ( $\text{daN}/\text{mm}^2$ ).

$a$ : Longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).

$p_1$ : Peso aparente del conductor en las condiciones iniciales (daN/m).

$p_2$ : Peso aparente del conductor en las condiciones finales (daN/m).

$f_2$ : Flecha del conductor (m).

Al referirnos al peso aparente del conductor hay que tener en cuenta las sobrecargas que están actuando sobre él en ese momento. Sustituyendo los valores en las condiciones iniciales se llega a una ecuación de tercer grado en función de  $T_{o2}$ ,  $\theta_2$ , y  $p_2$ . De esta forma, para cada temperatura final  $\theta_2$  y peso aparente final  $p_2$  predeterminados, se obtienen los valores de tensión final  $T_{o2}$  y, en consecuencia, una flecha final  $f_2$ .

En las tablas cálculo mecánico y de tendido que figuran en el apartado 10.4 y 10.5 del presente Proyecto Tipo se indican los tenses y flechas para cada tipo de conductor, tense y zona, en función de la longitud del vano y de la temperatura ambiente. Se incluyen también los valores correspondientes a las hipótesis reglamentarias, que indican las condiciones en las cuales se alcanza la flecha máxima a efectos del cálculo de la distancia entre los conductores y el suelo.

Cuando se necesiten valores intermedios para el vano y la temperatura se interpolarán los valores del tense y de la flecha, obteniéndose de esta forma resultados suficientemente aproximados. (Tomado del libro; *CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.5, Unión Fenosa*).

#### **5.1.4 VANOS IDEALES DE REGULACIÓN**

Como el diámetro de conductores suele tensarse entre una serie de vanos consecutivos entre dos apoyos de amarre, en el momento del tendido se igualan todas las tensiones en dichos vanos.

En condiciones extremas las tensiones son idénticas para todos esos vanos, mientras que en otras condiciones se producen diferencias de tense que son absorbidas por los apoyos de suspensión.

Por lo tanto, el comportamiento de la componente horizontal de la tensión del conductor en un cantón de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo conductor en un único vano tipo llamado vano ideal de regulación. Este vano representativo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$a_R = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n}} \text{ (Ec 28)}$$

Dónde:

$a_n$ : Longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).

$a_R$ : Vano ideal de Regulación (m).

Según la tabla de tendido, para cada temperatura le corresponde una tensión y una Flecha, por lo tanto para el vano de regulación  $a_R$  le corresponde una flecha de Regulación  $f_R$

$$f_R = \frac{Pa_R^2}{8T} [m] \text{ (Ec 29)}$$

Siendo:

$f_R$ : Flecha de regulación (m)

$T$ : Tensión del conductor en el vano considerado (kg).

$P$ : Peso del conductor por unidad longitud. (Kg/m)

Una vez calculada la tensión real del conductor en el vano objeto de estudio, se determina el valor real de la flecha en dicho vano. (Tomado del libro; *CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.6, Unión Fenosa*).

### 5.1.5 TABLAS DE REGULACIÓN.

Las tablas de regulación indican las flechas y tensiones con las que debe ser instalado el conductor en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna. A diferencia de la tabla de tendido, se tendrá en cuenta el desnivel existente entre los apoyos que constituyen cada vano. La componente horizontal de la tensión de cada cantón se calculará mediante la ecuación 26, de

cambio de condiciones establecidas en el apartado 10.1, para el vano ideal de regulación correspondiente.

Las flechas de cada vano del cantón se determinarán mediante la siguiente expresión cuyo valor resultará ser:

Se pueden calcular las flechas para distintos vanos utilizando las siguientes expresiones

$$f_n = f_R \left( \frac{a_n}{a_R} \right)^2 \text{ (Ec 30)}$$

$$f_n = \frac{T_{mi}}{p} \left[ \cosh \left( \frac{a_i}{2.H} \right) - 1 \right] [m] \text{ (Ec 31)}$$

Dónde:

$f_n$ : Flecha (m).

$T_{mi}$ : Tensión del conductor en el punto medio del vano  $i$  (daN).

$p$ : Fuerza por unidad de longitud o peso aparente (daN/m).

$a_i$ : Longitud del vano  $i$  medido en la dirección longitudinal (m).

$H$ : Parámetro de la catenaria (m).

*(Tomado del libro; CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 5.7, Unión Fenosa).*

## 6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

En la actualidad se maneja mayor cantidad de Energía Eléctrica en las zonas residenciales, comerciales e industriales con un crecimiento permanente. Por esta razón la energía eléctrica debe ser confiable y controlada para un buen uso sin tener ningún efecto contrario a su utilización y así evitar la pérdida accidental de cualquier ser vivo o daño a la propiedad.

Para lograr un excelente servicio debemos tener presente las protecciones contra las sobretensiones, sobre intensidades, los sistemas de puesta a tierra y maniobra de cierre y apertura de circuitos, los cuales tendrán un desarrollo conceptual de manera entendible para su estudio en este capítulo. *(Tomado del libro; CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE, Versión 6, Capítulo 6, Unión Fenosa).*

### 6.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Las sobretensiones de maniobra es una sobretensión fase-tierra o entre fases, en un determinado punto del sistema, a causa de la operación de un equipo de maniobra, esta sobretensión es en general fuertemente amortiguada y de corta duración.

Son causadas por:

- Energización de líneas en vacío.
- Re-Energización de líneas en vacío con carga atrapada
- Ocurrencia y aclaración de fallas

#### **Maniobra de equipos.**

**Dependen de:**

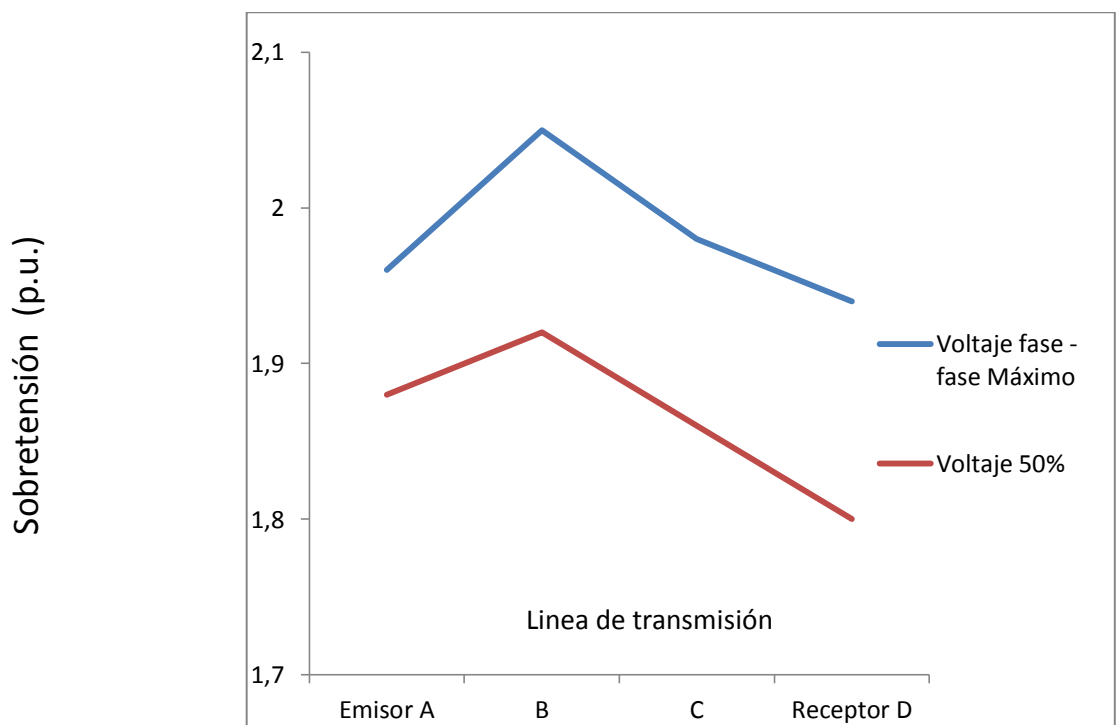
- Los parámetros del sistema
- El momento de cierre con respecto al valor instantáneo de la onda de tensión
- La dispersidad de los polos del interruptor y el pre encendido.



## Los mecanismos de control

Si la línea posee elementos de compensación reactiva; la distancia a los varistores de la subestación (para líneas que recorran mucha distancia). Se muestran en la Figura 1. (Tomado del libro; *PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN, Versión 4, Capítulo 4, Unión Fenosa*).

Figura 1. Sobretensión por Maniobra.



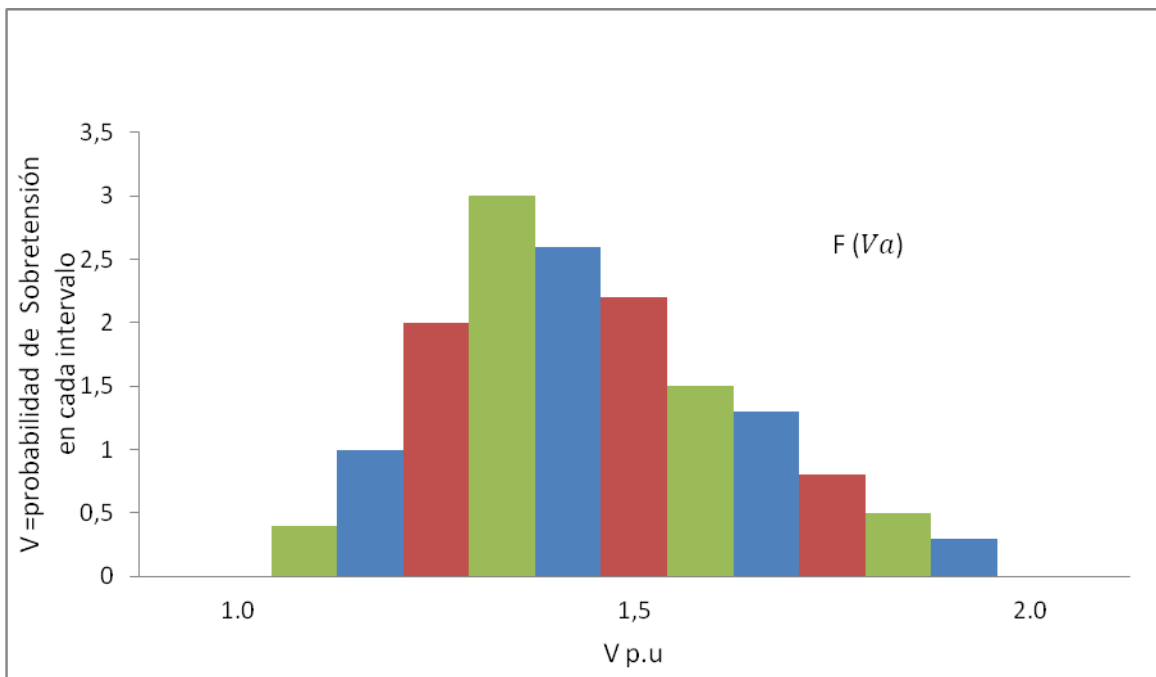
### Se controlan con:

- Varistores en la subestación o en la línea
- Resistencias de pre-inserción
- Relés de mando sincronizado

### Las Características de estas sobretensiones son:

- Magnitudes hasta de 2,5 pu hasta 500 kV y mayores de 4,0 pu para tensiones mayores y tiempos de cresta de 50 a 2500 mS, podrán tener polaridad positiva o negativa. Los valores pu son valores dados en por unidad.
- Al depender del punto de la onda y de la dispersión de polos son probabilísticas, se pueden calcular con ATP(programa para simular fallas)el cual presenta histogramas de rangos de magnitud contra frecuencia de ocurrencia. Como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Histograma de sobretensión por maniobra.



Con base en el histograma de la figura 2.se puede definir una función de densidad de probabilidad continua con la siguiente ecuación:

*(Tomado del libro; PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN, Versión 4, Capítulo 4, Unión Fenosa).*

$$F(V_a) = P(V_a < V) = \sum_{v=0}^n \frac{v}{n} \quad (\text{Ec 33})$$

$(V_a)$  = Tension en el tramo a de la figura 1 de este capitulo.

$V$  = Probabilidad de Sobretenion.

Comúnmente se aplica la ecuación normal para definir la función de densidad de probabilidad de las sobretensiones de maniobra la cual está dada por la siguiente expresión:

$$f(V_a) = \frac{1}{\sigma_0 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(V-\bar{V})^2}{2\sigma_0^2}} \quad (\text{Ec 34})$$

Con base en un valor medio  $\bar{V}$  y una desviación estándar  $\sigma_0$ :

Esta dada por las Ecuaciones (Ec 35 y 36) para un valor medio y una desviación estándar respectivamente.

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (\text{Ec 35})$$

$$\sigma_0 = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2}{n-1} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec 36})$$

La probabilidad de que un valor sea igual o menor se llama probabilidad acumulada y se encuentra dada por la siguiente expresión:

$$F(V_a) = \int_{-\infty}^V \frac{1}{\sigma_0 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(V-\bar{V})^2}{2\sigma_0^2}} dV \quad (\text{Ec 37})$$

En estudios de coordinación de aislamiento es importante la determinación de la probabilidad de que una sobretensión dada (mayor a la tensión máxima permitida por la protección) pueda ser excedida como se indica en la siguiente expresión.

$$P(V_a > V) = Q(V_a) = 1 - F(V_a) \quad (\text{Ec 38})$$

El valor del 2% de probabilidad de ser excedido se conoce como la sobretensión máxima estadística. (Tomado del libro; *PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN, Versión 4, Capítulo 4, Unión Fenosa*).

### **6.1.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBRE INTENSIDADES**

Son elementos que ante una condición indeseada (sobrecarga, cortocircuito, etc.) desconectan automáticamente la menor parte posible de la red, evitando que se afecte a las instalaciones eléctricas “aguas arriba” de la falla o situación anormal.

### **6.1.2 Interruptor automático**

Elemento capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito, que opera sobre la base de relés. Se sitúa en cabecera de línea y puede incluir la función de reenganche automático.

### **6.1.3 Reconectador (recloser)**

Elemento de protección y maniobra con reenganche automático, capaz de abrir y cerrar corrientes de cortocircuito que cuenta con un automatismo que permite establecer ciclos de apertura y cierre, regulable según tiempo y número de ciclos. Permite despejar las fallas fugaces que afectan a la red (por ejemplo: ramas que tocan la línea) y evitar la innecesaria fusión de fusibles que puedan existir en los ramales.

El primer disparo es con una curva rápida que permite despejar las fallas fugaces sin quemar el fusible del ramal. Si la falla no ha sido fugaz, actúa nuevamente el reconectador con una curva lenta que en este caso hace que se queme el fusible correspondiente al racimo donde se produjo la falla, dejando el resto de las

instalaciones en servicio, y puede instalarse en la cabecera de las líneas, ejerciendo las mismas funciones que un disyuntor.

#### **6.1.4 Auto-seccionador (seccionador).**

El auto-seccionador es un aparato de apertura automática que funciona asociado a un interruptor automático, dotado de renganchador o a un re-conectador, situado aguas arriba del auto-seccionador. Este abre el circuito, sin tensión, durante los tiempos muertos del ciclo de reenganche del interruptor automático.

Dependiendo del esquema de coordinación, el auto-seccionador puede programarse para que efectúe la apertura durante el primer, segundo o tercer intervalo de apertura (tiempo muerto) del interruptor automático o re-conectador asociado, su función es similar a la de los fusibles, pero con las siguientes particularidades:

- Es más confiable que el fusible.
- No coordina por tiempo con la curva de protección del reconectador aguas arriba, como es el caso de los fusibles.

#### **6.1.5 Seccionador fusible de expulsión (cut out)**

Aparato mecánico capaz de abrir y cerrar un circuito con corrientes despreciables. Incluye un elemento fusible que al fundir provoca la apertura del seccionador.

#### **6.1.6 Fusible**

Elemento de protección que al fundirse aísla una parte de la red (por ejemplo: ramal).

## **7. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.**

Se colocarán puestas a tierra del conductor neutro con objeto de limitar las tensiones que puedan aparecer respecto a tierra.

### **7.1. Puesta a tierra del neutro**

Cuando se instale la red de Baja Tensión (B.T) sobre apoyos existentes, se conectará el conductor neutro de la línea de B.T. con el conductor neutro de la línea de Media Tensión (M.T) (en el caso de haberlo) encada apoyo. Las características de la puesta a tierra del neutro varían en función del tipo de instalación:

#### **7.1.1. Red de B.T. instalada sobre apoyos existentes**

El conductor neutro de la red de Baja Tensión estará puesto a tierra en varios puntos, a saber:

- En todos los apoyos que soporten un centro de transformación.
- En todos los apoyos fin de línea.

#### **7.1.2. Red de B.T. independiente instalada sobre nuevos apoyos.**

Cuando se realice el tendido de la red de B.T. sobre nuevos apoyos, el conductor neutro estará puesto a tierra:

- En todos los apoyos de fin de línea.
- En los apoyos desde los que arranque una derivación importante (fincas, empresas, etc).
- Se garantizará un mínimo de una puesta a tierra del conductor neutro cada 500 metros de longitud de la línea.
- 

#### **7.1.3 Elementos constitutivos de la instalación de puesta a tierra**

Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra serán:

- Línea de tierra.
- Electrodo de puesta a tierra.

La línea de tierra es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con el punto de la línea que ha de conectarse a tierra. Como conductor de puesta a tierra se empleará un conductor de cobre de tamaño #2 AWG.

Los electrodos serán picas con alma de acero y recubrimiento de cobre, de una longitud de 2 metros. Estas picas de cobre-acero están definidas en la correspondiente Especificación de Materiales.

La pica de puesta a tierra se hincará en la proximidad del apoyo. El extremo superior de cada pica deberá penetrar tanto como sea posible por debajo del nivel de humedad permanente, con un mínimo de 0,5 metros por debajo de la superficie del terreno. A esta profundidad irá también la línea de tierra que conecte las picas con el apoyo. *(Tomado del libro; PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN, Versión 4, Capítulo 4.3, Unión Fenosa).*

#### **7.1 4 Conexiones entre la línea de tierra y los electrodos de puesta a tierra**

Los conductores de los circuitos de tierra tendrán un buen contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas que se deseen poner a tierra como con el electrodo. Las conexiones de la línea de tierra con los electrodos se efectuarán por medio de conectores de cuña a presión.

La línea de enlace con el electrodo deberá ser lo más corta posible y sin cambios bruscos de dirección (ángulos cerrados o esquinas), no debiendo estar sujeta a esfuerzos mecánicos.

#### **7.1.5 Gradiente de potencial**

Se tomarán las precauciones necesarias para que en ningún caso el gradiente de potencial en la superficie del terreno pueda ser perjudicial a personas o animales.

Siempre se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas en caso de una falta de tierra no superen las máximas permitidas, esto lo garantiza el diseño de la red y el diseño de la puesta a tierra.

## 8. MEDIDA CENTRALIZADA.

En este capítulo se desarrollará y se dará a conocer la nueva tecnología para el diseño y construcción de redes eléctricas.

La medida centralizada o redes inteligentes es una nueva tecnología que se está implementando a nivel mundial para hacer más fácil el control y la supervisión de la energía entregada o suministrada al usuario. Este control y supervisión se hace vía satélite a través de unos chips insertados en las cajas.

En el transcurso de este capítulo se verá más detalladamente la aplicación y construcción de esta nueva tecnología.

### 8.1 GLOSARIO.

Las definiciones que se describen a continuación en este capítulo fueron tomadas del libro:

*“Montaje de las redes inteligentes en proyectos de remodelación de redes, Capítulo 2, Electricaribe”.*

- **Redes Inteligentes:** Es un sistema de medida de operación remota o local, el cual concentra en una unidad compacta, las funciones de lectura, suspensión, reconexión.
- **Concentrador Primario:** Es una unidad micro controlada que agrupa todos los suministros de los concentradores secundarios y es el responsable del procesamiento de los datos enviados por estos vía celular o MODEM.
- **Concentrador Secundario:** Es una unidad que permite la conexión de la acometida y aloja los medidores electrónicos para la medición de cada suministro. En esta unidad se podrá medir, conectar y desconectar remotamente de la red de baja tensión las acometidas de los suministros.
- **Colector de Datos:** A través de este equipo se administra cada uno de los medidores alojados en el concentrador de medida y distribución. Unidad central que permite la comunicación entre equipos con el centro de gestión, donde se encargan de monitorear, recopilar y direccionar los equipos conectados.



- **Comunicación del sistema:** La comunicación entre el colector de datos y el concentrador de medidas y distribución es por medio de radio frecuencia, PLC o RS-485, y la del colector de datos con el centro de gestión es por vía celular.
- **Bluetooth Portable Interface (BPI):** Sistema utilizado para extraer los datos en terreno de los concentradores. Se instala en un lugar accesible a los operarios, por lo general soportado en el poste. Por medio de un bajante protector de los hilos de comunicación.
- **RS-485:** Sistema de comunicación por el cual se transmiten los datos mediante dos pares de hilos enlazados que admite hasta 32 estaciones o una longitud máxima de 1200 metros a una tasa de transmisión de datos de 56.000 bits por segundos.
- **Radio frecuencia:** Sistema de comunicación por el cual se transmiten los datos mediante la modulación de ondas electromagnéticas.
- **Power Line Communication (PLC):** Sistema de comunicación de datos que utiliza la red eléctrica de baja tensión.

### 8.1.1 MONTAJE DE LAS REDES INTELIGENTES.

*(Tomado del Instructivo; Montaje de las redes inteligentes en proyectos de remodelación de redes, Capítulo 4.1, Electricaribe).*

A continuación se describe cada uno de los parámetros que se deben tener presente al momento de planear la ejecución del proyecto y la instalación de las redes inteligentes. En la planeación de ejecución del proyecto se efectuaran las siguientes actividades con el objetivo de definir la instalación de las redes inteligentes.

1. Cobertura y ubicación del proyecto.
2. Levantamiento de la información:
  - Capacidad de los transformadores.
  - Número de usuarios asociados al transformador.
  - Tipo de usuarios (Usuarios monofásicos (3Φ), Usuarios bifásicos (3Φ) y Usuarios trifásicos (3Φ)).

- Identificación del usuario (Número de identificación del contrato (NIC), Numero de identificación del servicio (NIS) y Numero de identificación de la factura (NIF).
  - Cartografía a mano alzada ( Es un bosquejo del barrio donde se va a dar el proyecto).
  - Socialización de la zona ( Es el conteo de predios, núcleo familiar, # de personas por predio).
3. Definir adecuaciones de la red e instalaciones.
  4. Realizar medición de corrientes en horas críticas a cada usuario para determinar la capacidad del medidor a utilizar y determinar el tipo de medida a instalar a cada usuario, directa semidirecta.
  5. Determinar la cantidad de equipos concentradores de medida a utilizar.
  6. Determinar la ubicación de los equipos concentradores de medida.
  7. Definir el tipo de tecnología de comunicación a utilizar.
  8. Especificar el tipo de display a instalar. En la figura 3 se muestra un tipo de display para usuario que se utiliza en estos proyectos.

Figura 3. Display para usuario tipo residencial (Imagen tomada de capacitación de equipos utilizados en redes inteligentes dictada por Electricaribe, mayo 2007)



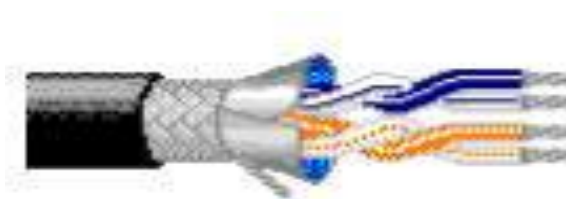
9. Elaborar cronograma de actividades.
10. Suministrar al contratista el paquete de información procesada en los ítems ya estipulados, para la configuración del software. ( Los ítems son los anteriormente mencionados en la actividad 2).
11. Una vez que los concentradores de medida son integrados y configurados ya sea por el proveedor del equipo o por el contratista encargado de instalar la medida y teniendo debidamente definidos los usuarios a conectar en

cada concentrador, son enviadas a terreno para su instalación, según la programación acordada.

A continuación se describe cada una de las actividades que se deben desarrollar al momento de la instalación de las redes inteligentes.

- Fijar el concentrador de medida.
- Identificar, marcar y tender las acometidas de cada usuario al concentrador de medida.
- Tender el cable RS-485 para conectar el display de cada usuario. En la figura 4. Se muestra el conductor a utilizar para la instalación del display de verificación de lecturas .

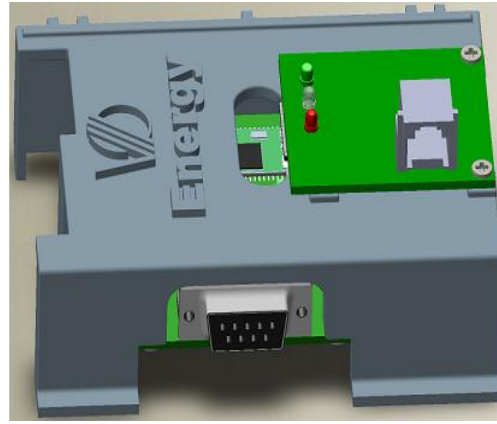
Figura 4. Características cable de caja esclava a Display. Referencia 3107 – EIA industrial. Rs-485. Dos pares 4 Hilos. 22 AWG



(Imagen tomada de capacitación de equipos utilizados en redes inteligentes dictada por electricaribe).

- Establecer la comunicación entre concentradores, ya sea, tender el cable RS-485 o verificar línea de vista para RF. En la figura 5 se presenta la imagen del modem de concentrador.

Figura 5. Modem de concentrador Maestro (Imagen tomada de capacitación de equipos utilizados en redes inteligentes dictada por electricaribe).



En la Tabla 21, se muestran los valores de los niveles de potencia y alcance que manejan los equipos maestros:

Tabla 21. Niveles de potencia y alcance

Niveles de Potencia	Alcance
Nivel 0	1 mW
Nivel 1	10 mW
Nivel 2	100 mW
Nivel 3	500 mW
Nivel 4	1 W

- Instalación para la caja BPI. En las figuras 6 y 7. Se ilustra la imagen de la TPO (Terminal Portátil de Órdenes) equipo para la descarga de información y el BPI que es el encargado de bajar los datos del concentrador a la TPO respectivamente.

Figura 6. TPO de descarga



Figura 7. BPI (concentradores)



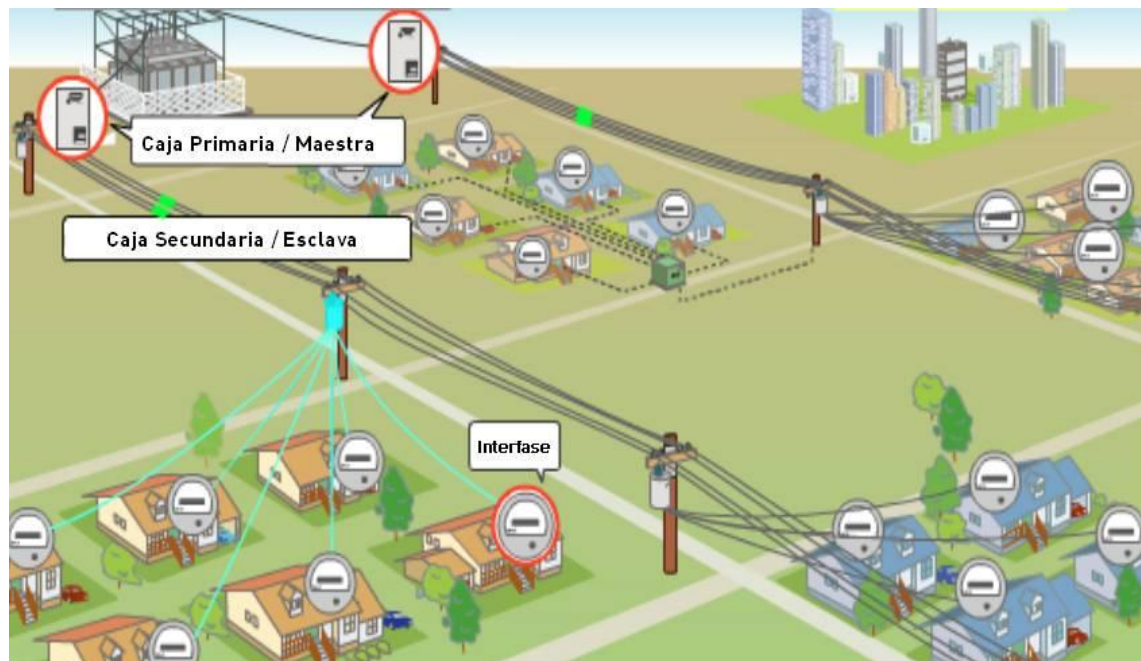
(Imagen tomada de capacitación de equipos utilizados en redes inteligentes dictadas por electricaribe).

- Conectar los concentradores de medida a la red.
- Verificar que cada módulo de medida corresponda al usuario asignado.

- Llevar a cabo la verificación de comunicación entre concentradores de medida (hacer ping).
- Realizar pruebas de comunicación vía GPS con el centro de gestión. ( Esta comunicación se hace vía satélite con un chip que se encuentra en los concentradores).
- Revisar concordancia entre la información de la instalación inicial y la final.

El Ingeniero de Instalaciones Eléctricas tiene la responsabilidad de asegurar el funcionamiento del sistema y garantizar que el usuario quede medido correctamente. La Figura 8 nos muestra un esquema eléctrico de cómo debe quedar el sistema de comunicación entre los diferentes concentradores ubicados en el proyecto.

Figura 8. Esquema Eléctrico para la construcción de Redes con Medida centralizada. (Imagen tomada de capacitación de equipos utilizados en redes inteligentes dictada por electricaribe)



### 8.1.3 RESTRICCIONES Y CONDICIONES A VERIFICAR EN LA CONSTRUCCIÓN DE LASREDES INTELIGENTES.

Para las Redes Inteligentes actualmente se tienen las siguientes restricciones:

1. Los concentradores de medida solo pueden alojar máximo 12 módulos electrónicos medidor de fase, que pueden ser de medida directa (15-60<sup>a</sup> , 25-100A) y/o medida semidirecta (5A).
2. El equipo concentrador de medida primario maestro es el único que posee modem celular y antena para la comunicación con el centro de gestión. Adicional a los puertos de comunicación de un concentrador de medida esclavo.
3. Un concentrador de medida primario o maestro máximo puede concentrar datos de 59 equipos concentradores de medida secundarios o equipos esclavos los cuales están aptos para manejar solamente usuarios.
4. Si la comunicación es 100% con cable (RS-485) entre equipos concentradores de medida, la distancia máxima permitida para el cable de comunicación es de 1200 metros.
5. Si la comunicación es 100% con cable(RS-485) y el número total de equipos concentradores de medida conectados supera a las 32 unidades, se debe enlazar el equipo 33 con una tecnología de comunicación distinta a al cable RS-485, hecho esto a partir del equipo 33 se podrá enlazar nuevamente hasta el último equipo por RS-485.
6. La suma de todas las corrientes de los suministros conectados al barraje no debe exceder la capacidad máxima del mismo ( $i_{max}=250A$ ).
7. No se debe practicar la eliminación de hilos en la punta del cable para la conexión de los módulos. Se debe utilizar el Terminal de acople indicado para cada conductor.
8. No se aceptaran empalmes, ni derivaciones, en ningún tramo de la comunicación entre concentradores de medida, en la alimentación del display y en los bajantes del BPI.
9. Se debe amarrar el cable RS-485 al de potencia cada 20 centímetros con amarras plásticas.

#### **8.1.4 INFORMES FINALES**

Una vez finalizadas las pruebas de verificación de la instalación en terreno (Esto se hace después de construido el proyecto). El contratista autoriza el amarre de cada usuario al transformador, a la caja concentradora secundaria y a una caja concentradora primaria en base al amarre inicial con que fue configurada la caja. Este informe se lo entrega al Ingeniero de Instalaciones Eléctricas (persona encargada por parte de empresa prestadora del servicio de energía), quien a su vez revisa, valida y aprueba antes de enviarlo al Centro de Gestión, una vez el Centro de Gestión tiene actualizado el amarre final accede a cada uno de los concentradores de medida instalados y verifica los balances de energía.



## **9. INSTALACIÓN FÍSICA DE LOS CONCENTRADORES**

En este capítulo se darán a conocer las diferentes configuraciones y la forma de ubicar los concentradores en cada una de ellas.

### **9.1 UBICACIÓN DE CONCENTRADORES EN REDES TRENZADAS EN CONFIGURACIÓN NORMAL.**

#### **CONCENTRADOR DE MEDIDA EN POSTE.**

Los equipos concentradores de medida instalados en poste deben considerar:

- Ubicación de equipos aproximadamente a 7 metros del nivel del suelo.
- De ser posible orientar el equipo hacia las fachadas de las edificaciones, esto a fin de evitar la ubicación de escaleras sobrevenidas.
- El equipo se instala en poste usando fleje de sujeción (cinta band-it) de 3/4" x 1/32" y hebilla para fleje de sujeción, por encima de la red trenzada.
- La alimentación del concentrador de medida a la red trenzada se ubican a 1,5 metros del poste.

“Estas son normas de seguridad dichas en el Artículo 13 del RETIE”.

#### **9.1.1 UBICACIÓN DE CONCENTRADORES EN REDES TRENZADAS EN CONFIGURACIÓN ESPECIAL**

La ubicación de estos concentradores en redes trenzadas de configuración especial, pueden ser instalados de tres formas, en postes, vanos y en soporte en U, teniendo en cuenta para cada uno ciertas especificaciones de gran importancia para su montaje.

#### **Concentradores de medida en poste**

Los equipos concentradores de medida instalados en poste deben considerar:

- Ubicación de equipos aproximadamente a 8,5 metros del nivel del suelo.
- De ser posible orientar el equipo hacia las fachadas de las edificaciones, esto a fin de evitar la ubicación de escaleras sobre avenidas.

- El equipo se instala en poste usando fleje de sujeción (cinta Band-it) de 3/4"x1/32" y hebilla para fleje de sujeción, a 40centímetros por encima de la diagonal que soporta la cruceta de media tensión.

La alimentación de los equipos a la red trenzada se ubica por encima del ángulo de la diagonal que soporta la cruceta de media tensión hasta llegar al soporte en U, sujeta con amarras plásticas cada 20 centímetros. (Ver Anexos)

### **Concentrador de medida en vano.**

Los equipos concentradores de medida instalados en vano deben considerar:

- Ubicación de equipos a máximo 2 metros del poste.
- El equipo queda sujeta del neutro de la red trenzada por medio de un soporte en L firmemente asegurado al equipo concentrador de medida.
- Solo se pueden instalar cajas concentradoras sobre vano apoyadas en el neutro de la trenzada en pares (una a lado y lado del poste) para equilibrar los esfuerzos del cable en el aislador carrete, estando la red trenzada en alineación.
- No se permite instalar dos o más cajas por vano. (Ver Anexos).

### **Concentrador de medida instalado en el soporte en U**

Los equipos concentradores de medida instalados en el soporte en U deben considerar:

- La instalación de los equipos concentradores de medida en el soporte en U para red trenzada en cruceta, se ubica sobre el soporte en U con el soporte en L por medio de sujeción de un perno con arandela de presión y en la parte donde se instala el aislador carrete se fijara con el tornillo de acero galvanizado que lo está soportando. (ver Anexos).

*(Tomado del Instructivo; Montaje de las redes inteligentes en proyectos de remodelación de redes, Capítulo 4.2, Electricaribe).*

### **9.1.2 UBICACIÓN DE LOS BAJANTES DE COMUNICACIÓN**

Por cada equipo concentrador de medida instalado en un apoyo, se deben tender dos cables RS-485, protegidos por una tubería galvanizada hasta una condeleta o registro galvanizado a una distancia aproximada de 4 metros sobre el suelo, para bajar los datos al equipo portátil de recolección (Pocket UPC). Si en el apoyo se encuentra más de un concentrador de medida se debe tender un cable para alimentación del BPI y un cable por cada caja concentradora que se encuentre montada en el apoyo. *(Tomado del Instructivo; Montaje de las redes inteligentes en proyectos de remodelación de redes, Capítulo 4.3, Electricaribe).*

### **9.1.3 INSTALACIÓN DE LA MACROMEDIDA**

Para la instalación de la macromedida en el transformador se utiliza una caja de policarbonato para proteger los bornes de Baja Tensión del transformador. Los transformadores de corriente se instalan en la caja con el concentrador de medida para realizar la macromedida del transformador, también se hace esto cuando algún usuario supera un consumo de 100A por fase (usuario de semidirecta). *(Tomado del Instructivo; Montaje de las redes inteligentes en proyectos de remodelación de redes, Capítulo 4.4, Electricaribe).*

## **10. UNIDADES CONSTRUCTIVAS.**

Este capítulo fue tomado del Instructivo; *Montaje de las redes inteligentes en proyectos de remodelación de redes, Capítulo 4.5, UNION FENOSA*).

En este apartado mostraremos a manera de ejemplo ilustrativo dos tipos de configuración, las más comunes utilizados para la construcción de redes eléctricas con medida centralizada, con sus respectivas unidades constructivas, ya que es de gran importancia tener como base la comprensión de estas configuraciones y tablas de unidades para la construcción de cualquier diseño de redes con medida centralizada.

### **UNIDADES CONSTRUCTIVAS:**

Sistema de materiales y mano de obra dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje. Constituyen elementos constructivos básicos que facilitan el diseño de las instalaciones eléctricas de distribución de manera sencilla, ordenada y uniforme.

### **10.1 UNIDADES CONSTRUCTIVAS SEGÚN TIPO DE CONFIGURACIÓN.**

Existen diferentes tipos de configuración para el diseño de redes eléctricas con medida centralizada, las configuraciones Especiales hacen referencia a la colocación de las cajas de medidas en las estructuras de Media Tensión, mientras la configuración Normal hace referencia a la instalación de las cajas de medidas en las estructuras de Baja Tensión.

#### **10.1.1 MONTAJE MEDIDA CENTRALIZADA EN CONFIGURACIÓN NORMAL**

Para el montaje de medida Centralizada en configuración Normal, en poste o vano de 9 metros. La colocación de la caja de la medida se ilustra en la figura 9 y sus unidades constructivas se muestran en la tabla 22.

Figura 9. Montaje de caja para medida centralizada poste o vano de 9m  
Configuración normal.

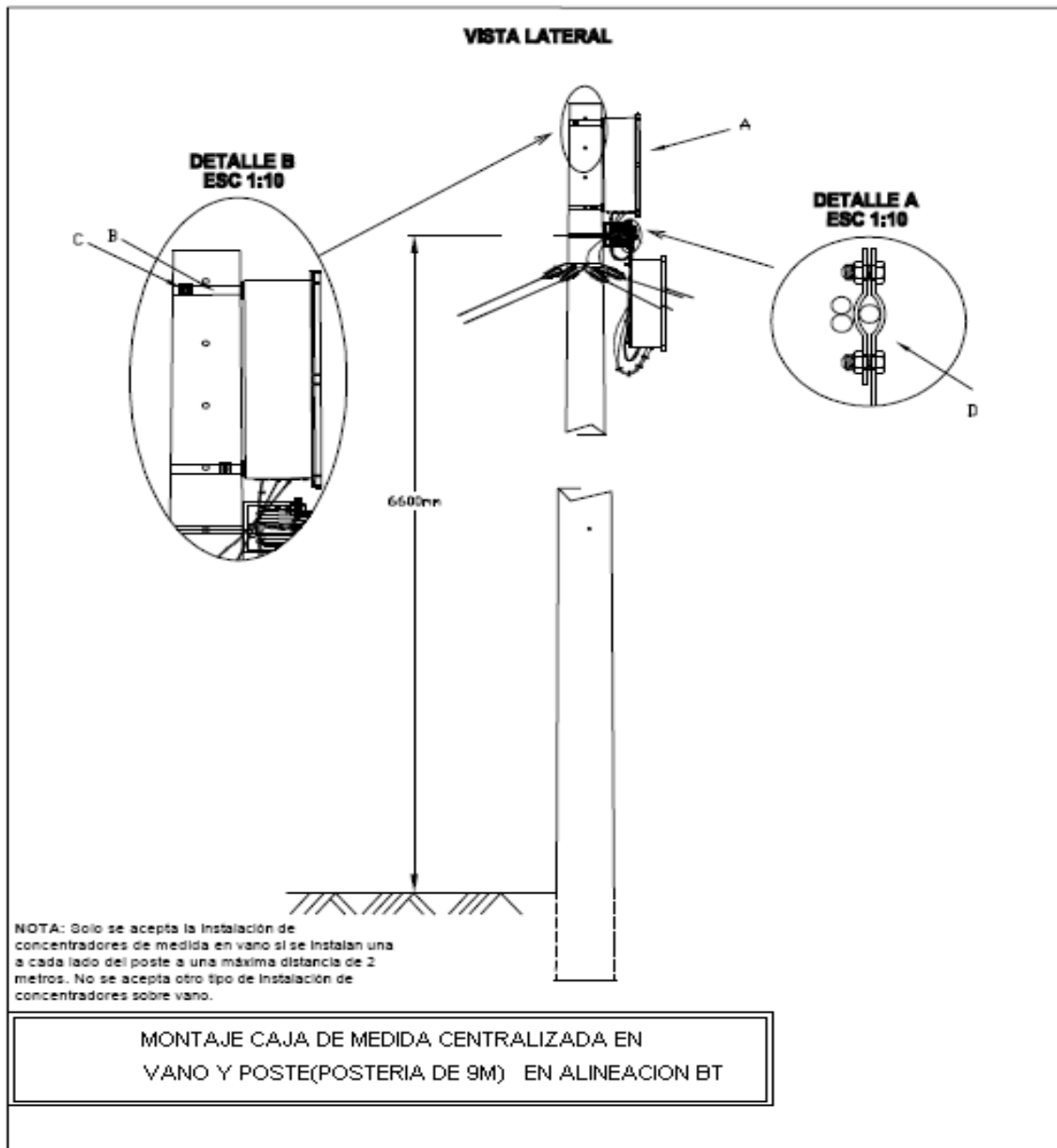


Tabla 22. Unidades Constructivas Configuración Normal poste 9m en Baja Tensión

Materiales para instalación de concentradores Bifásico en poste				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
B	551557	2	Mts	Fleje de sujeción 20x 0.7 mm.
C	704184	2	U	Hebilla fleje de sujeción
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifásico en poste				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
B	551557	2	Mts	Fleje de sujeción 20x 0.7 mm.
C	704184	2	U	Hebilla fleje de sujeción
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Bifásico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
j	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones

Para el montaje de medida Centralizada en configuración Normal, para baja tensión en poste o vano de 9 metros Fin de Línea. La colocación de la caja de la medida se ilustra en la figura 10 y sus unidades constructivas se muestran en la tabla 23.

Figura 10. Montaje caja de medida centralizada en vano y poste de 9m Fin de Línea BT.

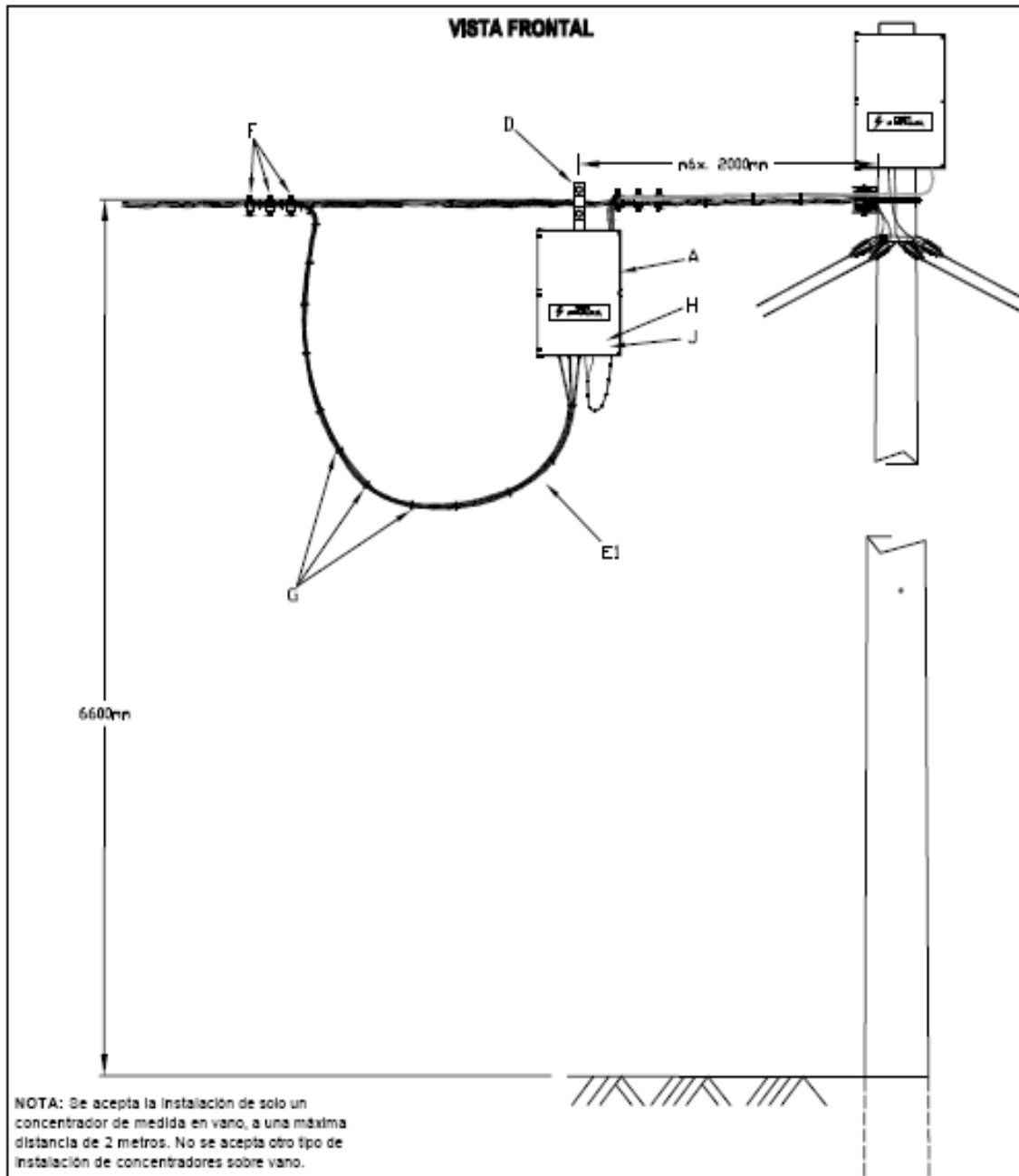


Tabla 23. Unidades Constructivas Configuración Normal poste 9m Fin de Línea en Baja Tensión.

Materiales para instalación de concentradores Bifásico en poste				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
B	551557	2	Mts	Fleje de sujeción 20x 0.7 mm.
C	704184	2	U	Hebilla fleje de sujeción
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifásico en poste				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
B	551557	2	Mts	Fleje de sujeción 20x 0.7 mm.
C	704184	2	U	Hebilla fleje de sujeción
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Bifásico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
j	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones



### 10.1.2. MONTAJE MEDIDA CENTRALIZADA EN CONFIGURACIÓN ESPECIAL.

Para la instalación de la medida Centralizada en configuración Especial, para Media Tensión. Montaje de caja en poste o vano con transformador y soporte en U. La colocación de la caja de la medida se ilustra en la figura 11. Y sus unidades constructivas se muestran en la tabla 24.

Figura 11. Montaje de caja en vano con transformador y soporte en U en configuración especial.

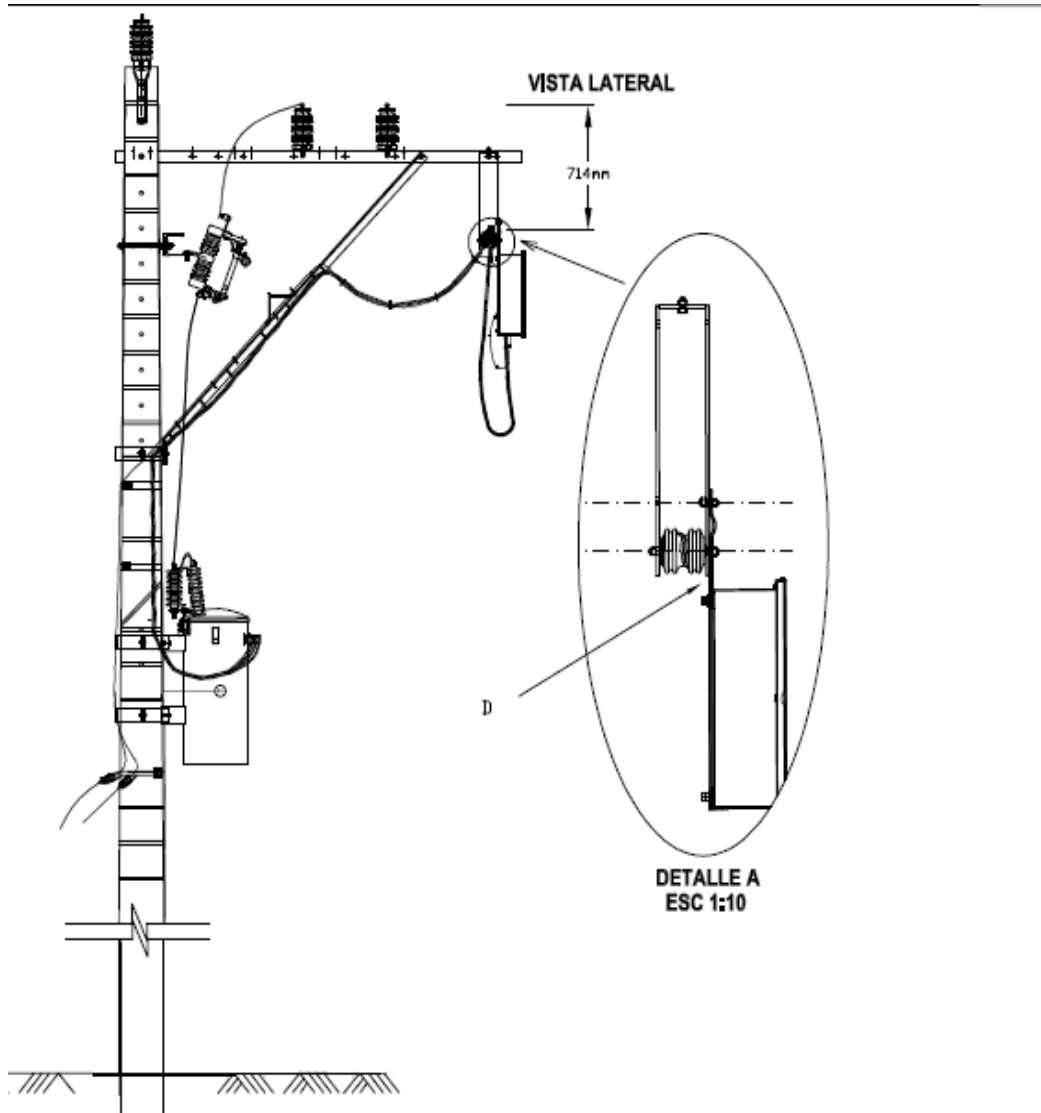
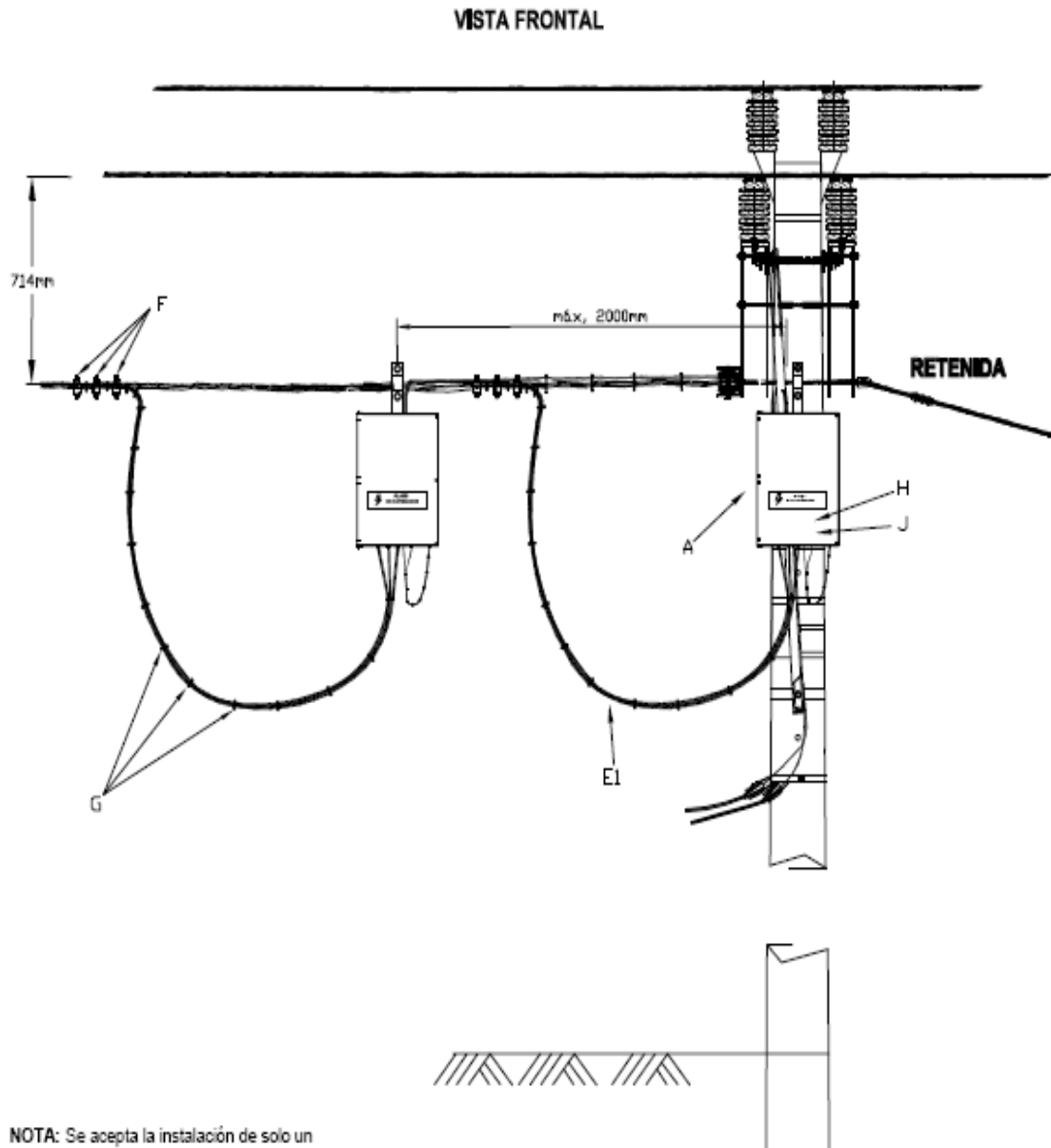


Tabla 24. Unidades Constructivas Configuración especial con soporte en U .

Materiales para instalación de concentradores Bifásico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifásico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribución Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plástica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones

Para la instalación de la medida Centralizada en configuración Especial, el montaje de la caja en el poste con alineación de M.T y Fin de línea en B.T, se coloca la caja de la medida como se ilustra en la figura 12a y figura 12b y sus unidades constructivas se muestran en la tabla 25.

Figura 12a.Montaje caja de medida centralizada en poste de configuración Especial .Alineación MT y Fin de línea BT



**NOTA:** Se acepta la instalación de solo un concentrador de medida en vano, a una máxima distancia de 2 metros. No se acepta otro tipo de instalación de concentradores sobre vano .

Figura 12b.Montaje caja de medida centralizada en poste de configuración Especial .Alineación MT y Fin de línea.

Tabla 25. Unidades Constructivas Configuración especial

Materiales para instalación de concentradores Bifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Bifasico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifasico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	XXXXX	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2

G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones

## 11. CONCLUSIONES

Se realizó una guía de diseño de redes eléctricas, basado en las nuevas tecnologías empleadas en el desarrollo y construcción tanto urbanas como rurales, la cual muestra los tipos de configuración que se emplean basado en las diferentes normas que rigen a nivel nacional; como lo son la UNIÓN FENOSA, EL RETIE, EL RETILAP, ETC.

Como se puede evidenciar en esta guía está contemplada toda la tecnología utilizada en el diseño y construcción con sus respectivas unidades constructivas (UCC).

Se logra orientar a los investigadores o estudiantes, mediante una guía de diseño en base a la nueva tecnología empleada proyectada a la construcción. Esta guía se constituye en los diferentes tipos de configuración, las tecnologías utilizadas, las respectivas unidades constructivas y como se lleva el diseño a la construcción.

## 12. BIBLIOGRAFÍA.

- **PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS DE 13,2 Y 34,5 kV SIN NEUTRO**

Versión 2 20/05/05, UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, S. A., Capítulo 1 y 2.

- **PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN**

Versión 5 16/04/02, UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, S. A., Capítulo 2 y 3.4

- **CRITERIOS DE DISEÑO DE LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN DE 13,2 Y 34,5 kV**

Versión 2 20/11/00, UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, S. A., Capítulo 4 y 5.

- **CRITERIOS DE ARQUITECTURA DE RED AÉREA CARIBE**

Versión 6 17/08/04, UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, S. A., Capítulo 5

- **ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE CONFIGURACIÓN ESPECIAL.**

NORMATIVA DE DISTRIBUCIÓN 13/11/2008, ELECTRICARIBE

- **MONTAJE DE LAS REDES INTELIGENTES EN PROYECTOS DE REMODELACIÓN DE REDES.**

INSTRUCTIVO 12/03/2010, ELECTRICARIBE, Capítulo 4

- **REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE 2010), Artículo 13.**

- **PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION.**

Versión 4, Capítulo 4, **Unión Fenosa**

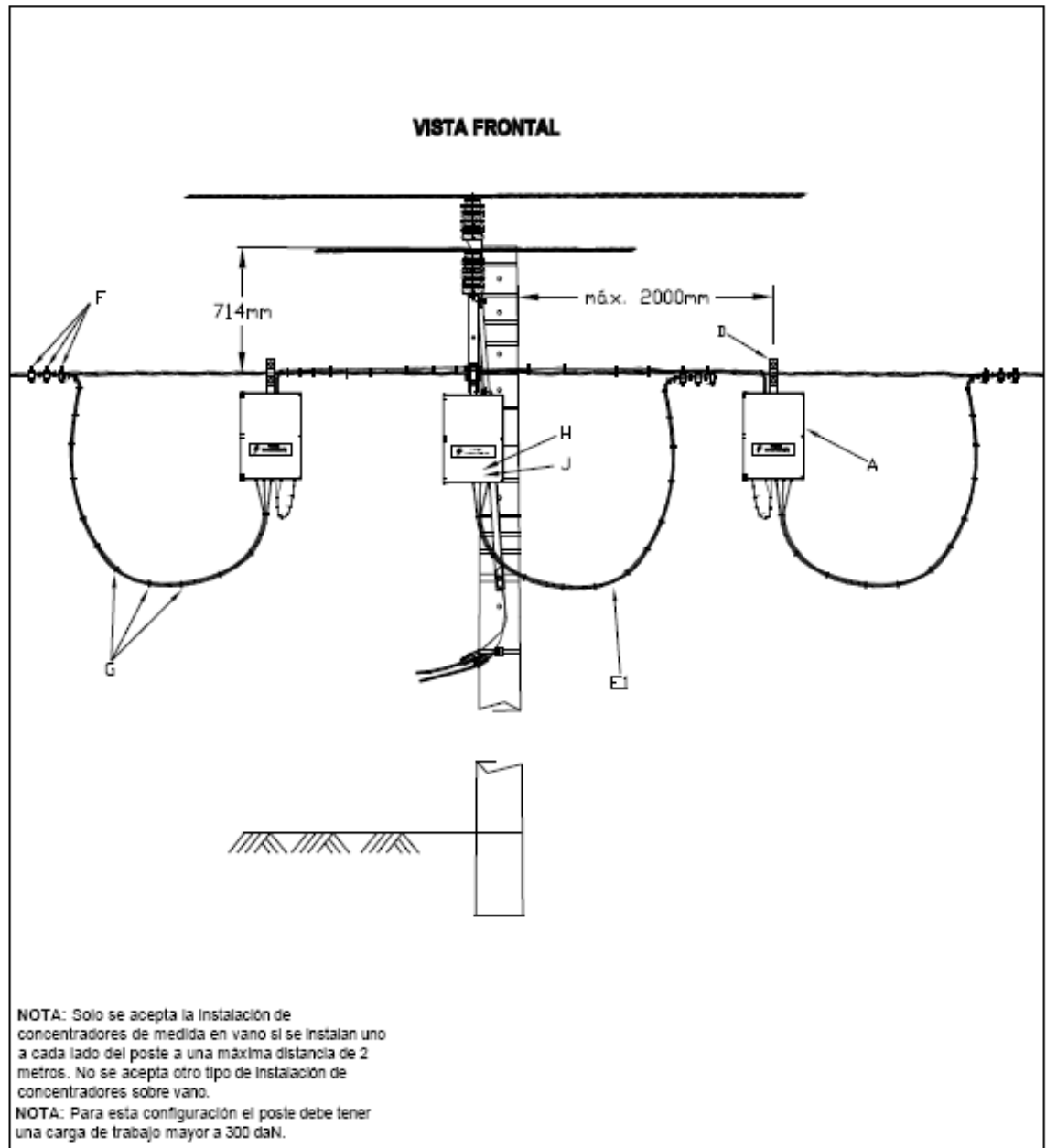
# **ANEXOS**

# **ANEXO 1**

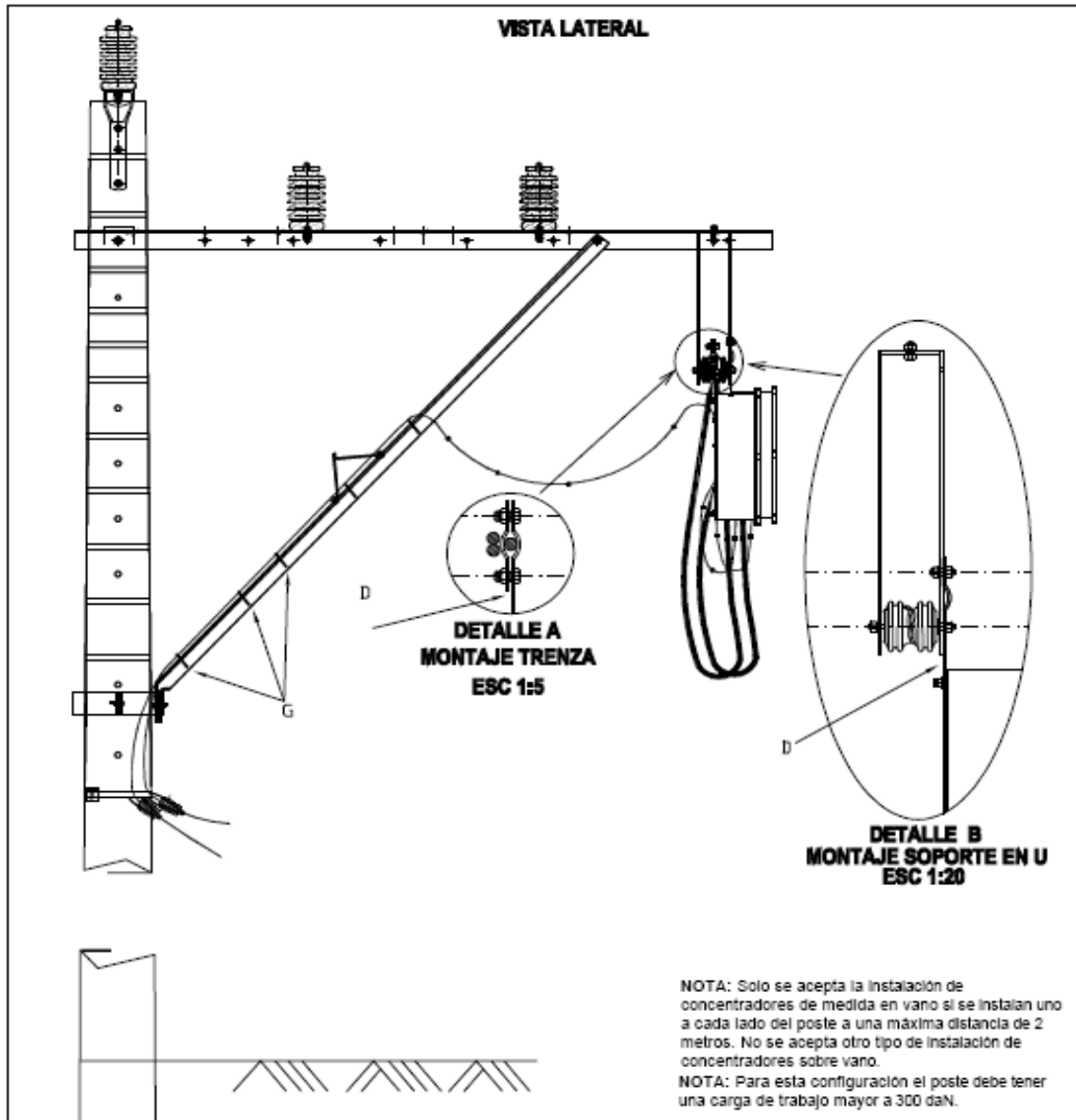
## **DETALLES CONSTRUCTIVOS DE LA CONFIGURACIÓN ESPECIAL**



**Anexo 1** Montaje de caja de medida centralizada en poste en configuración Especial y Alineación en Baja Tensión



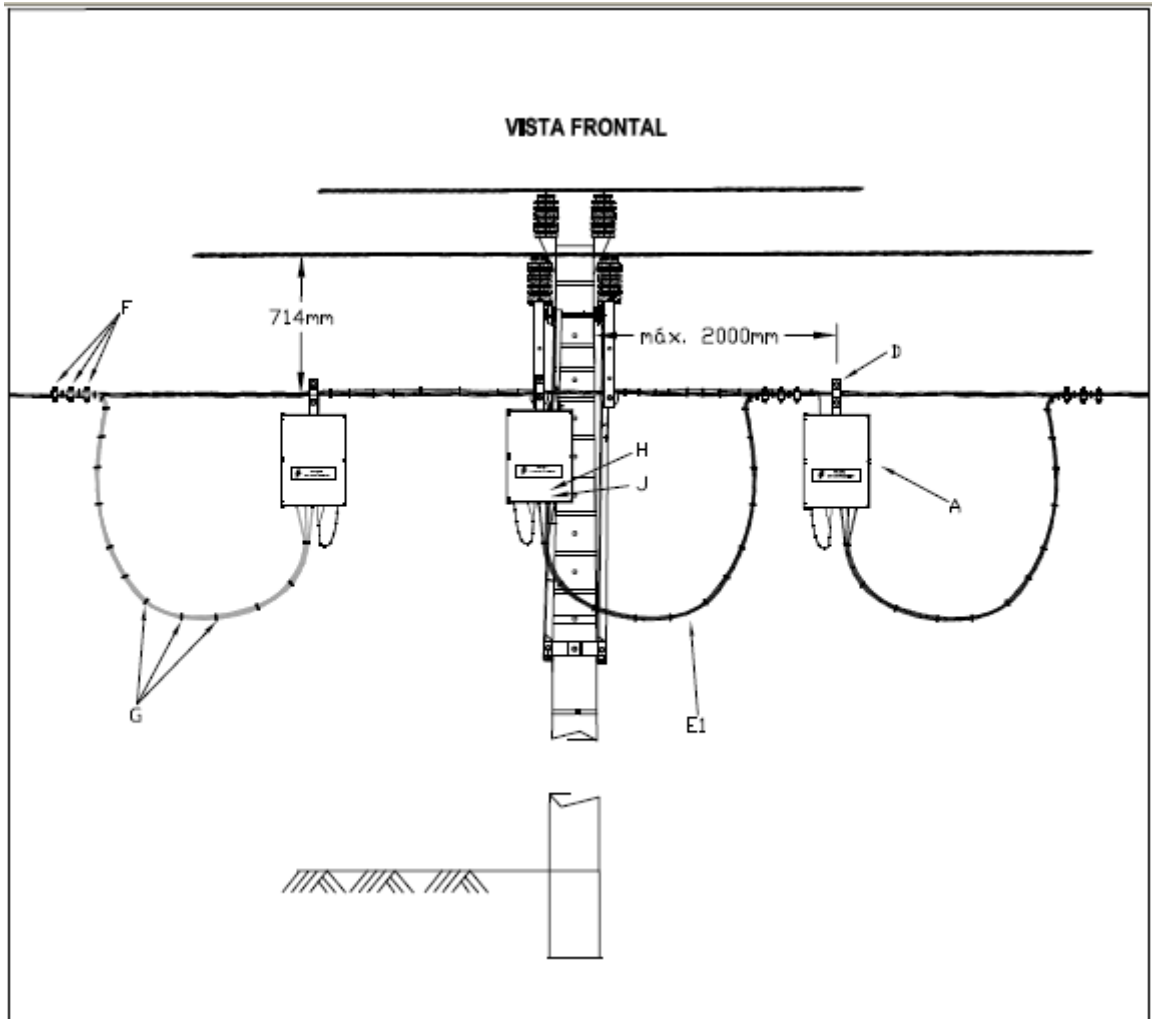
**Anexo 1a.** Vista lateral del plano del anexo 1



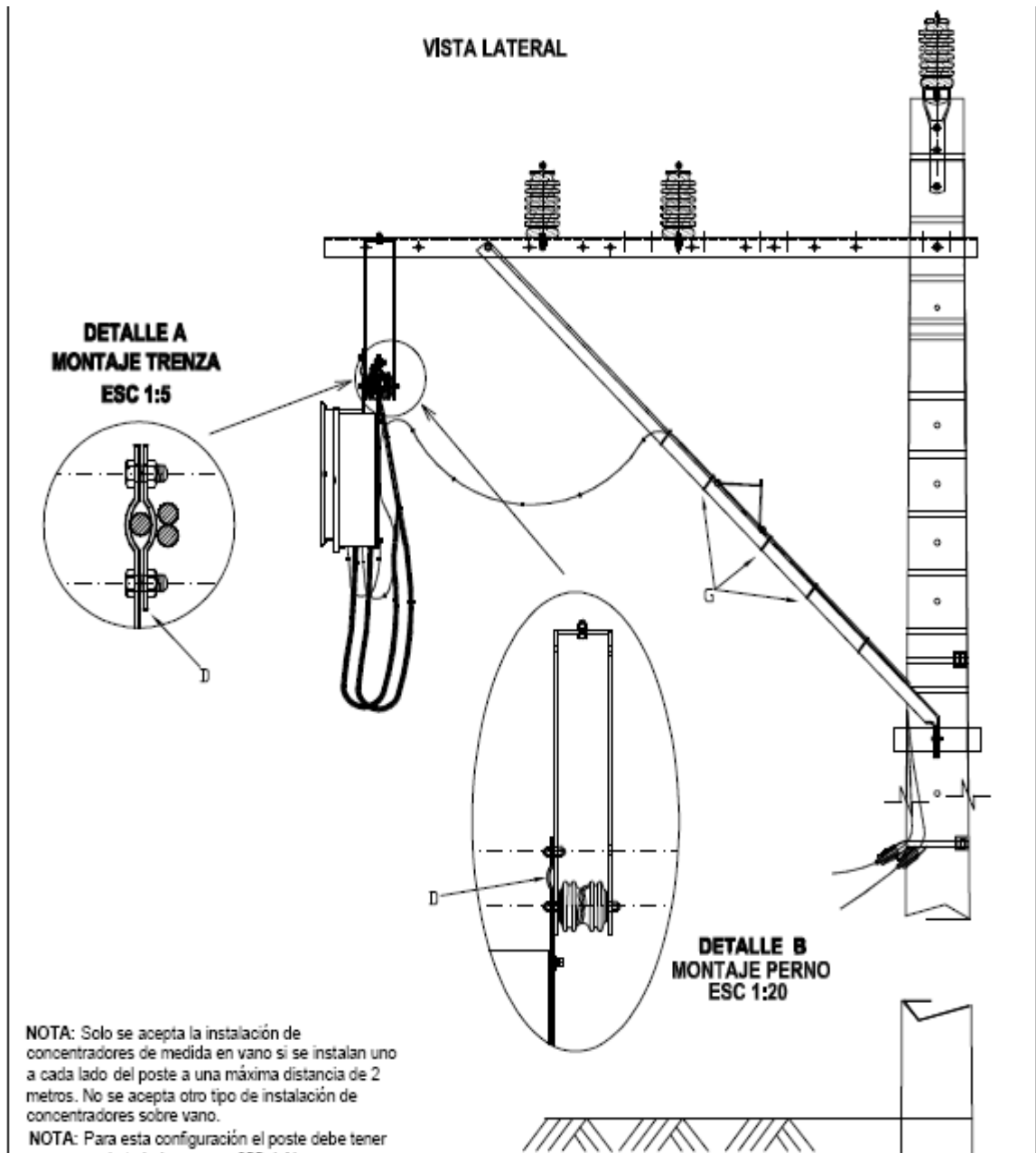
Anexo 1b. Unidades constructivas para la construcción del modelo del anexo 1 y 1a.

Materiales para instalación de concentradores Bifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	xxxxx	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Bifasico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifasico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones

**Anexo 2.** Montaje caja de medida centralizada en poste de configuración Especial  
Angulo MT y Alineación BT.



**Anexo 2a.** Vista lateral del plano del anexo 2.

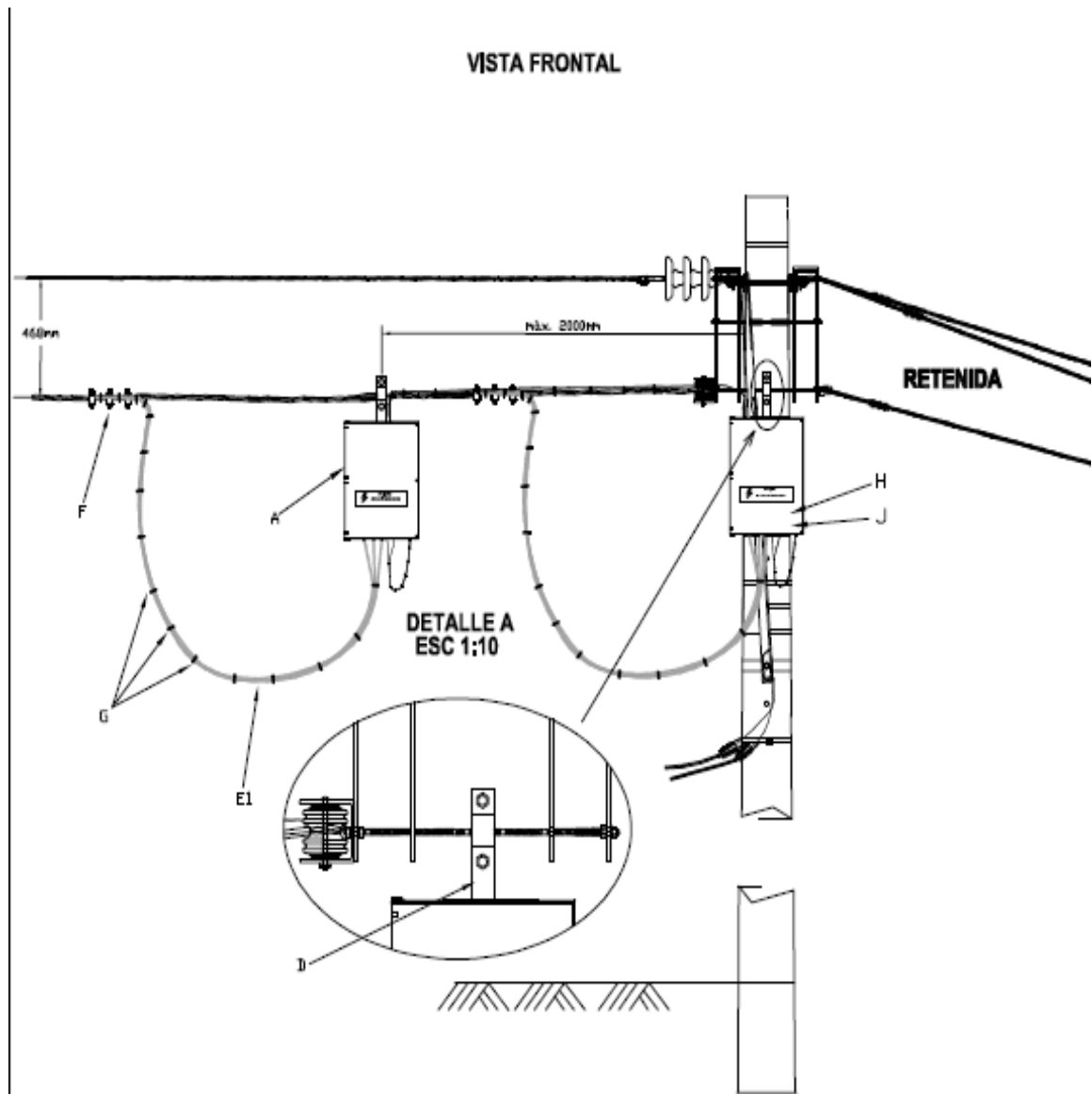


**Anexo 2 b.** Unidades, montaje del diseño de la configuración Especial Angulo MT y Alineación BT

**Anexo 3.**Montaje caja de medida centralizada en poste de conf. Esp. Fin de línea

Materiales para instalación de concentradores Bifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Bifasico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
Materiales para instalación de concentradores Trifasico en soporte en U				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones

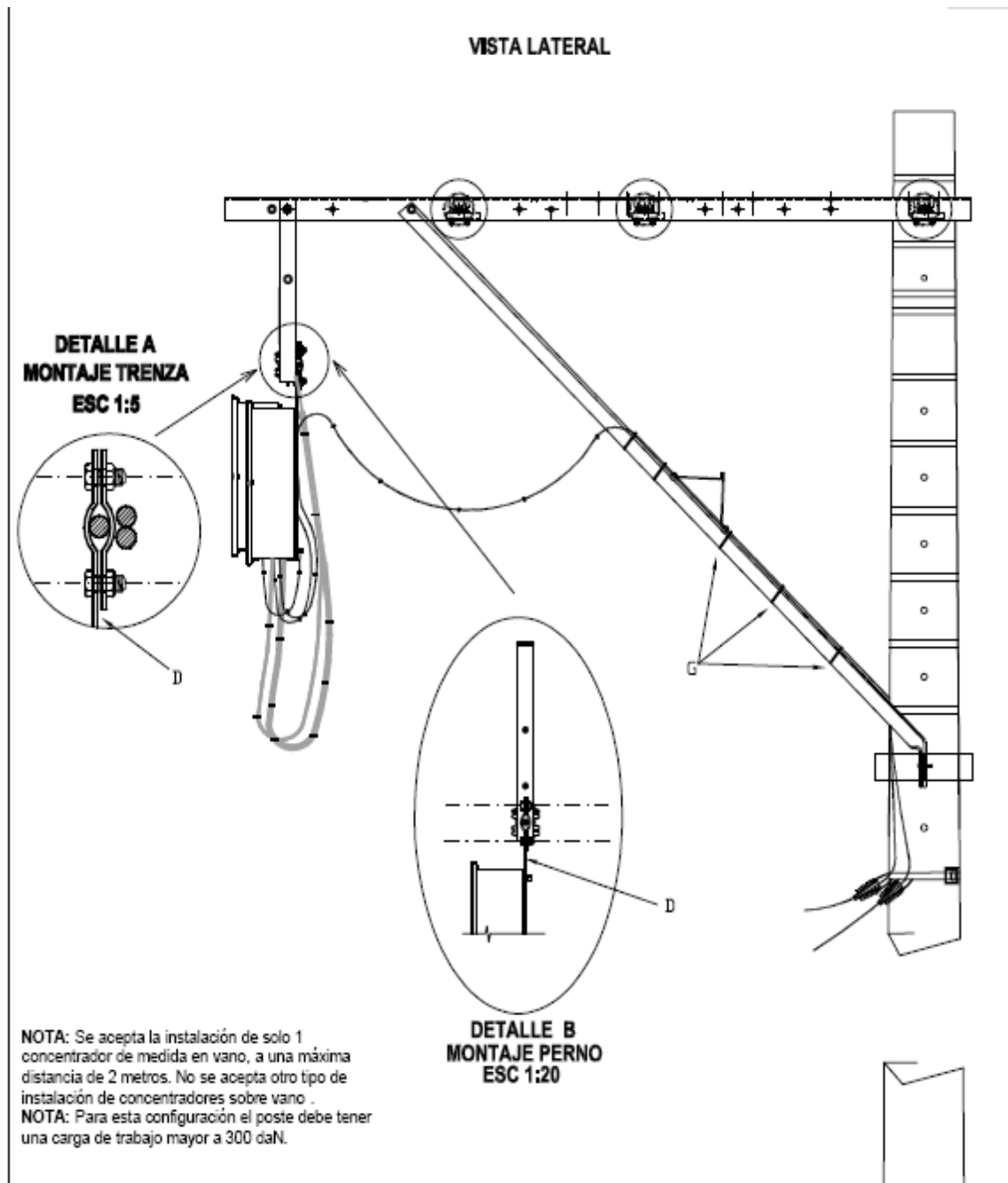
MT y Fin de línea BT.



**NOTA:** Se acepta la instalación de solo un concentrador de medida en vano, a una máxima distancia de 2 metros. No se acepta otro tipo de instalación de concentradores sobre vano.

**NOTA:** Para esta configuración el poste debe tener una carga de trabajo mayor a 300 daN.

**Anexo 3a.** Vista lateral del plano del anexo 3.



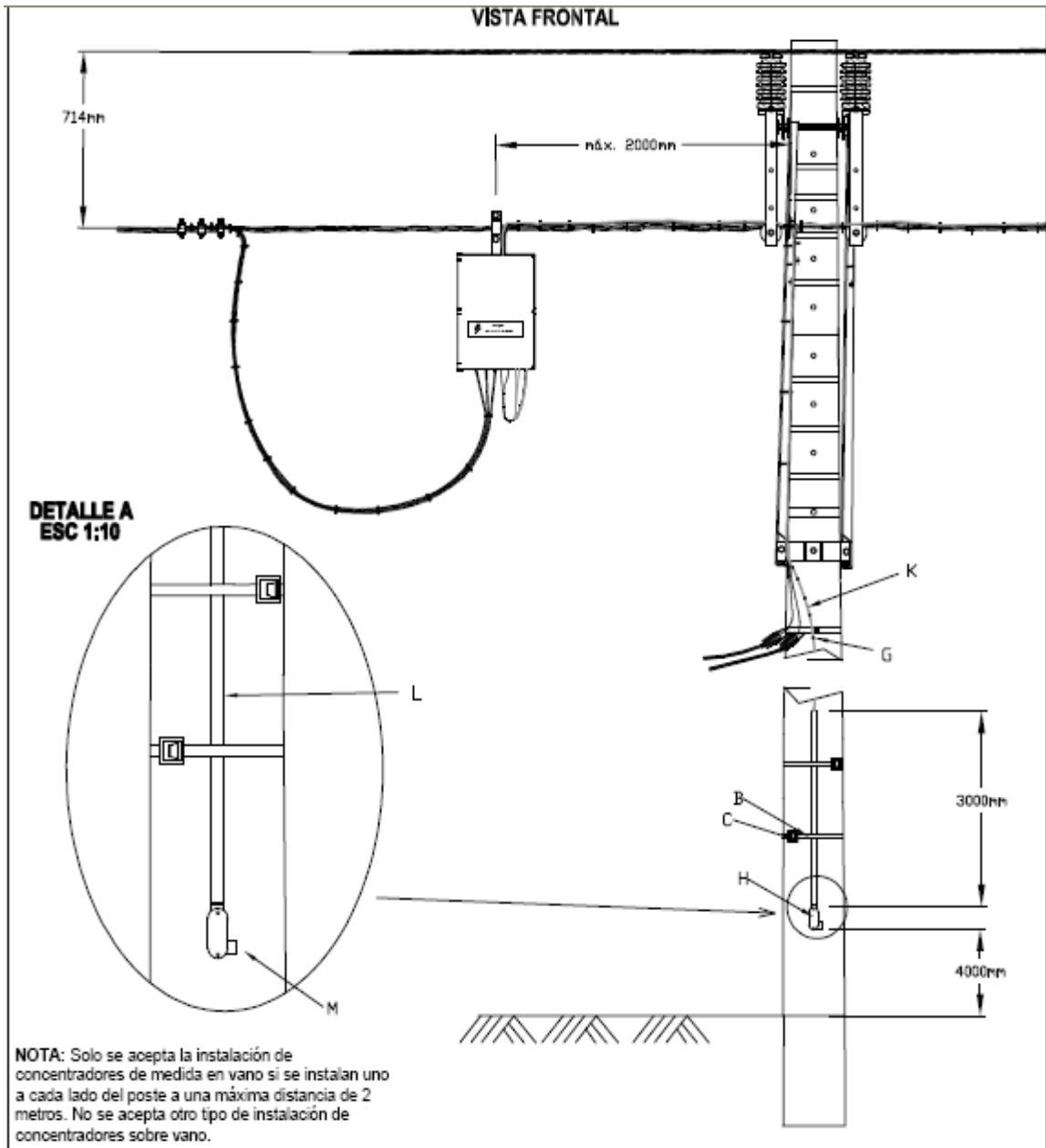
**Anexo 3 b.** Montaje del diseño de la configuración Especial Fin de línea MT y Fin de línea BT.

Materiales para instalación de concentradores Bifasico en Vano				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION



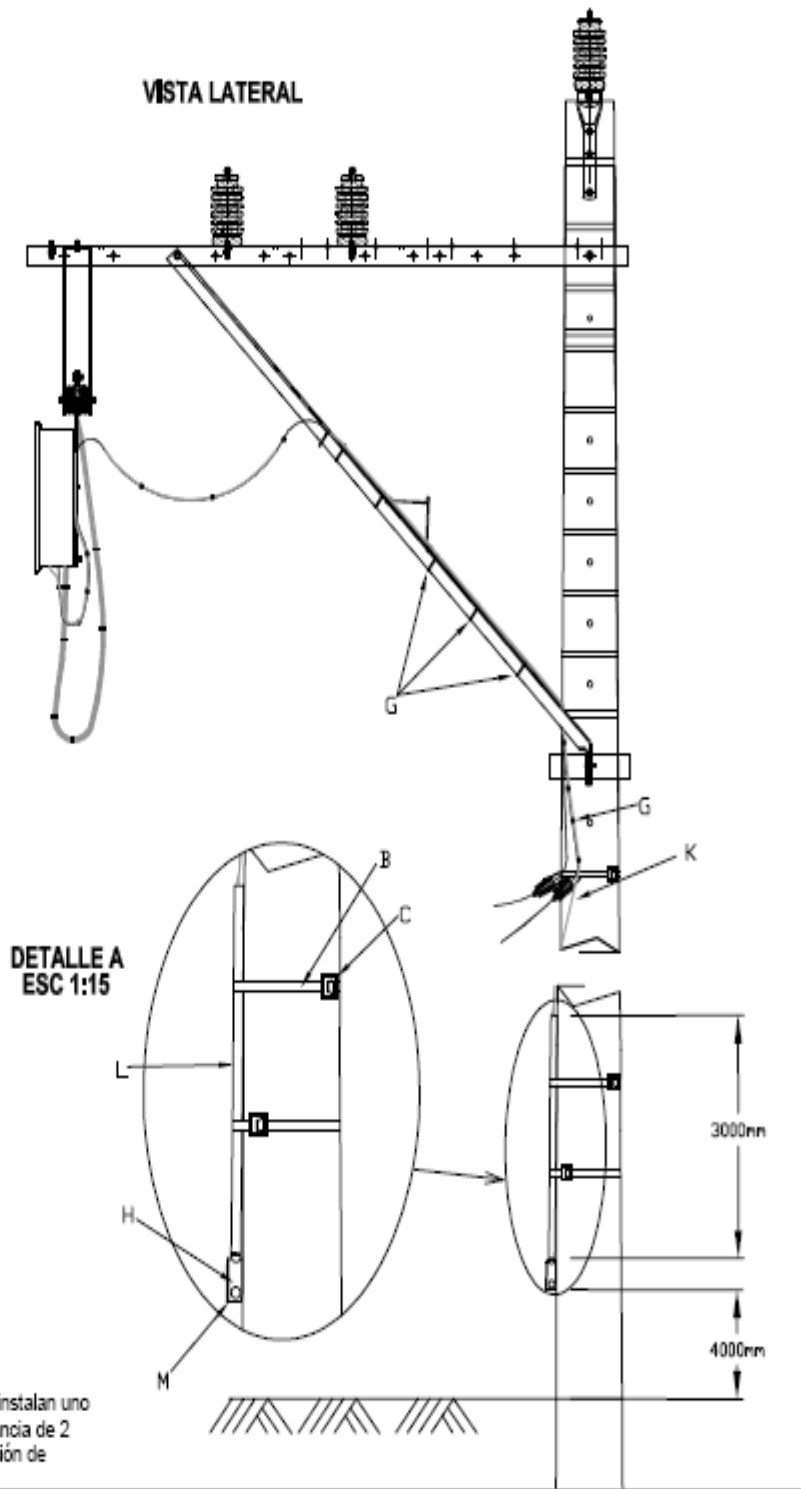
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
<b>Materiales para instalación de concentradores Trifasico en Vano</b>				
<b>REF</b>	<b>CODIGO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>DENOMINACION</b>
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
<b>Materiales para instalación de concentradores Bifasico en soporte en U</b>				
<b>REF</b>	<b>CODIGO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>DENOMINACION</b>
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E1	474097	2.5	Mts	Cable Acomeetida 2x2+2
F	703753	3	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones
<b>Materiales para instalación de concentradores Trifasico en soporte en U</b>				
<b>REF</b>	<b>CODIGO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>DENOMINACION</b>
A	478685	1	U	Concentradores de medida y distribucion Rs 485
D	484905	1	U	Soporte en L para medida Centralizada
E2	474098	2.5	Mts	Cable Acomeetida 3x2+2
F	703753	4	U	Conector de perforación 4/0 -1/0 / 4/0- #2
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11
J	MC0005	2	U	Multiplexor de 5 A 6 posiciones

#### **Anexo 4.: Montaje para los bajantes del BPI.**



**Anexo 4 a.** Vista lateral del plano del anexo 4.

VISTA LATERAL



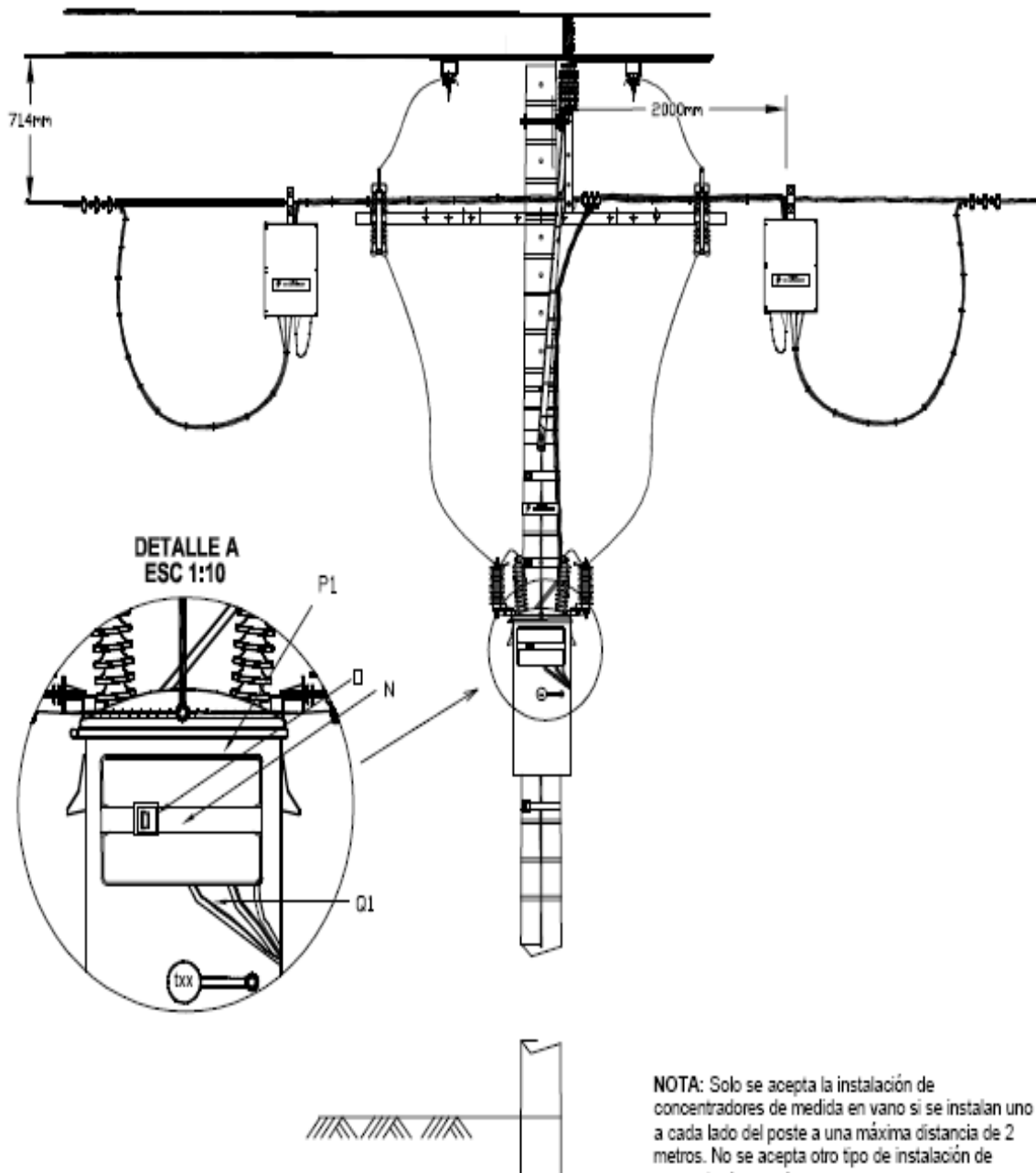
**NOTA:** Solo se acepta la instalación de concentradores de medida en vano si se instalan uno a cada lado del poste a una máxima distancia de 2 metros. No se acepta otro tipo de instalación de concentradores sobre vano.

**Anexo 4 b.** Unidades constructivas para el montaje de los bajantes del BPI

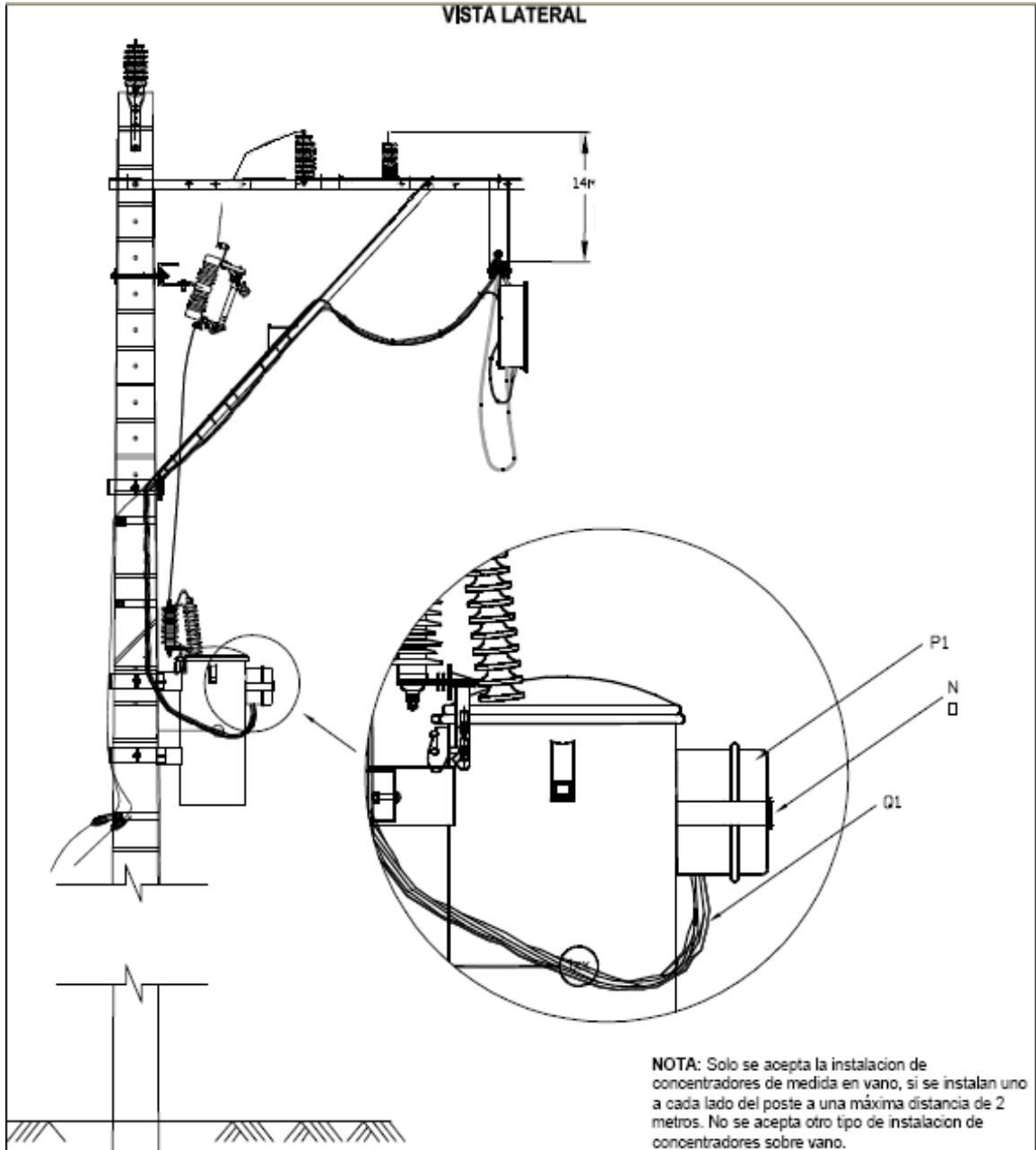
Materiales para instalación de los bajantes del BPI				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
K	930409	9.0	Mts	Cable Telefonico blindado tipo3 dos pares uso exterior
L	4734406	1.0	U	Tubo Conduit Galvanizado 1"x 3 metros
B	551557	2	Mts	Fleje de sujección 20x 0.7 mm.
C	704184	2	U	Hebilla fleje de sujección
M	484905	1.0	U	Conduleta en L
G	474767	12	U	Amarra Plastica de 20cm.
H	491668	2	U	Conector Rj11

## Anexo 5. Montaje de macro medida en transformador.

VISTA FRONTAL



**Anexo 5 a. Vista lateral del plano del anexo**



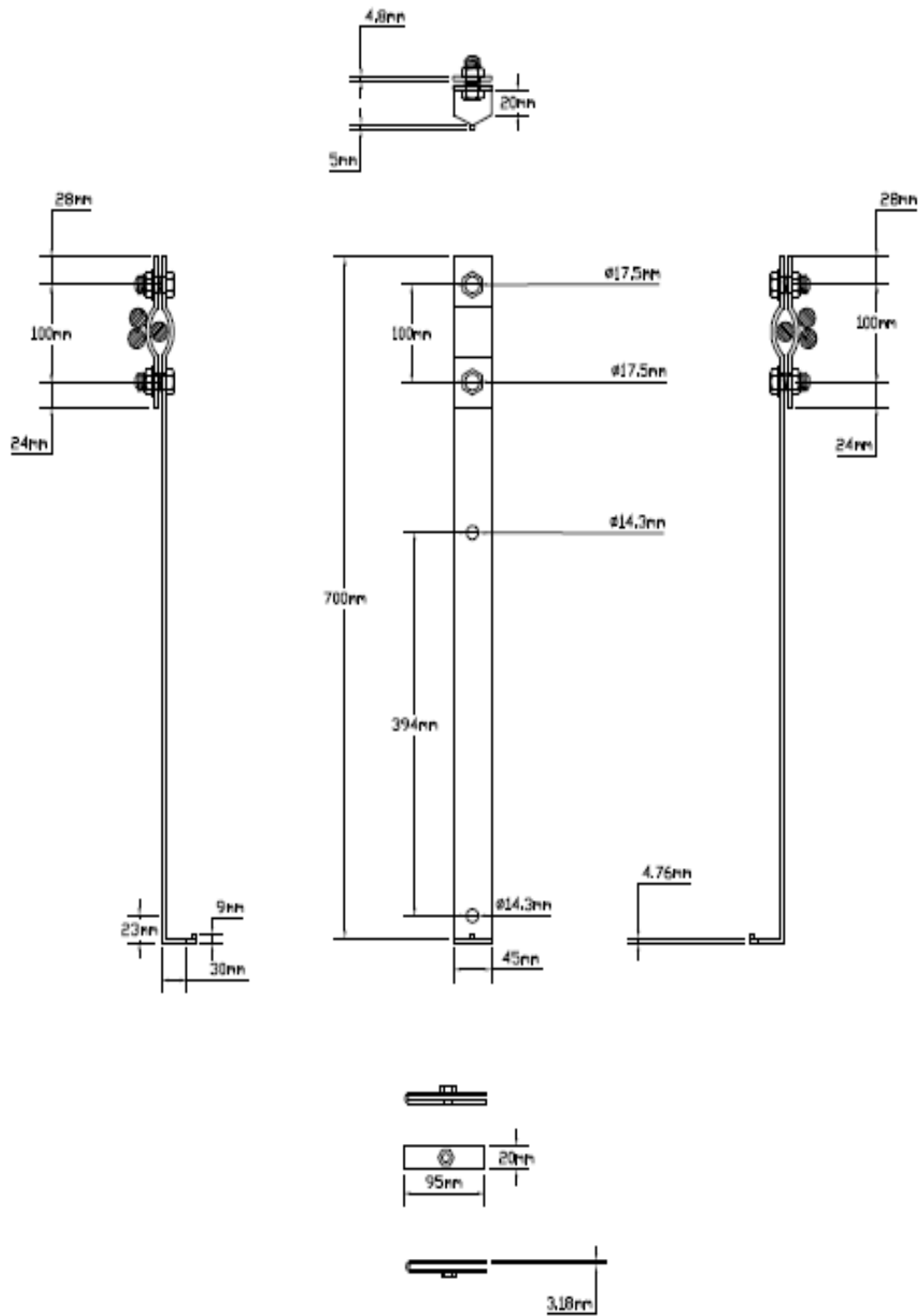
5.

**Anexo 5 b.** Unidades constructivas para el Montaje de la macro medida en transformador.

Materiales para instalación de la macro medida en transformado Bifásico				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
N	464273	2.5	Mts	Cinta de 3/4" Acero Inoxidable
O	465067	1.0	U	Hebilla Acero Inoxidable para cinta de 3/4"
P1	464735	1.0	U	Caja Policarbonato medidor tipo 3 y 4
Q1	475238	6.0	Mts	Cable control 4x 12 AWG 600 v
Materiales para instalación de la macro medida en transformado Trifásico				
REF	CODIGO	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACION
N	464273	2.5	Mts	Cinta de 3/4" Acero Inoxidable
O	465067	1.0	U	Hebilla Acero Inoxidable para cinta de 3/4"
P1	464735	1.0	U	Caja Policarbonato medidor tipo 3 y 4
Q2	475237	6.0	Mts	Cable control 6 x 12 AWG 600 v

Estos anexo nos dan una orientación final de cómo debe quedar el montaje al utilizar todas las normas establecidas en esta guía y la utilización de los elementos y equipos que se encuentran en las tablas de unidades constructivas

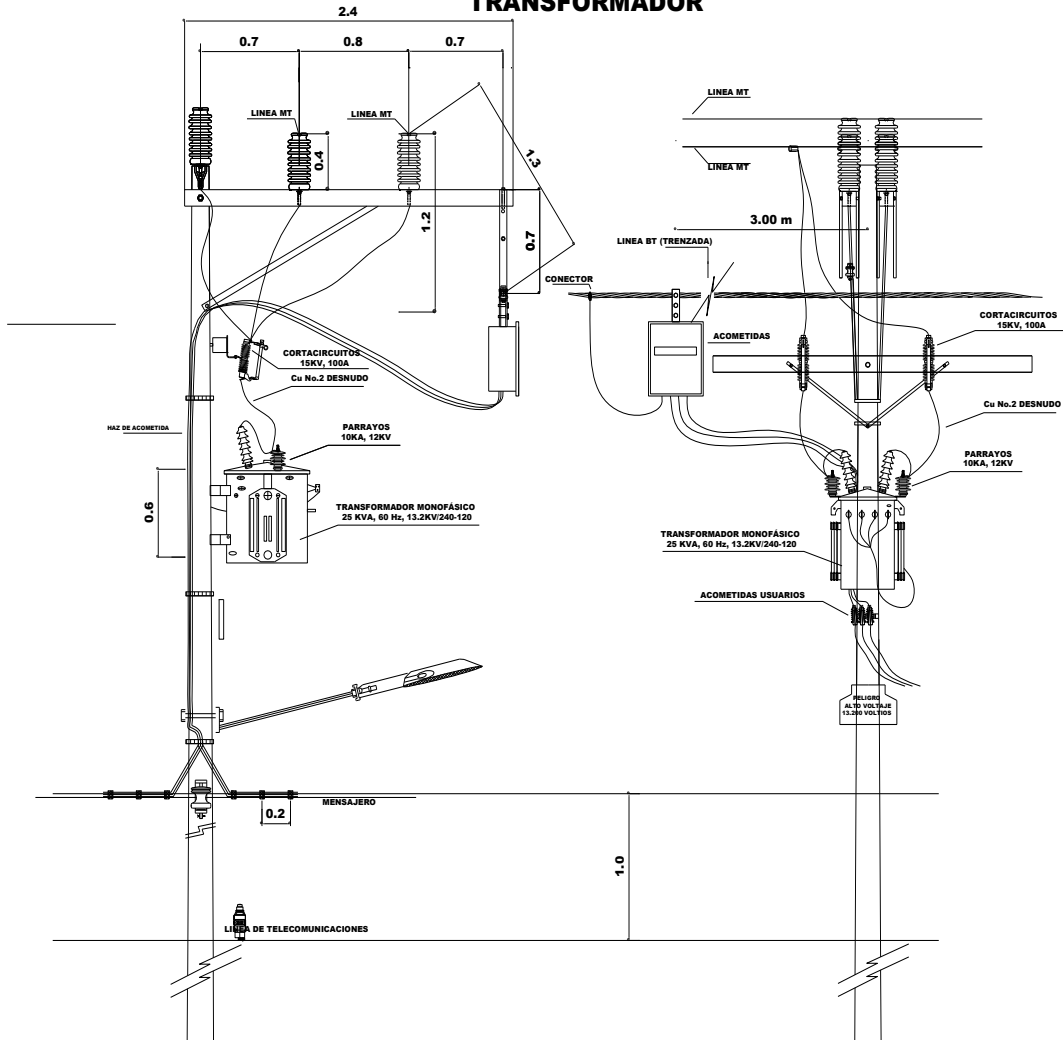
**Anexo 6:** Soporte en L para el concentrador de medida





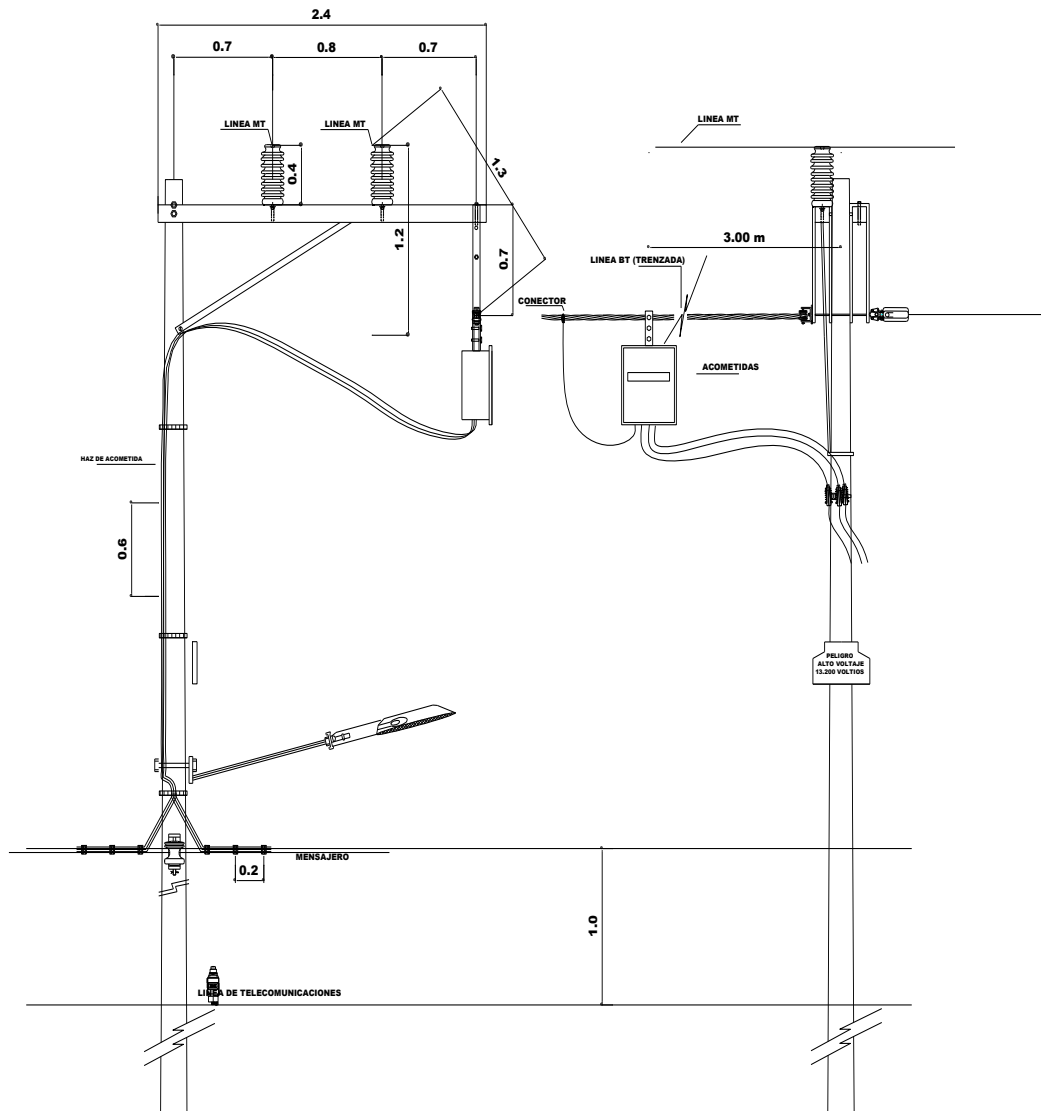
**Anexo 7. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO TRIFASICO EN ANGULO MT Y ALINEACION BT CON TRANSFORMADOR.**

**TRIFASICO  
ANGULO MT  
ALINEACION BT  
TRANSFORMADOR**

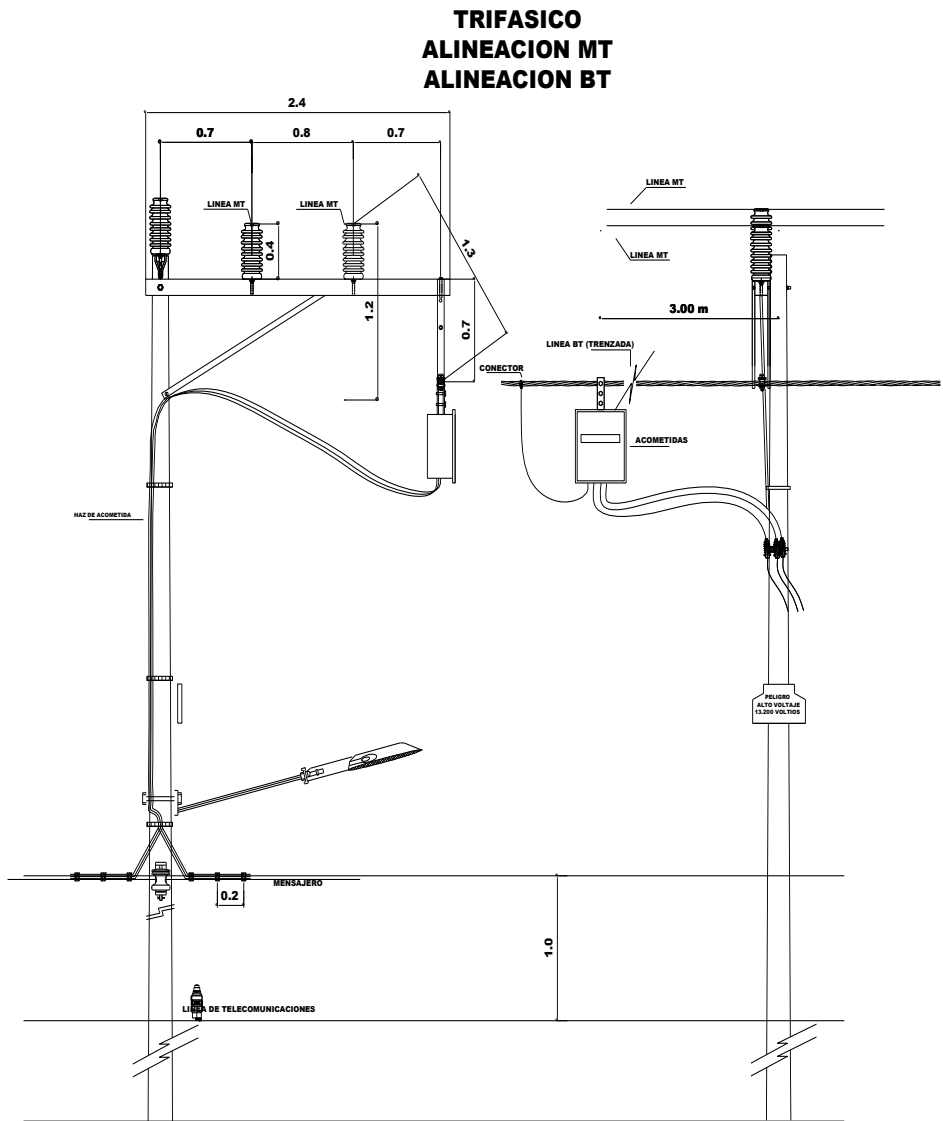


**Anexo 8. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO BIFASICO EN ALINEACION MT Y FIN DE LINEA BT.**

**BIFASICO  
ALINEACION MT  
FIN DE LINEA BT**

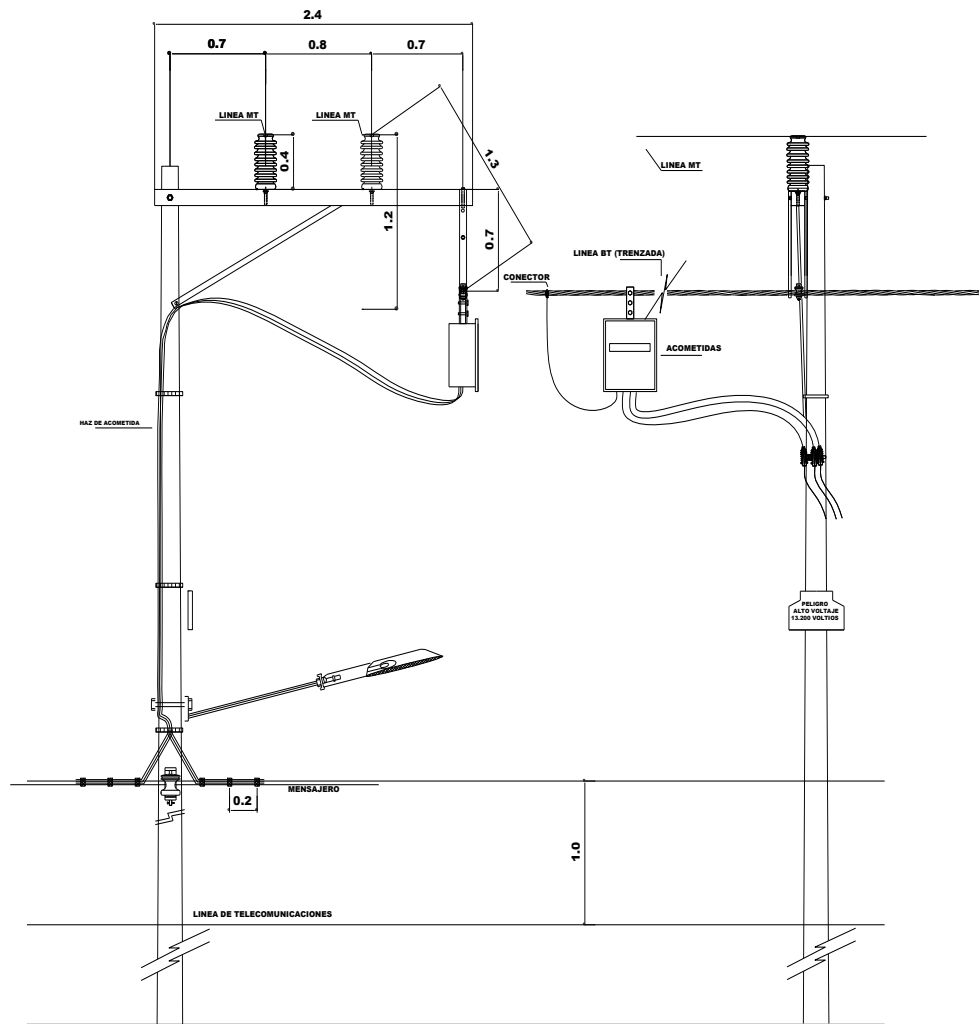


**Anexo 9. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO TRIFASICO EN ALINEACION MT Y ALINEACION BT.**

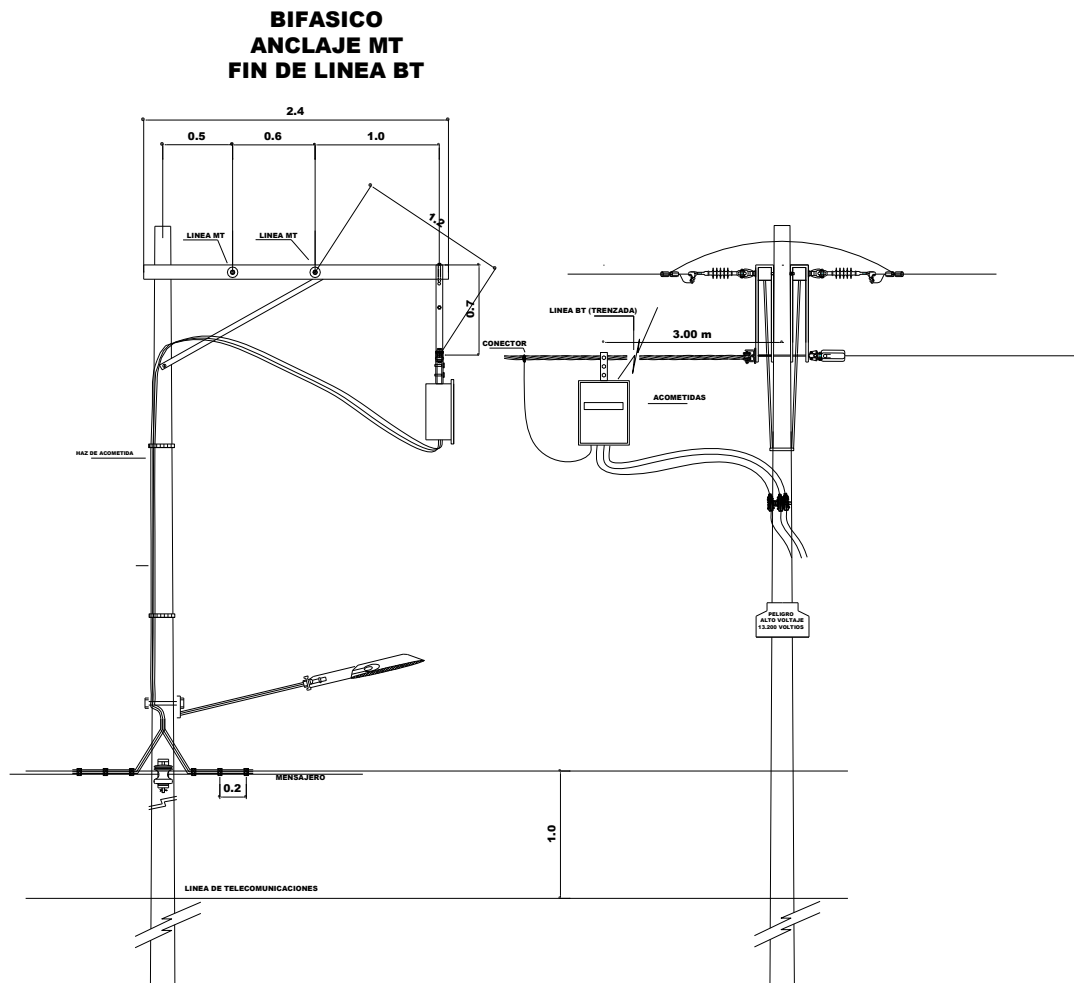


**Anexo 10. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO BIFASICO EN ALINEACION MT Y ALINEACION BT.**

**BIFASICO  
ALINEACION MT  
ALINEACION BT**

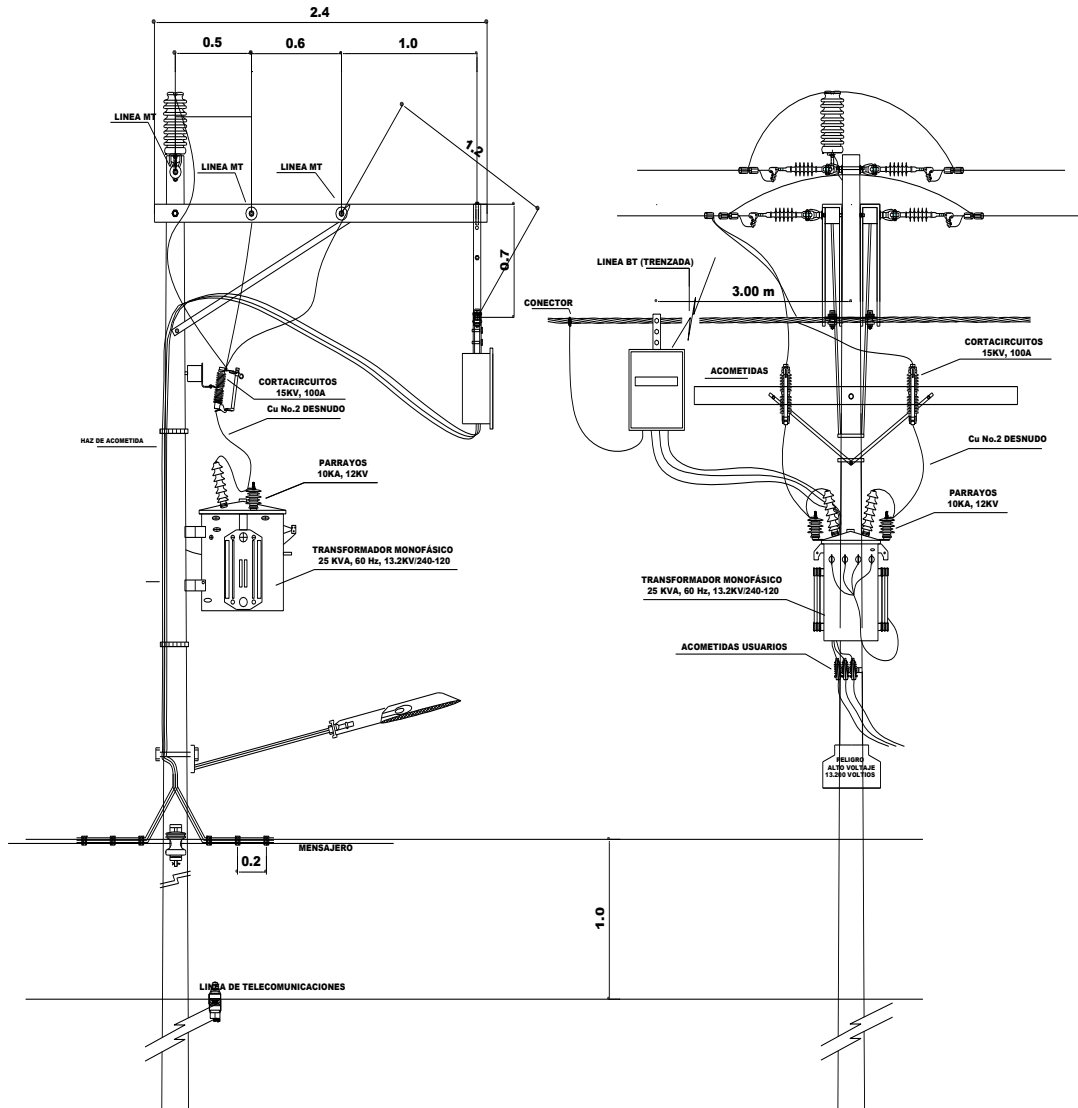


**Anexo 11. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO BIFASICO EN ANCLAJE MT Y FIN DE LINEA BT.**

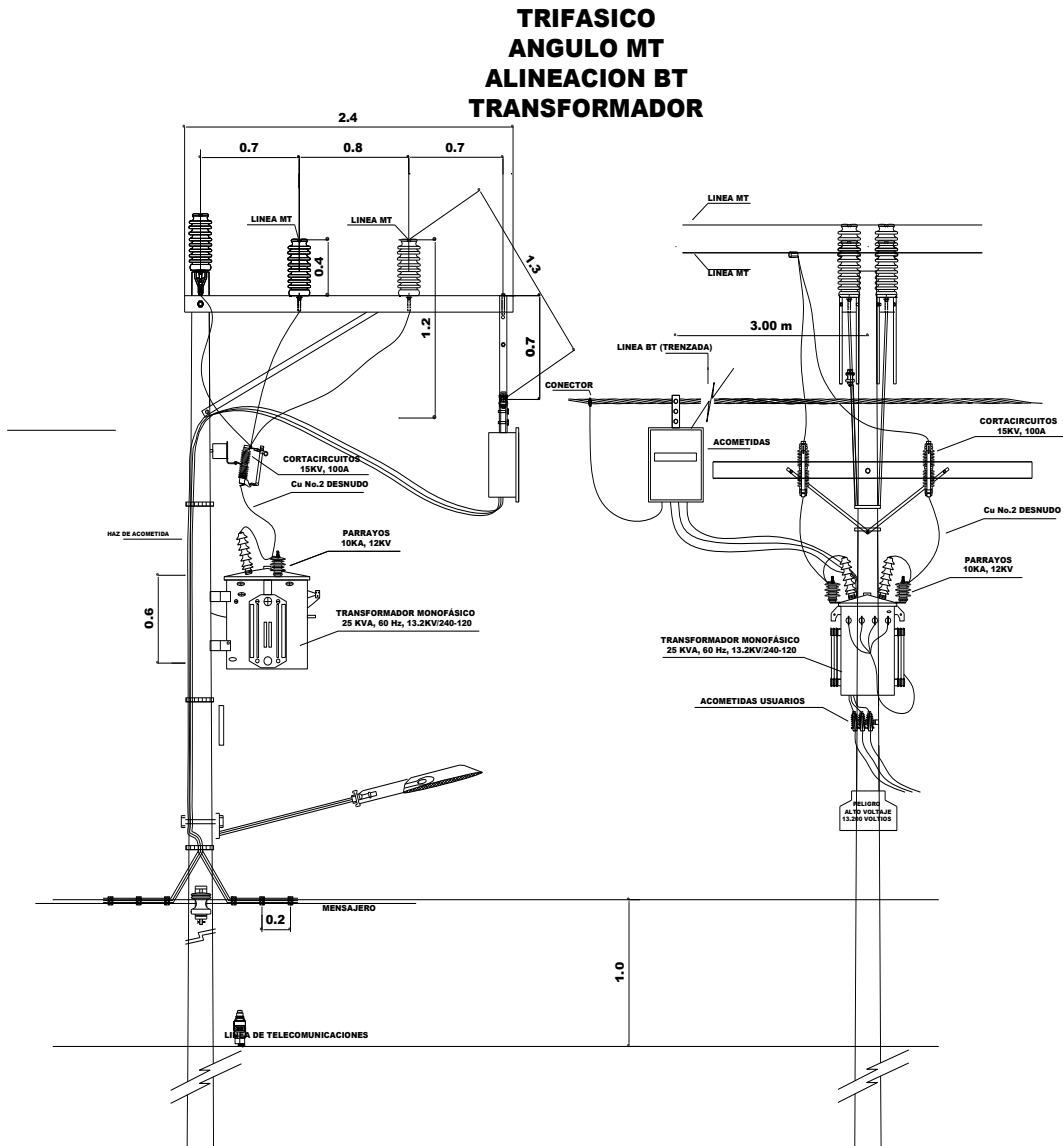


**Anexo 12. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO TRIFASICO EN ANCLAJE MT Y ALINEACION BT CON TRANSFORMADOR.**

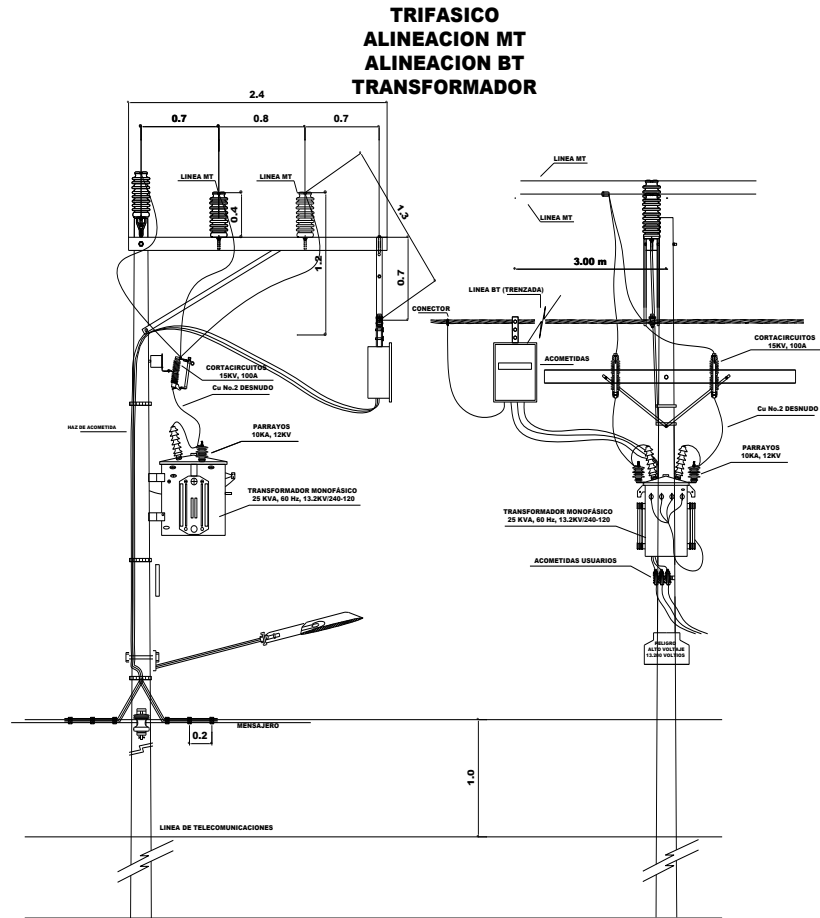
**TRIFASICO  
ANCLAJE MT  
ALINEACION BT  
TRANSFORMADOR**



**Anexo 13. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO TRIFASICO EN ANGULO MT Y ALINEACION BT CON TRANSFORMADOR.**



**Anexo 14. VISTA LATERAL Y FRONTAL DE UN ARMADO TRIFASICO EN ALINEACION MT Y ALINEACION BT CON TRANSFORMADOR.**





# ANEXO 2

## EJEMPLO APLICATIVO

**ENUNCIADO.**

Se pretende blindar, normalizar y construir las redes media y baja tensión del Barrio Claudia Catalina en La Sabana de Bogotá, Cundinamarca. Por lo tanto hay que tener en cuenta para comenzar:

### **OBJETIVO DEL PROYECTO**

Este proyecto tiene como objetivo blindar, normalizar y construir las redes media y baja tensión del Barrio Claudia Catalina, implementando la instalación de redes de baja y media tensión a través de la medida centralizada o redes inteligentes, el barrio presenta las siguientes características:

Número de usuarios o viviendas = 245  
 Estrato socioeconómico: Medio  
 Consumo por usuario=1,6KVA  
 Estado de la red: no existen  
 Tipo de red: no existen  
 Clientes con medidor: cero  
 Ubicación: Rural

### **LOCALIZACIÓN**

En este ítem especificamos los datos específicos de la ubicación del proyecto a realizar

<b>NOMBRE</b>	<b>ELECTRIFICACION DE REDES</b>
<b>DIRECCIÓN</b>	CALLE 24 KR 3 - 16
<b>BARRIO/ VEREDA/ CORREGIMIENTO</b>	CLAUDIA CATALINA
<b>MUNICIPIO</b>	LA SABANA
<b>DEPARTAMENTO</b>	CUNDINAMARCA
<b>NIVEL DE ELECTRIFICACIÓN (RURAL / URBANO)</b>	13.200KV. MONOFÁSICO (Rural)

### **PROMOTOR O CLIENTE**

Especificamos en la siguiente tabla la información de la persona o empresa que solicita el diseño y construcción de este proyecto

<b>NOMBRE</b>	Construcciones eléctricas Ltda.
<b>NIT O CEDULA</b>	85302831- 4

DIRECCIÓN	Diagonal 31 # 72 – 130 Barrio los Alpes
TELÉFONO	Pbx 6562130 Ext 120

### PROYECTISTA

Se registra la información de la persona o empresa que va a realizar el diseño y construcción.

NOMBRE DE LA FIRMA	Eléctricos Fer-car Ltda.
NOMBRE DEL PROYECTISTA	Pedro Rodríguez
NIT	8007645- 1
CEDULA	73542894
MATRICULA PROFESIONAL	AT 205-24865
DIRECCIÓN	Kar 20 call 27-38 Barrio manga Cartagena
TELÉFONO	6510501

### DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se describen todos los datos necesarios para el diseño, con sus respectivas especificaciones tanto para baja tensión como para media tensión en la construcción eléctrica. En las siguientes tablas presentadas en esta guía, consignaremos la información solicitada

#### Red de Media Tensión (MT)

TENSIÓN NOMINAL DE SERVICIO (KV)	13.2
CAPACIDAD TOTAL NOMINAL INSTALADA (KVA)	187.5 KVA
FACTOR DE POTENCIA	0.9
UBICACIÓN (PUNTO DE CONEXIÓN)	EPE 0105

ELEMENTO DE CORTE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN	Cortacircuitos
LONGITUD TOTAL A CONSTRUIR MT (MTS)	1332.2
CONDUCTOR: MATERIAL, CALIBRE	1/0 ACSR
CONFIGURACIÓN ESTÁNDAR (ARMADO)	BANDERA CRUCETA DE MADERA O METÁLICA CON RED TRENZADA (CONFIGURACION ESPECIAL)
No. DE CIRCUITOS (SIMPLE O DOBLE)	SIMPLE MONOFÁSICO
TIPO DE AISLADOR DE SUSPENSIÓN	AISLADOR COMPOSITE 13,2 KV
TIPO DE AISLADOR RÍGIDO ("LINE POST")	AISLADOR COMPOSITE LINE POST 34,5 KV - AISLADOR COMPOSITE LINE POST 13,2 KV
No DE POSTES DE ALINEACIÓN	9
No DE POSTES DE ÁNGULO	11
No DE POSTES DE ANCLAJE (DOBLE RETENCIÓN)	1
No DE POSTES DE FIN DE LÍNEA	7
No DE POSTES ESPECIALES (RED TRENZADA Y MDEDIA TENSION)	17
No TOTAL DE POSTES	28
No TOTAL DE CANTONES	4
VANO MEDIO ( MTS)	23.78

NO TA: UN CA NT ON EST A CO MP RE NDI DO EN TR E UN AP OY O FIN DE LIN EA A OT RO FIN DE LIN EA

Ta bla 5. Re

d de Baja Tensión (BT)

TENSIÓN NOMINAL DE SERVICIO (V)	240/120
LONGITUDES 3 HILOS + CHILENA (MTS)(TRENZA)	4503.18
MATERIAL Y CALIBRE DEL CONDUCTOR	CABLE TRIPLEX 4/0 AAAC +CABLE CONCENTRICO 2#6 TRIPLEX 1/0 AAAC 90ª 600 V
No DE TOTAL DE POSTES BT	38
No TOTAL DE POSTES DE MT CON RED DE BT (MIXTOS)	17
DERIVACIONES	6
No. PUESTAS A TIERRA	15
No DE LUMINARIAS	0

NOTA: DERIVACIONES O RAMALES SON LOS CANTONES QUE SE DESPRENDEN DE LA MATRIZ

### **CALCULOS ELECTRICOS**

Se desarrollaran los cálculos eléctricos del proyecto para definir los alcances del mismo teniendo en cuenta la información consignada en las tablas anteriores:

### **INTENSIDAD MAXIMA DE CORTO CIRCUITO PARA BAJA TENSION**

La intensidad máxima de corto circuito es calculada para saber el valor máximo de corriente que puede soportar un conductor, antes de perder sus características con las que fue diseñado. Tomando de esta guía la Ecuación (Ec1) que corresponde al cálculo de corriente máxima de corto circuito, tenemos la siguiente expresión.

$$i_{cc} = k.s. \sqrt{\frac{1}{t}} (A) \quad (\text{Ec 1})$$

Los conductores utilizados en este proyecto serán de aluminio 4/0 AAAC., CONCENTRICO 2#6 y TRIPLEX 1/0 AAAC 90ª 600 V para baja tensión. Los cálculos estarán basados en las especificaciones de este material.

K= 93 ---- Valor para el Aluminio (constante para el Aislamiento y temperatura del conductor)

Para el conductor 4/0 de aluminio tendremos una sección trasversal de  $s= 107.21\text{mm}^2$  tomado del NTC2050 tabla 310-67

Para el conductor 1/0 de aluminio tendremos una sección trasversal de  $s= 53.50\text{mm}^2$  tomado del NTC2050 tabla 310-67

Para el conductor #6 de aluminio tendremos una sección trasversal de  $s= 13.29\text{mm}^2$  tomado del NTC2050 tabla 310-67

Con la ecuación (Ec1) calculamos la corriente de corto circuito con los siguientes tiempos para los calibres anteriores  $t=0.1\text{s}$ ,  $t=0.2\text{s}$ ,  $t=0.3\text{s}$ ,  $t=0.5\text{s}$ ,  $t=1\text{s}$  y  $t=1.5\text{s}$

Para el conductor 4/0 de aluminio en un tiempo de  $t=0.1\text{s}$

$$i_{cc} = 93. (107.21). \sqrt{\frac{1}{0.1}} (A) \quad (\text{Ec 1})$$

$$i_{cc} = 31529 \text{ A} \quad \text{Respuesta (1)}$$

Duración del Del cortocircuito (s)	Conductor aluminio		
	4/0 AWG	1/0 AWG	# 6 AWG
0.1	31506	15722	3905
0.2	22234	11095	2756
0.3	18046	9005	2236
0.5	14058	7015	1742
1.0	9970	4975	1235

1.5	7677	3831	951
-----	------	------	-----

Con esta tabla podemos verificar los valores de la intensidad de corto circuito en varios tiempos de duración aplicados a los diferentes calibres utilizados en este proyecto para tener en cuenta en su selección.

## RESISTENCIA

El valor de la resistencia será calculado, para tenerlo en cuenta en los cálculos de la caída de tensión este valor será tomado a una temperatura de 90°C debido a los conductores establecidos en el diseño.

Entonces, para el conductor 4/0 de aluminio a temperatura 90°C, podemos encontrar el valor de su resistencia mediante la siguiente Ecuación (Ec2) presente en esta guía.

$$R_{\theta}'' = R_{20}'' [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ (Ec2)}$$

Para los valores de  $R_{20}''$  los tomaremos de la tabla 7 de la presente guía.

Como la resistencia a calcular es a 90° C entonces  $R_{20}'' = 0.269 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

Para el valor de  $\alpha_{20} = 0.00403$  el cual es una constante de propiedad del aluminio

$\theta = 90^\circ$  debido a que es la temperatura a la que se va calcular el valor de la resistencia del conductor.

Ingresando los datos obtenidos anterior mente en la (Ec2). Tendremos el siguiente resultado para  $R_{90^\circ c}''$

$$R_{90^\circ c}'' = 0.269 [1 + 0.00403(90^\circ C - 20)] \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ (Ec2)}$$

$$R_{90^\circ c}'' = 0.345 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ Respuesta (2)}$$

Para el conductor 1/0 de Aluminio

El valor de  $R_{20}'' = 0.539 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

$$R_{90^{\circ}c}'' = 0.539[1 + 0.00403(90^{\circ}C - 20)] \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{(Ec2)}$$

$$R_{90^{\circ}c}'' = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \quad \text{Respuesta (3)}$$

Para el conductor #6 de Aluminio

El valor de  $R_{20}'' = 2.155 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

$$R_{90^{\circ}c}'' = 2.155[1 + 0.00403(90^{\circ}C - 20)] \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{(Ec2)}$$

$$R_{90^{\circ}c}'' = 2.633 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \quad \text{Respuesta (4)}$$

Estos valores de resistencia son los utilizados para nuestro diseño, para diferentes calibres de conductores remítase a **la tabla 7 (Resistencia por Conductor en función de la temperatura)**

## REACTANCIA INDUCTIVA

En nuestro diseño el valor de la reactancia será tomado de las especificaciones expuestas en el ítem 9.3 de la guía. La cual dice que para los conductores trenzados y concéntricos tomaremos como valor de la reactancia inductiva  $0.1 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

## CAIDA DE TENSION

Para el cálculo de la caída de tensión tendremos en cuenta la información suministrada por el levantamiento obtenido en planos. El cual nos muestra los siguientes datos de gran importancia para la selección del transformador, protecciones y regulación de voltaje. En este diseño se tomara una muestra del plano general anexo a este capítulo para cálculo eléctrico.

Solución:

Los datos de levantamiento en campo son los siguientes:

Número de usuarios = (Amarre del Transformador)

Estratificación= medio



Consumo de Energía por usuario=1.6KVA

Distancia de Vanos (metro)

Localización de apoyos

### **Cálculos Eléctricos en Baja tensión:**

- 1) Caída de Tensión
- 2) Regulación de voltaje en (%)
- 3) Transformador
- 4) Protecciones

#### **1) Caída de Tensión**

La tabla (1-1) muestra los datos de distancia, característica de los conductores, localización de los apoyos y número de usuarios de una manera resumida, los cuales son suministrados de los planos de levantamiento

Tabla (1-1) Datos de planos de levantamiento.

Ítem	Apoyos	Numero Transformador	Distancia (Mtr)	Calibre AWG	conductor (Aluminio)	Número de Usuarios
1	EPP 0101- EPP 0102	T + P - 01	33.3	4/0	Trenza	7
2	EPP 0101- EPP 0115	T + P - 01	79	4/0	Trenza	14
3	EPP 0201- EPP 0202	T + P - 02	20.7	4/0	Trenza	7
4	EPP 0301- EPP 0303	T + P - 03	69.7	4/0	Trenza	10
5	EPP 0301- EPP 0312	T + P - 03	37.8	4/0	Trenza	21
6	EPP 0401- EPP 0413	T + P - 04	30.4	4/0	Trenza	17
7	EPP 0401- EPP 0402	T + P - 04	26.7	4/0	Trenza	14
8	EPP 0501- EPP 0510	T + P - 05	28.5	4/0	Trenza	9
9	EPP 0501- EPP 0503	T + P - 05	46	4/0	Trenza	6

10	EPP 0110- ESP 0111	T + P - 01	19	1/0	Trenza	16
11	EPP 0110- ESP 0114	T + P - 01	20	1/0	Trenza	14
12	EPP 0201- ESP 0205	T + P - 02	27	1/0	Trenza	9
13	EPP 0201- ESP 0207	T + P - 02	26	1/0	Trenza	14
14	EPP 0312- ESP 0313	T + P - 03	39.3	1/0	Trenza	11
15	EPP 0302- ESP 0308	T + P - 03	32.7	1/0	Trenza	10
16	EPP 0303- ESP 0306	T + P - 03	27.5	1/0	Trenza	5
17	EPP 0402- ESP 0406	T + P - 04	20	1/0	Trenza	7
18	EPP 0402- ESP 0404	T + P - 04	31.5	1/0	Trenza	7
19	EPP 0401- ESP 0411	T + P - 04	20	1/0	Trenza	12
20	EPP 0401- ESP 0412	T + P - 04	28.4	1/0	Trenza	10
21	EPP 0413- ESP 0414	T + P - 04	33	1/0	Trenza	13
22	EPP 0501- EPP 0507	T + P - 05	58	1/0	Trenza	16
23	EPP 0101- ESP 0108	T + P - 01	60.1	6	Concentrico	1

Tabla (1-1) Datos de planos de levantamiento.

Ítem	Apoyos	Numero Transformador	Distancia (Mtr)	Calibre AWG	conductor (Aluminio)	Número Usuarios
24	ESP 0201- ESP 0207	T + P - 02	46.2	6	Concentrico	1
25	EPP 0301- ESP 0310	T + P - 03	51.7	6	Concentrico	1
26	EPP 0406-	T + P - 04	55.4	6	Concentrico	1

	ESP 0408					
27	EPP 0503- ESP 0504	T + P – 05	39.5	6	Concentrico	1

Para conseguir la caída de tensión aplicaremos la siguiente Ecuación (Ec5) presente en esta guía para el cálculo monofásico de la línea:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{Tag}\phi)]}{U} \cdot PL \cdot [V] \quad (\text{Ec 5})$$

Para la línea **Trenzada 4/0 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=240\text{v}$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^\circ\text{c}$ , tomada de la tabla 7 o calculada en la Respuesta (2) anteriormente,  $R_{90^\circ\text{c}}'' = 0.345 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$ , la Reactancia tendrá el valor  $X = 0,1 \Omega/\text{km}$ , ver Capitulo 9.3.

Para encontrar la caída de tensión de esta trenza necesitamos su longitud y la potencia de la carga que va a alimentar,

Solución: de la tabla (1-1) ítem (1) tenemos que la distancia  $L= 33.3\text{Mtr}$  y el número de usuarios son 7

Como la Potencia en la carga de la Trenza es igual al número de usuarios por el valor del nivel de energía estratificado por el coeficiente de simultaneidad

Tendremos los siguiente Valores.

Número de Usuarios (NU) = 7

Nivel de Estratificación = Medio - Rural (criterios de diseño) (NE) = 1.6KVA. Tabla 14 Niveles de Potencia.

Coeficiente de Simultaneidad (CS) =0.6 (para Usuarios de 5 a 15) Remítase a la tabla 15 de la presente Guía para diferentes valores.

La potencia en la carga de la trenza  $P_{Tz1} = (\text{NU}) \cdot (\text{NE}) \cdot (\text{FS})$

$$P_{Tz1} = (7) \cdot (1.6) \cdot (0.6) = 6.72 \text{ KVA.}$$

$$P_{Tz1} = 6.72 \text{ KVA.}$$

Sabiendo que  $(R_f + R_n) = 2 \cdot R_{90^\circ c}$

Entonces tenemos  $(R_f + R_n) = 2(0.345) = 0.69 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

$$(R_f + R_n) = 0.69 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

Para el valor de la  $\text{Tag}\phi$  sabemos que Factor de Potencia es  $FP = \cos\phi = 0.9$

Implica que el  $\text{Arcos}0.9 = \phi$  sea  $\phi = 25^\circ$  por lo tanto la  $\text{Tag}25^\circ = 0.48$

Establecidos todos los valores remplazamos en la Ecuación (Ec 5)

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(0.69) + (2 \cdot (0.1)(0.48))]}{240} \cdot PL \quad [V] \quad (\text{Ec } 5)$$

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[0.786]}{240} \cdot PL \quad [V]$$

$$\Delta U = 3.27 PL \quad [V]$$

Teniendo el valor de L en metros debemos pasarlo a Kilómetros solamente dividimos el valor L por 1000

$$L = 33.3 \text{ mtr} \quad L = 33.3/1000 = 0.0333 \text{ Km}$$

Tenemos que la  $P_{Tz1} = 6.72 \text{ KVA}$

Remplazando estos dos valores obtendremos la caída de Tensión

$$\Delta U = 3.27(6.72)(0.0333) = 0.73 \text{ v}$$

$$\Delta U = 0.73 \text{ v}$$

## 2) Regulación de voltaje

Para el Cálculo de la Regulación emplearemos la Ecuación (Ec 6) para el sistema monofásico de esta guía.

$$e = 10^5 \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{Tag}\phi)]}{U^2} \cdot \text{PL} \quad [\%] \quad (\text{Ec } 6)$$

Remplazando los anteriores valores hallados tenemos:

$$e = 10^5 \frac{[(0.69) + (2 \cdot (0.1)(0.48))]}{240^2} \cdot \text{PL} \quad [\%] \quad (\text{Ec } 6)$$

$$e = 1.36 \text{ PL} \quad [\%]$$

Remplazando la potencia y la longitud tenemos que el porcentaje de regulación es de:

$$e = (1.36)(6.72)(0.0333) = 0.30 \quad [\%]$$

$$e = 0.30 \quad [\%]$$

Este valor cumple con lo establecido en la norma NTC 2050 sección 210-19 inciso a. como se puede apreciar el valor no supera el 3% de regulación en el tendido de la trenza.

La regulación puede ser hallada de una manera más rápida utilizando el resumen de las expresiones de las tablas 8 y 9 llamada Caída de Tensión para diferentes Conductores de Acometidas presentadas en esta guía. De la siguiente manera, localizamos el conductor a trabajar en este caso Trenza 4/0 luego el factor de potencia 0,9 y por ultimo al nivel de tensión deseado 240v para este ejemplo la tabla 9 nos muestra la expresión a utilizar la cual es la siguiente.

$$e = 1.46 \text{ P.L} \quad [\%]$$

Utilizando nuestros valores de potencia y longitud tenemos:

$$e = (1.46)(6.72)(0.0333) \quad [\%]$$

$$e = 0.326 \quad [\%]$$

El cual es un valor muy aproximado al valor conseguido con la ecuación (Ec6).

Para la línea **Trenzada 1/0 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=240v$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^{\circ}c$ , tomada de la tabla 7 o calculada en la Respuesta (3) anteriormente,  $R_{90^{\circ}c}'' = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ , la Reactancia tendrá el valor  $X = 0,1 \Omega/km$ , ver Capitulo 9.3.

De la tabla (1-1) ítem (14) tenemos que la distancia  $L= 39.3Mtr$  y el número de usuarios son: 11

Tenemos que la Potencia de la carga está dada por:

$$P_{TZ} = (NU) \cdot (NE) \cdot (CS)$$

Dónde:

$$NU = 11, NE = 1.6KVA \text{ y } CS = 0,6$$

$$P_{TZ14} = (11)(1.6)(0.6) = 10.56 \text{ KVA.}$$

$$P_{TZ14} = 10.56 \text{ KVA.}$$

$$L = 0.0393 \text{ Km}$$

$$\text{Sabiendo que } (R_f + R_n) = 2 \cdot R_{90^{\circ}c}''$$

$$\text{Entonces tenemos } (R_f + R_n) = 2(0.691) = 1.382 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

Teniendo en cuenta que

$$(R_f + R_n) = 1.382 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

Sabemos que el Factor de Potencia es  $FP = \cos \phi = 0.9$

Implica que el  $\text{Arcos } 0.9 = \phi$  sea  $\phi = 25^{\circ}$  por lo tanto la  $\text{Tag } 25^{\circ} = 0.48$

Remplazando los valores en la Ecuación (Ec5) tenemos:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(1.382) + (2 \cdot (0.1)(0.48))]}{240} \cdot PL \text{ [V]} \quad (\text{Ec } 5)$$

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[1.478]}{240} \cdot PL \quad [V]$$

$$\Delta U = 6.15 PL \quad [V]$$

Remplazando el valor de potencia y longitud:

$$\Delta U = 6.15(10.56)(0.0393) = 2.5v$$

$$\Delta U = 2.5 v$$

Para calcular el porcentaje de regulación utilizaremos la tabla 9 de la presente guía. Tomando la siguiente expresión que cumple con las características de diseño.

$$e = 2.76 P.L \quad [\%]$$

Remplazando los valores de P= 10.56 y L=0.0393

$$e = 2.76 (10.56)(0.0393) \quad [\%]$$

$$e = 1.14[\%]$$

El valor de la regulación está conforme con la norma.

Para la línea **Concéntrico #6 AWG**, tenemos que su tensión es de V=120v y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a 90°C, tomada de la tabla 7 o calculada en la Respuesta (4) anteriormente,  $R_{90^\circ C}'' = 2.633 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ , la Reactancia tendrá el valor X = 0,1  $\Omega/km$ , ver Capitulo 9.3.

De la tabla (1-1) ítem (23) tenemos que la distancia L= 60.1Mtr y el número de usuarios son: 1(esta es la Acometida de la Vivienda).

Tenemos que la Potencia de la carga está dada por:

$$P_{TZ} = (NU) \cdot (NE) \cdot (CS)$$

Dónde:

$$NU = 1, NE = 1.6KVA \text{ y } CS = 1$$

$$P_{Tz23} = (1)(1.6)(1) = 1.6 \text{ KVA.}$$

$$P_{Tz23} = 1.6 \text{ KVA.}$$

$$L = 0.0601 \text{ Km}$$

$$\text{Sabiendo que } (R_f + R_n) = 2 \cdot R_{90^\circ c}$$

$$\text{Entonces tenemos } (R_f + R_n) = 2(2.633) = 5.266 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

Teniendo en cuenta que:

$$(R_f + R_n) = 5.266 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

Sabemos que el Factor de Potencia es  $FP = \cos \phi = 0.9$

Implica que el  $\text{Arcos } 0.9 = \phi$  sea  $\phi = 25^\circ$  por lo tanto la  $\text{Tag } 25^\circ = 0.48$

Remplazando los valores en la Ecuación (Ec5) tenemos:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(5.266) + (2 \cdot (0.1)(0.48))]}{120} \cdot PL \text{ [V]} \quad (\text{Ec 5})$$

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[5.362]}{120} \cdot PL \text{ [V]}$$

$$\Delta U = 44.6 PL \text{ [V]}$$

Remplazando el valor de potencia y longitud:

$$\Delta U = 44.6(1.6)(0.0601) = 4.2 \text{ v}$$

$$\Delta U = 4.2 \text{ v}$$

Para hallar el porcentaje de regulación utilizaremos la tabla 8 de la presente guía. Tomando la expresión adecuada tenemos:

$$e = 26.02 \text{ P.L}$$



Remplazando los valores  $P=1.6$  y  $L=0,0601$

$$e = 26.06 (1.6)(0.0601) [\%]$$

$$e = 2.5[\%]$$

El valor porcentual de la regulación está conforme a la norma.

En la tabla (1-2).se resumen todos los valores de caída de tensión y regulación para los valores registrados en la tabla (1-1).

Tabla (1-2) Resumen de valores de caída de tensión y regulación

ítem	Voltaje (V)	Potencia (KVA)	Longitud (m)	Calibre AWG	$\Delta U$ (V)	$e$ [%] perceptual
1	240	6.72	33.3	4/0 Al	0.73	0.30
2		8.96	79		3.13	1.3
3		6.72	20.7		0.41	0.17
4		9.6	69.7		1.97	0.82
5		13.44	37.8		1.5	0.62
6		10.88	30.4		0.9	0.40
7		8.96	26.7		1.06	0.44
8		8.64	28.5		0.72	0.30
9		5.76	46		0.78	0.32
10		10.24	19		1/0 Al	1.07
11		13.44	20	1.49		0.62
12		8.64	27	1.29		0.53
13		13.44	26	1.9		0.80
14		10.56	39.3	2.5		1.14
15		9.6	32.7	1.74		0.72
16		4.8	27.5	0.73		0.30
17		6.72	20	0.74		0.31
18		6.72	31.5	1.17		0.48
19		11.52	20	1.27		0.53
20		9.6	28.4	1.51		0.63
21		12.48	33	2.28		0.95
22		10.24	58	3.29	1.37	
23	120	1.6	60.1	#6 Al	4.2	2.5
24			46.2		2.97	2.47
25			51.7		3.32	2,77
26			55.4		3.56	2.97
27			39.5		2.54	2.11

### Calculo de la Potencia a transportar en la línea

La máxima potencia de transporte de un circuito de una línea monofásica, está limitada por la intensidad máxima admisible que pasa por ella, para el cálculo de esta potencia tenemos la siguiente expresión (Ec8)

$$P_{max} = \frac{.VI_{max} \cdot \cos\phi_m}{1000} [KW] \text{ (Ec 8)}$$

Para la línea **Trenzada 4/0 AWG**, tenemos que su tensión es de V=240v y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su valor de corriente máxima admisible es de 300 A, tomada de la tabla 3 *del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 1.1.1. Unión Fenosa*).

Utilizando la (Ec8) tenemos:

$$P_{max} = \frac{.(240)(300).(0.9).}{1000} [KW] \text{ (Ec 8)}$$

$$P_{max}=64.8 [KW]$$

Este es el valor de Potencia máxima admisible que la línea trenzada 4/0 AWG puede transportar.

Para facilidad del cálculo de la potencia puede tomar los valores normalizados directamente de las tablas 10 y 11 de esta guía para los diferentes factores de potencia, tensiones y calibres de conductores.

Para la línea **Trenzada 1/0 AWG**, tenemos que su tensión es de V=240v y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su valor de corriente máxima admisible es de 205 A, tomada de la tabla 3 *del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 1.1.1. Unión Fenosa*).

Utilizando la (Ec8) tenemos:

$$P_{max} = \frac{.(240)(205).(0.9).}{1000} [KW] \text{ (Ec 8)}$$

$$P_{max}=42.28 [KW]$$

Para la línea **Concéntrico #6 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=120v$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su valor de corriente máxima admisible es de 75 A, tomada de la tabla 3 *del libro; Diseño BT. Proyecto Tipo líneas eléctricas aéreas BT. Versión 5. Capítulo 1.1.1. Unión Fenosa*).

Utilizando la (Ec8) tenemos:

$$P_{max} = \frac{(120)(75)(0.9)}{1000} \quad [KW] \quad (Ec \ 8)$$

$$P_{max}=8.1 \ [KW]$$

Estos son los valores de potencia máxima de los conductores, empleado en este diseño.

### **Pérdidas de Potencia en los Conductores.**

Las pérdidas de potencia en los conductores son causa del efecto joule por la misma resistencia de ellos. Con la siguiente ecuación (Ec10) conseguiremos estos valores para una línea monofásica.

$$P_p = (R_f + R_n).L.I^2[w] \quad (Ec \ 10)$$

Para la línea **Trenzada 4/0 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=240v$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^\circ c$ , tomada de la tabla 7 o calculada en la Respuesta (2) anteriormente,  $R_{90^\circ c} = 0.345 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ ,

Sabiendo que  $(R_f + R_n) = 2 \cdot R_{90^\circ c}$  Por lo tanto  $(R_f + R_n) = 0.69 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

Tenemos que la longitud  $L=0.0333Km$  del ítem (1) de la tabla (1-1) de este ejercicio, y su potencia calculada en la carga es  $P_{Tz1} = 6.72 \ KVA$ .

Implica hallar el valor de la corriente de carga  $I$  por lo tanto utilizaremos la ecuación (Ec12) para una carga monofásica

$$P = U I \cos\phi [W] \quad (\text{Ec } 12)$$

Tenemos que la corriente es

$$I = \frac{P}{U \cos\phi} [A]$$

Remplazando lo valores:

$$I = \frac{6720}{(240)(0.9)} [A]$$

$$I = 31.1 [A]$$

Teniendo la corriente de la carga la remplazamos en (Ec10) con los otros valores obtenidos.

$$P_p = 0.69(0.0333) \cdot (31.1)^2 [w] \quad (\text{Ec } 10)$$

$$P_p = 22.2 [w]$$

Este es el valor que equivale a las perdida de en la línea.

### **El porcentaje de potencia perdida en la línea**

Vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada, se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ec } 13)$$

Sabiendo que el valor de la potencia en la carga es:  $P = 6720 [w]$

Remplazamos en la Ecuación (Ec13)

$$\Delta P = \frac{22.2}{6720} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ec } 13)$$

$$\Delta P = 0.3\%$$

Este valor puede ser hallado de otra manera utilizando las tablas 12 y 13 que hacen referencian al Porcentaje de pérdidas de Potencia para Conductores de

línea y Acometidas de la siguiente manera. Se toma la expresión indicada dependiendo el calibre del conductor, factor de potencia y valor de la tensión.

Para este caso  $F_p = 0.9$ ;  $V=240v$  y calibre trenza 4/0 AWG.

La expresión es la siguiente:

$$\Delta P = \frac{PL}{626.34} [\%]$$

Implica que:

$$\Delta P = \frac{(6720)(0.033)}{626.34} [\%]$$

$$\Delta P = 0.35\%$$

Como se puede observar conseguimos el mismo resultado del porcentaje de pérdidas de potencia

Para la línea **Trenzada 1/0 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=240v$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^\circ c$ , tomada de la tabla 7 o calculada en la Respuesta (2) anteriormente,  $R_{90^\circ c} = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

Sabiendo que  $(R_f + R_n) = 1.382 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$  y  $L = 0.0393 Km$  y la potencia en la carga es:  $P_{Tz14} = 10.56 KVA$ . Por lo tanto:

$$P = U I \cos \phi [W] \quad (\text{Ec } 12)$$

Tenemos que la corriente es

$$I = \frac{P}{U \cos \phi} [A]$$

Remplazando lo valores:

$$I = \frac{10560}{(240)(0.9)} [A]$$

$$I = 48.8 [A]$$

Remplazando en la Ecuación (Ec10)

$$P_p = (R_f + R_n) \cdot L \cdot I^2 [w] \quad (\text{Ec } 10)$$

$$P_p = 1.382(0.0393). (48.8)^2 \text{ [w]} \text{ (Ec 10)}$$

$$P_p = 129.3 \text{ [w]}$$

Este es el valor que equivale a las pérdida de en la línea

Calculemos el porcentaje de potencia perdida en la línea, con la (Ec13).

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 \text{ [%]} \text{ (Ec 13)}$$

Sabiendo que el valor de la potencia en la carga es:  $P = 10560 \text{ [w]}$

Remplazamos en la Ecuación (Ec13)

$$\Delta P = \frac{129.3}{10560} \cdot 100 \text{ [%]} \text{ (Ec 13)}$$

$$\Delta P = 1.22 \text{ %}$$

Para el conductor **concentrico #6 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V = 120 \text{ v}$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^\circ \text{c}$ , tomada de la tabla 7 o calculada en la Respuesta (2) anteriormente,  $R_{90^\circ \text{c}} = 2.633 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$

Sabiendo que  $(R_f + R_n) = 5.266 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$  y  $L = 0.0601 \text{ Km}$  y la potencia en la carga es:  $P_{Tz23} = 1.6 \text{ KVA}$ .

. Por tanto:

$$P = U I \cos \phi \text{ [W]} \text{ (Ec 12)}$$

Tenemos que la corriente es

$$I = \frac{P}{U \cos \phi} \text{ [A]}$$

Remplazando lo valores:

$$I = \frac{1600}{(120)(0.9)} \text{ [A]}$$

$$I = 14.8 \text{ [A]}$$

Remplazando en la Ecuación (Ec10)

$$P_p = (R_f + R_n).L.I^2[w] \text{ (Ec 10)}$$

$$P_p = 5.266(0.0601).(14.8)^2 [w] \text{ (Ec 10)}$$

$$P_p = 69.3 [w]$$

Este es el valor que equivale a las pérdida de en la línea

Calculemos el porcentaje de potencia perdida en la línea, con la (Ec13).

$$\Delta P = \frac{P_p}{P}. 100 [\%] \text{ (Ec 13)}$$

Sabiendo que el valor de la potencia en la carga es:  $P = 10560[w]$

Remplazamos en la Ecuación (Ec13)

$$\Delta P = \frac{69.3}{1600}. 100 [\%] \text{ (Ec 13)}$$

$$\Delta P = 4.33 \%$$

La tabla (1-3) hace un resumen de todos los valores calculados en los ejercicios anteriores para este diseño.

Tabla (1-3) Resumen de valores de caída de tensión, regulación y perdida potencia (%)

ítem	Voltaje (V)	Potencia (KVA)	Longitud (Km)	Calibre AWG	$\Delta U$ (V)	$e$ [%]	$\Delta P$ [%]
1		6.72	33.3	4/0 Al	0.73	0.30	0.35
2		8.96	79		3.13	1.3	1.13
3		6.72	20.7		0.41	0.17	0.22
4		9.6	69.7		1.97	0.82	1.06
5		13.44	37.8		1.5	0.62	0,81
6		10.88	30.4		0.9	0.40	0,52

7	240	8.96	26.7		1.06	0.44	0.38
8		8.64	28.5		0.72	0.30	0.39
9		5.76	46		0.78	0.32	0.42
10	240	10.24	19	1/0 AI	1.07	0.44	0.62
11		13.44	20		1.49	0.62	0.86
12		8.64	27		1.29	0.53	0.74
13		13.44	26		1.9	0.80	1.11
14		10.56	39.3		2.5	1.14	1.22
15		9.6	32.7		1.74	0.72	1.0
16		4.8	27.5		0.73	0.30	0.42
17		6.72	20		0.74	0.31	0.43
18		6.72	31.5		1.17	0.48	0.67
19		11.52	20		1.27	0.53	0.73
20		9.6	28.4		1.51	0.63	0.87
21		12.48	33		2.28	0.95	1.32
22		10.24	58		3.29	1.37	1.9
23		120	1.6		60.1	#6 AI	4.2
24	46.2			2.97	2.47		2.31
25	51.7			3.32	2,77		2.58
26	55.4			3.56	2.97		2.77
27	39.5			2.54	2.11		1.97

### Transformador:

Para la selección del **transformador** tendremos en cuenta los datos recolectados por el plano, donde se registran todos los usuarios por cada amarre de cada transformador. La tabla (1-4) muestra este resumen.

Tabla (1-4)

Ítem	Apoyo o localización	Transformadores	Numero de Usuario
1	EPP 0101	T + P – 01	51
2	EPP 0201	T + P – 02	33
3	EPP 0301	T + P – 03	65
4	EPP 0401	T + P – 04	53
5	EPP 0501	T + P – 05	45



Con los valores de la tabla (1-4), tomaremos cada transformador y hallaremos la potencia total consumida por el número de usuarios que están asociados a este, teniendo en cuenta la estratificación del proyecto, el nivel de energía consumida por cada usuario y el coeficiente de simultaneidad. Estos datos en nuestro diseño son los siguientes:

Número de Usuarios (NU)

Nivel de Estratificación = Medio - Rural (criterios de diseño) (NE) = 1.6KVA. Tabla 14 Niveles de Potencia de la presente guía.

Coeficiente de Simultaneidad (CS) =0.4 (para Usuarios mayores de15) Remítase a la tabla 15 de la presente Guía para diferentes valores.

Tenemos entonces que: para el Transformador (T + P – 01)

(NU)= 51; (CS) =0.4 y (NE) = 1.6KVA

(T + P – 01)= (NU) (CS) (NE)

(T + P – 01)= (51) (0.4) (1.6)=32.64KVA

Este valor lo llevamos por encima de un valor comercial de transformadores en nuestro caso un Transformador de 37.5Kva monofásico con tensión de 13.2Kv/ 240v/120v según especificaciones descritas anteriormente

Para el Transformador (T + P – 02)

(NU)= 33

(T + P – 02)= (33) (0.4)(1.6)= 21.12KVA, Valor Comercial del Transformador 25kva.

Para el Transformador (T + P – 03)

(NU)= 65

(T + P – 02)= (65) (0.4)(1.6)= 41.6KVA, Valor Comercial del Transformador 50kva

Para el Transformador (T + P – 04)

(NU)= 53

(T + P – 02)= (53) (0.4)(1.6)= 33.9KVA, Valor Comercial del Transformador 37.5kva

Para el Transformador (T + P – 05)

(NU)= 45

(T + P – 02)= (45) (0.4)(1.6)= 28.8KVA, Valor Comercial del Transformador 37.5kva

Para Calcular las protecciones o Fusibles del Transformador sabiendo sus potencias en Kva debemos calcularla las corrientes nominales en la parte de media tensión de la siguiente manera.

Por medio la ecuación de potencia para un sistema monofásico (Ec12)

$$P = U I \cos\phi [W] \text{ (Ec 12)}$$

Despejando la corriente:  $I$

$$I = \frac{P}{U \cos\phi} [A] \text{ (Ec18)}$$

Para el primer transformador tenemos: (T + P – 01)

Voltaje en alta  $U = 13200v$ ,  $Fp = 0.9 = \cos\phi$ ,  $P = 37,5Kva$ .

De la (Ec18) Hallamos la corriente  $I$ :

$$I = \frac{37500}{(13200)(0.9)} [A]$$

$$I = 3.15 [A]$$

Este valor de corriente se multiplicara por 1.25 como factor de cargabilidad del transformador teniendo como resultado  $I = 3.93 [A]$ , por lo tanto el valor en Amperios del fusible es 4 A.

Para el transformador: (T + P – 02)

Voltaje en alta  $U = 13200v$ ,  $Fp = 0.9 = \cos\phi$ ,  $P = 25Kva$ .

Por medio de la ecuación de potencia para un sistema monofásico (Ec12)

$$P = U I \cos\phi [W] \text{ (Ec 12)}$$

Despejando la corriente:  $I$

$$I = \frac{P}{U \cos \phi} [A] \text{ (Ec18)}$$

De la (Ec18) Hallamos la corriente  $I$ :

$$I = \frac{25000}{(13200)(0.9)} [A]$$

$$I = 2.1 [A]$$

Este valor de corriente se multiplicara por 1.25 como factor de cargabilidad del transformador teniendo como resultado  $I = 2.63 [A]$  , por lo tanto el valor en Amperios de nuestro fusible es 3 A.

Para el transformador: (T + P – 03)

Voltaje en alta  $U = 13200v$ ,  $F_p = 0.9 = \cos \phi$  ,  $P = 50Kva$ .

Por medio de la ecuación de potencia para un sistema monofásico (Ec12)

$$P = U I \cos \phi [W] \text{ (Ec 12)}$$

Despejando la corriente:  $I$

$$I = \frac{P}{U \cos \phi} [A] \text{ (Ec18)}$$

De la (Ec18) Hallamos la corriente  $I$ :

$$I = \frac{50000}{(13200)(0.9)} [A]$$

$$I = 4.2 [A]$$

Este valor de corriente se multiplicara por 1.25 como factor de cargabilidad del transformador teniendo como resultado  $I = 5.26 [A]$  , por lo tanto el valor en Amperios de nuestro fusible es 6 A.

Para el transformador: (T + P – 04) y (T + P – 05) tienen el mismo valor de potencia que el (T + P – 01) por lo tanto el valor de fusible es de 4 Amperios.

### Cálculos Eléctricos de la Red de media tensión

Para los cálculos eléctricos en media tensión tendremos en cuenta los datos de la siguiente tabla (1-5), tomado de los planos de levantamiento.

Tabla (1-5) Datos de planos de levantamiento.

Ítem	Apoyos	Numero Transformador	Distancia (Mtr)	Calibre AWG	conductor (Aluminio)	CARGA KVA
1	EPP 0105-EPP 0101	T + P - 01	109.1	1/0	ACSR	37.5
2	EPP 0105-EPP 0201	T + P - 02	330.8	1/0	ACSR	25
3	EPP 0105-EPP 0301	T + P - 03	233	1/0	ACSR	50
4	EPP 0105-EPP 0401	T + P - 04	260.7	1/0	ACSR	37.5
5	EPP 0105-EPP 0501	T + P - 05	253.1	1/0	ACSR	37.5

Para la línea **ACSR 1/0 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=13200v$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^{\circ}c$ , tomada de la tabla 7  $R_{90^{\circ}c}'' = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ , la Reactancia tendrá el valor  $X = 0,1 \Omega/km$ , ver Capitulo 9.3.

Para encontrar la caída de tensión de esta línea necesitamos su longitud y la potencia de la carga que va a alimentar,

Solución: de la tabla (1-5) ítem (1) tenemos que la distancia  $L= 109.1Mtr$  y su carga es de 37.5kva

Sabiendo que  $(R_f + R_n) = 2 \cdot R_{90^{\circ}c}''$

Entonces tenemos  $(R_f + R_n) = 2(0.691) = 1.382 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

$$(R_f + R_n) = 1.382 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

Para el valor de la  $\text{Tag}\phi$  sabemos que Factor de Potencia es  $FP = \cos\phi = 0.9$

Implica que el  $\text{Arcos}0.9 = \phi$  sea  $\phi = 25^\circ$  por lo tanto la  $\text{Tag}25^\circ = 0.48$

Establecidos todos los valores remplazamos en la Ecuación (Ec 5)

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{Tag}\phi)]}{U} \cdot PL \cdot [V] \quad (\text{Ec 5})$$

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(1.382) + (2 \cdot (0.1)(0.48))]}{13200} \cdot PL \cdot [V] \quad (\text{Ec 5})$$

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[1.478]}{13200} \cdot PL \cdot [V]$$

$$\Delta U = 0.11 PL \cdot [V]$$

Teniendo el valor de L en metros debemos pasarlo a Kilómetros solamente dividimos el valor L por 1000

$$L = 33.3 \text{ mtr} \quad L = 109.1 / 1000 = 0.1091 \text{ Km}$$

Tenemos que la  $P_{T1} = 37.5 \text{ KVA}$

Remplazando estos dos valores obtendremos la caída de Tensión

$$\Delta U = 0.11(37.5)(0.1091) = 0.45 \text{ v}$$

$$\Delta U = 0.45 \text{ V}$$

### 1) Regulación de voltaje

Para el Cálculo de la Regulación emplearemos la Ecuación (Ec 6) para el sistema monofásico de esta guía.

$$e = 10^5 \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{Tag}\phi)]}{U^2} \cdot PL \cdot [\%] \quad (\text{Ec 6})$$

Remplazando los anteriores valores hallados tenemos:

$$e = 10^5 \frac{[(1.382) + (2 \cdot (0.1)(0.48))]}{(13200)^2} \cdot PL \quad [\%] \quad (\text{Ec } 6)$$

$$e = (0.000848)PL \quad [\%]$$

Remplazando la potencia y la longitud tenemos que el porcentaje de regulación es de:

$$e = (0.000848)(37.5)(0.1091) = 0.0034 \quad [\%]$$

$$e = 0.0034 \quad [\%]$$

Este valor cumple con lo establecido en la norma NTC 2050 sección 210-19 inciso a. como se puede apreciar el valor no supera el 5% de regulación en el tendido de la línea.

### **Calculo de la Potencia a transportar en la línea de media tensión**

La máxima potencia de transporte de un circuito de una línea monofásica, está limitada por la intensidad máxima admisible que pasa por ella, para el cálculo de esta potencia tenemos la siguiente expresión (Ec8)

$$P_{max} = \frac{.VI_{max} \cdot \cos\phi_m}{1000} [KW] \quad (\text{Ec } 8)$$

Para la línea **ACSR 1/0 AWG**, tenemos que su tensión es de V=13200v y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su valor de corriente máxima admisible es de 241A, tomada de la tabla de especificaciones centelsa para cables ACSR.(tabla Anexos 19)

Utilizando la (Ec8) tenemos:

$$P_{max} = \frac{.(13200)(241).(0.9).}{1000} \quad [KW] \quad (\text{Ec } 8)$$

$$P_{max}=2863 [KW]$$

Este es el valor de Potencia máxima admisible que la línea ACSR 1/0 AWG puede transportar.

### **Pérdidas de Potencia en los Conductores de media tensión**

Con la ecuación (Ec10) conseguiremos estos valores para una línea monofásica.

$$P_p = (R_f + R_n).L.I^2 [w] \text{ (Ec 10)}$$

Para la línea **ACSR 1/0 AWG**, tenemos que su tensión es de  $V=13200v$  y factor de potencia igual 0.9, especificaciones de diseño y su Resistencia a  $90^\circ c$ , tomada de la tabla 7 es  $R_{90^\circ c} = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ , donde  $(R_f + R_n) = 1.382 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$

Tenemos que la longitud  $L=0.1091Km$  del ítem (1) de la tabla (1-5) de este ejercicio, y su potencia calculada en la carga es  $P_{T1} = 37.5 KVA$ .

Implica hallar el valor de la corriente de carga  $I$  por lo tanto utilizaremos la ecuación (Ec12) para una carga monofásica

$$P = U I \cos \phi [W] \text{ (Ec 12)}$$

Tenemos que la corriente es

$$I = \frac{P}{U \cos \phi} [A]$$

Remplazando lo valores:

$$I = \frac{37500}{(13200)(0.9)} [A]$$

$$I = 3.15 [A]$$

Teniendo la corriente de la carga la remplazamos en (Ec10) con los otros valores obtenidos.

$$P_p = 1.382(0.1091).(3.15)^2 [w] \text{ (Ec 10)}$$

$$P_p = 1.49 [w]$$

Este es el valor que equivale a las perdida de en la línea.

### **El porcentaje de potencia perdida en la línea de media tensión**

Vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada, se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ec } 13)$$

Sabiendo que el valor de la potencia en la carga es:  $P = 37500 [w]$

Remplazamos en la Ecuación (Ec13)

$$\Delta P = \frac{1.49}{37500} \cdot 100 [\%] \quad (\text{Ec } 13)$$

$$\Delta P = 0.0039\%$$

La tabla (1-6) Resumen de todos los valores calculados para las diferentes distancias y potencias de la línea ACSR 1/0 AWG, que se encuentra en los ítem de la tabla (1-5).

Tabla (1-6).Resumen de valore calculados.

ítem	Voltaje (KV)	Potencia (KVA)	Longitud (m)	Calibre AWG	$\Delta U$ (V)	$e$ [%]	$\Delta P$ [%]
1	13.2	37.5	109.1	1/0 ACSR	0.45	0.0034	0.0039
2		25	330.8		0.90	0.0070	0.0086
3		50	233		1.28	0.0098	0.011
4		37.5	260.7		1.07	0.0082	0.0095
5		37.5	253.1		1.04	0.0080	0.0092

Para calcular la protección o el fusible de la intermedia, de toda la carga instalada en el proyecto debemos tomar todo los valores de cada transformador y sumar estas potencias.

Carga Total del proyecto  $P = 187.5 \text{Kva}$ , de donde se calcula la corriente de la carga por medio de la Ecuación (Ec12)

$$P = U I \cos\phi [W] \quad (\text{Ec } 12)$$

Tenemos que la corriente es



$$I = \frac{P}{U \cos \phi} [A]$$

Remplazando lo valores:

$$I = \frac{187500}{(13200)(0.9)} [A]$$

$$I = 15.7[A]$$

Este valor de corriente se multiplica por el factor de cargabilidad que es 1.25%

Tenemos que la corriente  $I = (15.7) (1.25) = 19.72 [A]$  al valor normalizado es de 20A, para los circuitos ramales que contenga varios transformadores tomaremos el valor del fusible de la intermedia al doble del calculado, en este caso sera 40 Amperios. esto se hace con el fin de que el valor de la protesion no quede en su limite con respecto a la corriente total de la carga de este diseño.

## **CALCULOS MECANICOS.**

Hallaremos los calculos pertinentes a cada acometida utilizada en este proyecto

Para la linea **Trenzada 1/0 AWG** que tiene un vano de 58m (valor tomado iten 22 tabla(1-2) ), con un coeficiente de seguridad de 3 (factor de seguridad del 48%) tomado de la tabla 19 de la presente guia, con una velocidad del viento de 150Km/h.

Solucion :

Datos espezificos del conductor por parte del fabricante:

Trenza 1/0 AWG.

Peso por unidad de longitud del conductor = 0.631 (daN/m) = 0.643(kg/m) (Tabla 18)

Tensión de Roptura (TR) = 1700 daN =1734kg (Tabla 19)

Sección del Conductor (s) ( $mm^2$ )= 53.51 (Tabla anexos)

Diámetro del conductor (mm).= 27 (Tabla 17)

Calculo de la Fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor, se halla mediante la siguiente ecuación **(Ec24)**

$$P_v = 0.0042d \cdot v^2 [Kg/m] \text{ (Ec 24)}$$

Esta ecuación Aplica a la Zona 3 que corresponde a vientos de 120Km/h o equivalente a vientos de 68.02 daN/m<sup>2</sup> ver tabla 16 Hipótesis de cálculo Según Zonas de Influencia.

Como  $d$ : 27 mm = 0.027 tenemos que:

$$P_v = 0.0042(0.027) \cdot (120)^2 [Kg/m] \text{ (Ec 24)}$$

$$P_v = 1.63 [Kg/m]$$

Calculo de la  $P_a$ : Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del conductor, se halla por medio de la siguiente ecuación **(Ec25)**

$$P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2} [kg/m] \text{ (Ec 25)}$$

Donde  $P$ : Peso por unidad de longitud del conductor, es igual: 0.631 (daN/m).

Remplazando:

$$P_a = \sqrt{0.643^2 + 1.63^2} [Kg/m] \text{ (Ec 25)}$$

$$P_a = 1.75 [Kg/m]$$

Calculo del coeficiente de sobre carga que está dado por la ecuación **(Ec22)**

$$Q = \frac{(P_a)}{(P)} \text{ (Ec 22)}$$

Remplazando los valores obtenidos tenemos:

$$Q = \frac{(1.75)}{(0.643)} \text{ (Ec 22)}$$

$$Q = 2.72$$

El valor del peso específico está dado por  $w = \frac{(P)}{(s)}$ , es el cociente entre el peso del conductor y su sección, tenemos que:

$$w = \frac{(0,643)}{(53.51)} \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

$$w = 0.01201 \frac{(Kg)}{(m - mm^2)}$$

El valor de la Tensión de trabajo está dado por  $T = \frac{(TR)}{(cs)}$ , es el cociente entre la tensión de Roptura y el coeficiente de seguridad, tenemos que:

$$T = \frac{(1734)}{(3)} [Kg]$$

$$T = 578 [Kg]$$

El valor de la Tensión de Trabajo debe ser menor a la tensión de Roptura del conductor, pues de lo contrario este se romperá. Por esta razón se utiliza un coeficiente de seguridad, para no trabajar en el límite de Roptura del cable.

El valor de la Tensión de trabajo específico está dado por  $t = \frac{(T)}{(s)}$ , es el cociente entre la tensión de Trabajo y la sección del conductor, tenemos que:

$$t = \frac{(578)}{(53.51)} \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

$$t = 10.80 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

Para el cálculo de la flecha tenemos la siguiente ecuación:

$$f = \frac{Pa a^2}{(8T)} [m]$$

Remplazando los valores:  $f = \frac{(1.75)58^2}{(8)(578)} [m]$

$$f = 1.27[m]$$

Cálculo de la flecha para el peso del conductor tenemos la siguiente ecuación:

$$f = \frac{P a^2}{(8T)} [m]$$

Remplazando los valores:  $f = \frac{(0.643)58^2}{(8)(578)} [m]$

$$f = 0.46[m]$$

Cálculo de la flecha para el peso específico tenemos la siguiente ecuación:

$$f = \frac{w a^2}{(8t)} [m]$$

Remplazando los valores:  $f = \frac{(0.01201)58^2}{(8)(10.8)} [m]$

$$f = 0.46[m]$$

Aplicación de la Ecuación de cambio de condiciones

Para el cable trenzado 1/0 AWG, que tiene un vano de 58m, un Módulo de elasticidad  $E = 8400 \text{ daN/mm}$ , Coeficiente de seguridad 3 y un Coeficiente de dilatación de  $\alpha = 18.9E^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

La línea está situada a 2500 metros sobre el nivel del mar.

Hallar las flechas de cada una de las hipótesis aplicando la ecuación de cambio de Condiciones, para esta línea. Tenemos los siguientes datos tomados de las tablas de especificaciones del fabricante.

Sección Conductor:  $53.51 \text{ mm}^2$

Peso total: =  $0.643 \text{ (Kg/m)}$ .

Diámetro conductor:  $27 \text{ mm}$ .

Resistencia de Roptura:  $1734 \text{ Kg}$

Solución: la línea corresponde a la zona 3, por lo tanto la hipótesis a analizar será la que aparece en la tabla 16, Hipótesis de cálculo Según Zonas de Influencia de la presente guía.

Tenemos que la sobrecarga del viento es de 120km/h equivalente a 68.02 daN/m<sup>2</sup>

### Sobre Carga del viento y Hielo.

Calculamos el valor de  $P_a$

$$\text{Aplicamos la ecuación } P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2} [kg/m] \quad (\text{Ec 25})$$

Con los datos anteriormente calculados tenemos que:

$$P_v = 1.63 [kg/m]$$

Donde el valor de  $P=0.643$  (Kg/m).

$$\text{Remplazando en la ecuación } P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2} [daN/m] \quad (\text{Ec 25})$$

$$\text{Tenemos que } P_a = 1.75 [Kg/m]$$

### Sobrecarga del Hielo.

Para este cálculo tenemos que el valor para la sobrecarga del Hielo esta dada por la siguiente ecuación para la zonas 3 ver tabla (1-6)

Tabla (1-6) Peso del Hielo por unidad de longitud

ZONA	PH (kg/m) d (mm)
1	0
2	$0.8\sqrt{d}$
3	$0.36\sqrt{d}$

$$P_H = 0.36\sqrt{d} \quad P_H = 0.36\sqrt{27} = 1.87 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

El peso aparente del conductor con presencia de hielo esta dado de la siguiente manera:

$$P_{aH} = P + P_H \quad P_{aH} = 0.643 + 1.87 = 2.51 \frac{(Kg)}{m}$$

El peso específico del conductor es:  $w_c = \frac{(P)}{(s)}$

$$w_c = \frac{(0.643)}{(53.51)} = 0.01201 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

### A) Hipótesis de tracción máxima (P+ H; $\theta_1 = -20^\circ$ c)

El cable está sometido a un peso de

$$w_H = \frac{(P_H)}{(s)},$$

Sabiendo que la sección del conductor es  $s = 53.51 mm^2$

$$w_H = \frac{(2.51)}{(53.51)} \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

$$w_H = 0.04690 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

El coeficiente de sobrecarga será:

$$Q_H = \frac{(P_{aH})}{(P)}$$

Donde el peso del conductor es  $P = 0.643 (Kg/m)$ .

$$Q_1 = \frac{(2.51)}{(0.643)} = 3.92$$

La Tensión de trabajo está dado por  $T = \frac{(TR)}{(cs)} [Kg]$

$$T_1 = \frac{(1734)}{(3)} = 578 Kg$$

La Tensión de trabajo específico está dado por  $t = \frac{(T_1)}{(s)} \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

$$t_1 = \frac{(578)}{(53.51)} \cdot \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

$$t_1 = 10.80 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

La flecha será:

$$f_1 = \frac{w_H a^2}{(8t_1)} [m]$$

Dónde:

$$f_1 = \frac{(0.04690)(58)^2}{(8)(10.8)} [m]$$

$$f_1 = 1.82m$$

### B) Hipótesis del Peso (P+ v; $\theta_2 = - 15^\circ c$ )

$$P_a = 1.75 [Kg/m]$$

El cable está sometido a un peso de

$$w_v = \frac{(P_a)}{(s)}$$

Dónde:

$$w_v = \frac{(1.75)}{(53.51)} \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

$$w_v = 0.0326 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

El coeficiente de sobrecarga:

$$Q = \frac{(P_a)}{(P)}$$

$$Q_v = \frac{(1.75)}{(0.643)} = 2.72$$

Aplicando la ecuación de cambio de condiciones tenemos la siguiente expresión:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \text{ (Ec 26)}$$

$$K_1 = t_1 - \frac{a^2 Q_1^2 w^2 E}{24.t_1^2} \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 27})$$

Remplazando los valores: (Ec 26)

$$K_1 = 10.80 - \frac{(58)^2 (3.96)_1^2 (0.01201)^2 (8400)}{24.(10.80)^2} \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 27})$$

$$K_1 = -11.62 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

Remplazando los valores de  $K_1$ ,  $\alpha$  y  $E$  en la ecuación (Ec 26) para valor de  $\theta_2 = -15^\circ\text{C}$  y  $\theta_1 = -20^\circ\text{C}$  tomado de la tabla (1-7)

Tabla (1-7) Hipótesis para la zona 3

	HIPOTESIS	PESO APARENTE	TEMPERATURA
A	TRACCION MAXIMA	P + H	-20 °C
B	ADICIONAL	P + V	-15 °C
1	FLECHA MAXIMA	P + V	+15 °C
2		P + H	0
3		P	+50 °C
4	T.D.C.	P	+15 °C
5	FLECHA MINIMA	P	-20 °C

$$t_2^2 [.t_2 + 11.62 + (18.9E^{-6})(8400)(-15 + 20)] =$$

$$\frac{(58)^2 (0.01201)^2 (8400)}{24} (2.72)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

Tenemos la siguiente ecuación de tercer grado:

$$t_2^3 - 12.48t_2 - 1256.8 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 7.87 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_v a^2}{(8t_2)} [m]$$



$$f_2 = \frac{(0.0326)(58)^2}{(8)(7.87)} [m]$$

$$f_2 = 1.74 \text{ m}$$

1) Hipótesis de la flecha máxima (**P+V;  $\theta_2 = 15^\circ\text{c}$** )

Tenemos que

$$t_1 = 10.80 \frac{(Kg)}{(mm^2)}, w_H = 0.04690 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \theta_1 = -20^\circ\text{c}, K_1 = -11.62 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

$$Q_2 = 2.72, \theta_2 = 15^\circ\text{c}; w_v = 0.0326 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

La ecuación de cambio de condiciones:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \text{ (Ec 26)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 + 11.62 + (18.9E^{-6})(8400)(15 + 20)] =$$

$$\frac{(58)^2 (0.01201)^2 (8400)}{24} (2.72)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \text{ (Ec 26)}$$

$$t_2^3 - 17.7t_2 - 1256.4 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 7.11 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_2 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.0326)(58)^2}{(8)(7.11)} [m]$$

$$f_2 = 1.90\text{m}$$

2) Hipótesis de la flecha máxima (P + H;  $\theta_2 = 0^\circ\text{c}$ )

Tenemos que:

$$t_1 = 10.80 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad , \quad w_H = 0.04690 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)} \quad , \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c} \quad , \quad K_1 = -11.62 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

Condiciones finales

$$Q_2 = 3.92 \quad , \quad \theta_2 = 0^\circ\text{c} \quad ; \quad w_H = 0.04690 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^2 [t_2 + 11.62 + (18.9E^{-6})(8400)(0 + 20)] =$$

$$\frac{(58)^2 (0.01201)^2 (8400)}{24} (3.92)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^3 - 14.79t_2 - 2609.6 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 10.21 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.01179)(58)^2}{(8)(29.6)} [m]$$

$$f_2 = 0.17 \text{ m}$$

3) Hipótesis de la flecha mínima (P;  $\theta_2 = 50^\circ\text{c}$ ).

$$t_1 = 10.80 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad w_H = 0.04690 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)} \quad , \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c} \quad , \quad K_1 = -11.62 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

El valor de la condición  $Q_2$  es uno ya que solamente actúa el peso del conductor, es decir que  $Q = \frac{(P)}{(P)} = 1$

$$Q_2 = 1, \theta_2 = 50^\circ\text{C} ; w_c = 0.01201 \frac{(\text{Kg})}{(\text{m}-\text{mm}^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^2 [t_2 + 11.62 + (18.9E^{-6})(8400)(50 + 20)] =$$

$$\frac{(58)^2 (0.01201)^2 (8400)}{24} (1)^2 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^3 + 22.73t_2 - 169.8 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 2.58 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.01201)(58)^2}{(8)(2.58)} [m]$$

$$f_2 = 1.95 \text{ m}$$

4) Hipótesis de la flecha mínima (P;  $\theta_2 = 15^\circ\text{C}$ ).

$$t_1 = 10.80 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)} \quad w_H = 0.04690 \frac{(\text{Kg})}{(\text{m}-\text{mm}^2)}, \theta_1 = -20^\circ\text{C}, \quad K_1 = -11.62 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)}$$

El valor de la condición  $Q_2$  es uno ya que solamente actúa el peso del conductor, es decir que  $Q = \frac{(P)}{(P)} = 1$

$$Q_2 = 1, \theta_2 = 15^\circ\text{C} ; w_c = 0.01201 \frac{(\text{Kg})}{(\text{m}-\text{mm}^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^2 [t_2 + 11.62 + (18.9E^{-6})(8400)(15 + 20)] =$$

$$\frac{(58)^2(0.01201)^2(8400)}{24} (1)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \text{ (Ec 26)}$$

$$t_2^3 + 17.17t_2 - 169.8 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 2.90 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.01201)(58)^2}{(8)(2.90)} [m]$$

$$f_2 = 1.74 \text{ m}$$

5) Hipótesis de la flecha mínima (P;  $\theta_2 = -20^\circ\text{c}$ ).

$$t_1 = 10.80 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad w_H = 0.04690 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c}, \quad K_1 = -11.62 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

El valor de la condición  $Q_2$  es uno ya que solamente actúa el peso del conductor, es decir que  $Q = \frac{(P)}{(P)} = 1$

$$Q_2 = 1, \quad \theta_2 = -20^\circ\text{c} \quad ; \quad w_c = 0.01201 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \text{ (Ec 26)}$$

$$t_2^2 [t_2 + 11.62 + (18.9E^{-6})(8400)(-20 + 20)] =$$

$$\frac{(58)^2(0.01201)^2(8400)}{24} (1)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \text{ (Ec 26)}$$

$$t_2^3 + 11.62t_2 - 169.8 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 3.36 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.01201) (58)^2}{(8)(3.36)} [m]$$

$$f_2 = 1.50 \text{ m}$$

La Tabla (1-8) resume los cálculos de la hipótesis con respecto a las tensiones y las flechas con su respectivo coeficiente de seguridad

Tabla (1-8)

	<b>HIPÓTESIS</b>	<b>TENSIÓN (kg/mm2)</b>	<b>TENSION (kg)</b>	<b>Coeficiente sobrecarga</b>	<b>FLECHA (m)</b>
A	Tracción máxima	10.80	577.9	3	1.82
B	Adicional	7.87	421.1	4.11	1.74
1	Flecha máxima	7.11	380.4	4.55	1.90
2	Flecha máxima	10.21	546.3	3.17	0.17
3	Flecha Máxima	2.58	138	12.56	1.95
4	TDC	2.86	155.1	11.17	1.76
5	Flecha mínima	3.36	179.7	9.64	1.50

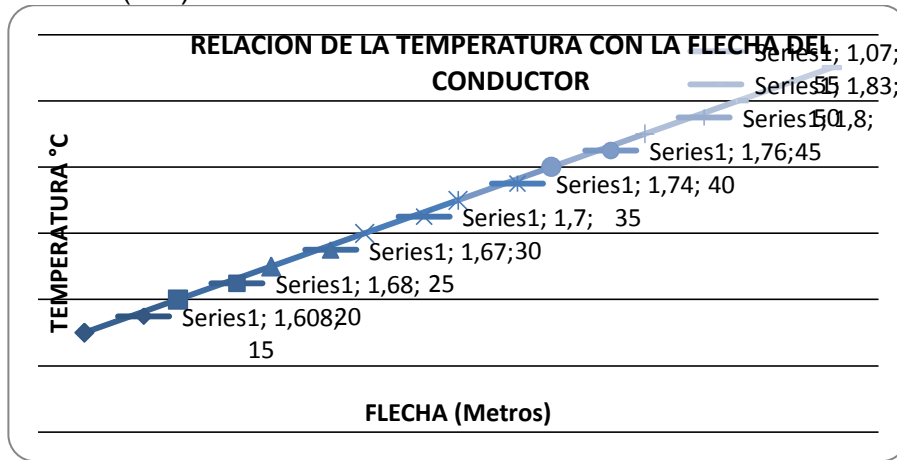
Con la tabla (1-9) podemos hallar las curvas de tendido, es decir, la variación de la tensión y la flecha con la temperatura:

Tabla (1-9)

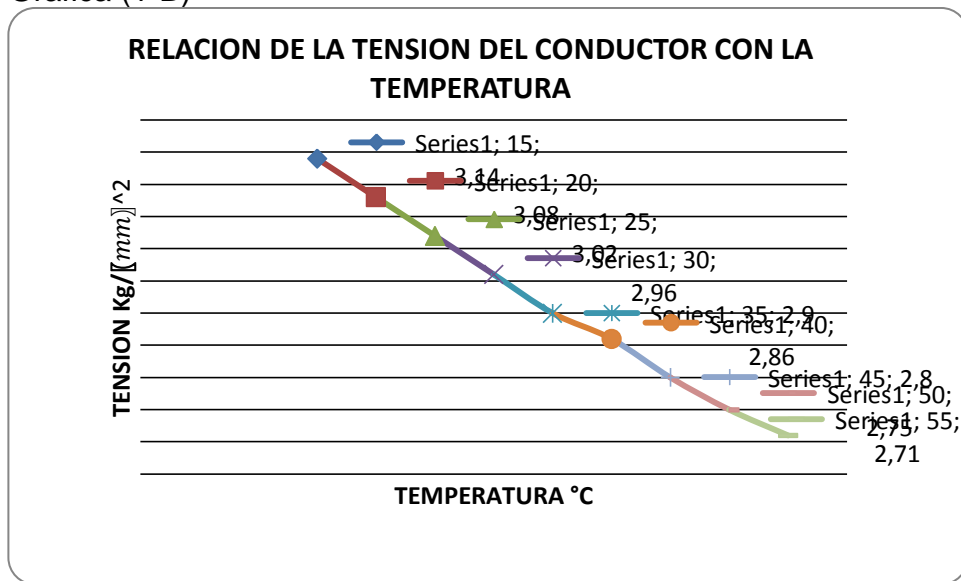
$\theta_2$ (°C)	$\theta_2 - \theta_1$ (°C)	$t_2^2(t_2 + 11.62 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)) = 169.8$	t (kg/mm <sup>2</sup> )	T (kg)	f (m)
-5	15	$t_2^2(t_2 + 14) = 169.8$	3.14	168	1.608
0	20	$t_2^2(t_2 + 14.7) = 169.8$	3.08	164.8	1.63
5	25	$t_2^2(t_2 + 15.58) = 169.8$	3.02	160.5	1.67
10	30	$t_2^2(t_2 + 16.38) = 169.8$	2.96	158.3	1.70
15	35	$t_2^2(t_2 + 17.17) = 169.8$	2.90	155.1	1.74
20	40	$t_2^2(t_2 + 17.97) = 169.8$	2.86	158.3	1.76
25	45	$t_2^2(t_2 + 18.76) = 169.8$	2.80	149.8	1.80
30	50	$t_2^2(t_2 + 19.55) = 169.8$	2.75	147.1	1.83
35	55	$t_2^2(t_2 + 20.35) = 169.8$	2.71	145	1.86

Las gráficas (1-A) y (1-B) muestran como la tensión disminuye con la temperatura, mientras que la flecha aumenta con la temperatura.

Grafica (1-A).



Grafica (1-B)



Nota: Para diferentes calibres de trenza se hacen los mismos cálculos teniendo en cuenta las especificaciones de los conductores de cada fabricante.

Para la Media tensión tenemos como conductor, el **Calibre 1/0 ACSR RAVEN** con las siguientes especificaciones de fabricación.

Para el cable **1/0 ACSR RAVEN**, que tiene un Cantón de 8 vanos, como se muestra en la tabla (1-10) un Módulo de elasticidad  $E = 8400 \text{ daN/mm}$ , Coeficiente de seguridad 3 y un Coeficiente de dilatación de  $\alpha = 18.9E^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$   
 La línea está situada a 2500 metros sobre el nivel del mar.  
 Hallar las flechas de cada una de las hipótesis aplicando la ecuación de cambio de Condiciones.

Tabla (1-10) Apoyos y vanos tomado plano Anexo

Numero de Vanos	Apoyos	Vanos
1	EPP0103–EPP0102	21
2	EPP0102–EPP0101	33.5
3	EPP0101–EPP0110	41
4	EPP0110–EPP0115	38
5	EPP0115–EPP0510	36.5
6	EPP0510–EPP0501	28.5
7	EPP0501–EPP0502	22
8	EPP0502–EPP0503	24

Para esta línea tenemos los siguientes datos de las especificaciones del fabricante.

Sección Conductor:  $53.55 \text{ mm}^2$

Peso total: = 0.216 (Kg/m).

Diámetro conductor: 10.11 mm.



Resistencia de Roptura: 1985Kg

Solución: la línea corresponde a la zona 3, por lo tanto la hipótesis a analizar será la que aparece en la tabla 16, Hipótesis de cálculo Según Zonas de Influencia de la presente guía.

Tenemos que la sobrecarga del viento es de 120km/h equivalente a 68.02 daN/m<sup>2</sup>

### **Sobre Carga del viento y Hielo.**

Calculamos el valor de  $P_a$

$$\text{Aplicamos la ecuación } P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2} [\text{kg/m}] \quad (\text{Ec 25})$$

Con la ecuación Ec (24) tenemos que:

$$P_v = 0.0042(0.01011) \cdot (120)^2 [\text{Kg/m}] \quad (\text{Ec 24})$$

$$P_v = 0.611 [\text{kg/m}]$$

Donde el valor de  $P=0.216$  (Kg/m).

$$\text{Remplazando en la ecuación } P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2} [\text{daN/m}] \quad (\text{Ec 25})$$

$$\text{Tenemos que } P_a = 0.648 [\text{Kg/m}]$$

### **Sobrecarga del Hielo.**

Para este cálculo tenemos que el valor para la sobrecarga del Hielo esta dada por la siguiente ecuación para la zonas 3 ver tabla (1-6)

$$P_H = 0.36\sqrt{d} \quad P_H = 0.36\sqrt{10.11} = 1.14 \frac{(\text{Kg})}{(\text{m}-\text{mm}^2)}$$

El peso aparente del conductor con presencia de hielo esta dado de la siguiente manera:

$$P_{aH} = P + P_H \quad P_{aH} = 0.216 + 1.14 = 1.35 \frac{(Kg)}{m}$$

El peso específico del conductor es:  $w_c = \frac{(P)}{(s)}$

$$w_c = \frac{(0.216)}{(53.55)} = 0.004033 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

### A) Hipótesis de tracción máxima (P+ H; $\theta_1 = -20^\circ c$ )

El cable está sometido a un peso de

$$w_H = \frac{(P_H)}{(s)},$$

Sabiendo que la sección del conductor es  $s = 53.55 mm^2$

$$w_H = \frac{(1.35)}{(53.55)} \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

$$w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

El coeficiente de sobrecarga será:

$$Q_H = \frac{(P_{aH})}{(P)}$$

Donde el peso del conductor es  $P = 0.643 (Kg/m)$ .

$$Q_1 = \frac{(1.35)}{(0.216)} = 6.25$$

La Tensión de trabajo está dado por  $T = \frac{(TR)}{(cs)} [Kg]$

$$T_1 = \frac{(1985)}{(3)} = 661.66 Kg$$

La Tensión de trabajo específico está dado por  $t = \frac{(T_1)}{(s)} \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

$$t_1 = \frac{(661.66)}{(53.55)} \cdot \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

$$t_1 = 12.35 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

Para calcular la flecha hallamos el vano de regulación teniendo en cuenta los valores de la tabla (1-10) y aplicando la ecuación (Ec 28).

$$a_R = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n}} \text{ (Ec 28)}$$

Remplazando valores de la tabla (1-10) tenemos que  $a_R$

$$a_R = \sqrt{\frac{21^3 + 33.5^3 + 41^3 + 38^3 + 36.5^3 + 28.5^3 + 22^3 + 24^3}{21 + 33.5 + 41 + 38 + 36.5 + 28.5 + 22 + 24}} = 33 \text{ m}$$

$$a_R = 33 \text{ m}$$

Donde remplazamos el valor del vano de regulación en la ecuación siguiente.

$$f_1 = \frac{w_H a^2}{(8t_1)} [m]$$

$$f_1 = \frac{(0.02521)(33)^2}{(8)(12.35)} [m]$$

$$f_1 = 0.27 \text{ m}$$

### B) Hipótesis del Peso ( $P+v$ ; $\theta_2 = -15^\circ$ )

$$P_a = 0.648 [Kg/m]$$

El cable está sometido a un peso de

$$w_v = \frac{(P_a)}{(s)}$$

Dónde:

$$w_v = \frac{(0.648)}{(53.55)} \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

$$w_v = 0.01210 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

El coeficiente de sobrecarga:

$$Q = \frac{(P_a)}{(P)}$$

$$Q_v = \frac{(0.648)}{(0.216)} = 3$$

Aplicando la ecuación de cambio de condiciones tenemos la siguiente expresión:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$K_1 = t_1 - \frac{a^2 Q_1^2 w^2 E}{24 t_1^2} \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 27})$$

Remplazando los valores: (Ec 26)

$$K_1 = 12.35 - \frac{(33)^2 (6.35)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24 (12.35)^2} \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 27})$$

$$K_1 = 10.73 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

Remplazando los valores de  $K_1$ ,  $\alpha$  y  $E$  en la ecuación (Ec 26) para valor de  $\theta_2 = -15^\circ\text{C}$  y  $\theta_1 = -20^\circ\text{C}$  tomado de la tabla (1-7)

Tabla (1-7) Hipótesis para la zona 3

	HIPOTESIS	PESO APARENTE	TEMPERATURA
A	TRACCION MAXIMA	P + H	-20 °C
B	ADICIONAL	P + V	-15 °C
1	FLECHA MAXIMA	P + V	+15 °C
2		P + H	0
3		P	+50 °C
4	T.D.C.	P	+15 °C
5	FLECHA MINIMA	P	-20 °C

$$t_2^2 [t_2 - 10.73 + (18.9E^{-6})(8400)(-15 + 20)] =$$

$$\frac{(33)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24} (3)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

Tenemos la siguiente ecuación de tercer grado:

$$t_2^3 - 9.93t_2 - 55.79 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 10.44 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_v a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.01210)(33)^2}{(8)(10.44)} [m]$$

$$f_2 = 0.15 \text{ m}$$

### 1) Hipótesis de la flecha máxima (P+V; $\theta_2 = 15^\circ\text{c}$ )

Tenemos que

$$t_1 = 12.35 \frac{(Kg)}{(mm^2)}, \quad w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c}, \quad K_1 = 10.73 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

$$Q_2 = 3, \quad \theta_2 = 15^\circ\text{c}; \quad w_v = 0.01210 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

La ecuación de cambio de condiciones:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - 10.73 + (18.9E^{-6})(8400)(15 + 20)] =$$

$$\frac{(33)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24} (3)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^3 - 5.17t_2 - 9.93 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 6.49 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_2 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.01210)(33)^2}{(8)(6.49)} [m]$$

$$f_2 = 0.25m$$

## 2) Hipótesis de la flecha máxima (P + H; $\theta_2 = 0^\circ c$ )

Tenemos que:

$$t_1 = 12.35 \frac{(Kg)}{(mm^2)}, \quad w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \quad \theta_1 = -20^\circ c, \quad K_1 = 10.73 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

Condiciones finales

$$Q_2 = 6.35, \quad \theta_2 = 0^\circ c; \quad w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^2 [t_2 - 10.73 + (18.9E^{-6})(8400)(0 + 20)] =$$

$$\frac{(33)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24} (6.35)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^3 - 7.55t_2 - 249.97 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 10.03 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.02521)(33)^2}{(8)(10.03)} [m]$$

$$f_2 = 0.33 \text{ m}$$

### 3) Hipótesis de la flecha mínima (P; $\theta_2 = 50^\circ\text{c}$ ).

$$t_1 = 12.35 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c}, \quad K_1 = 10.73 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

El valor de la condición  $Q_2$  es uno ya que solamente actúa el peso del conductor, es decir que  $Q = \frac{(P)}{(P)} = 1$

$$Q_2 = 1, \quad \theta_2 = 50^\circ\text{c} \quad ; \quad w_c = 0.004033 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec } 26)$$

$$t_2^2 [t_2 - 10.73 + (18.9E^{-6})(8400)(50 + 20)] = \frac{(33)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24} (1)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec } 26)$$

$$t_2^3 - 0.38t_2 - 6.19 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 1.97 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.004033)(33)^2}{(8)(1.97)} [m]$$

$$f_2 = 0.28 \text{ m}$$

### 4) Hipótesis de la flecha mínima (P; $\theta_2 = 15^\circ\text{c}$ ).

$$t_1 = 12.35 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c}, \quad K_1 = 10.73 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

El valor de la condición  $Q_2$  es uno ya que solamente actúa el peso del conductor, es decir que  $Q = \frac{(P)}{(P)} = 1$

$$Q_2 = 1, \quad \theta_2 = 15^\circ\text{c} \quad ; \quad w_c = 0.004033 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^2 [t_2 - 10.73 + (18.9E^{-6})(8400)(15 + 20)] =$$

$$\frac{(33)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24} (1)^2 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^3 - 5.17t_2 - 6.19 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 5.38 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.004033)(33)^2}{(8)(5.38)} [m]$$

$$f_2 = 0.10 \text{ m}$$

5) Hipótesis de la flecha mínima (P;  $\theta_2 = -20^\circ\text{c}$ ).

$$t_1 = 12.35 \frac{(Kg)}{(mm^2)} \quad w_H = 0.02521 \frac{(Kg)}{(m-mm^2)}, \quad \theta_1 = -20^\circ\text{c}, \quad K_1 = 10.73 \frac{(Kg)}{(mm^2)}$$

El valor de la condición  $Q_2$  es uno ya que solamente actúa el peso del conductor, es decir que  $Q = \frac{(P)}{(P)} = 1$



$$Q_2 = 1, \theta_2 = -20^\circ\text{C}; w_c = 0.004033 \frac{(\text{Kg})}{(\text{m}-\text{mm}^2)}$$

Remplazando valores:

$$t_2^2 [t_2 - K_1 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E}{24} Q_2^2 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^2 [t_2 - 10.72 + (18.9E^{-6})(8400)(-20 + 20)] =$$

$$\frac{(33)^2 (0.004033)^2 (8400)}{24} (1)^2 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)} \quad (\text{Ec 26})$$

$$t_2^3 - 10.72t_2 - 6.19 = 0$$

Resolviendo la ecuación tenemos que el valor de  $t_2 = 10.78 \frac{(\text{Kg})}{(\text{mm}^2)}$

Remplazando este valor en la siguiente expresión tenemos:

$$f_2 = \frac{w_1 a^2}{(8t_2)} [m]$$

$$f_2 = \frac{(0.004033)(33)^2}{(8)(10.78)} [m]$$

$$f_2 = 0.05\text{m}$$

La Tabla (1-11) resume los cálculos de la hipótesis con respecto a las tensiones y las flechas con su respectivo coeficiente de seguridad

Tabla (1-11)

	HIPÓTESIS	TENSIÓN (kg/mm <sup>2</sup> )	TENSION (kg)	Coeficiente sobrecarga	FLECHA (m)
A	Tracción máxima	12.35	661.3	3	0.27
B	Adicional	10.44	559	3.55	0.15
1	Flecha máxima	6.49	347.5	5.71	0.25
2	Flecha máxima	10.03	537.1	3.69	0.33
3	Flecha Máxima	1.97	105.4	18.83	0.28
4	TDC	5.38	288	6.89	0.10
5	Flecha mínima	10.78	577.2	3.43	0.05

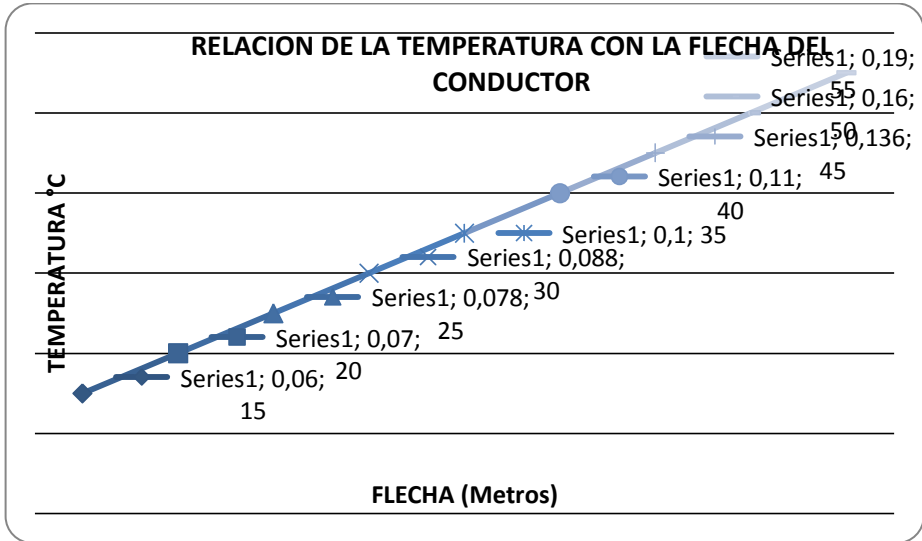
Con la tabla (1-12) podemos hallar las curvas de tendido, es decir, la variación de la tensión y la flecha con la temperatura:

Tabla (1-12)

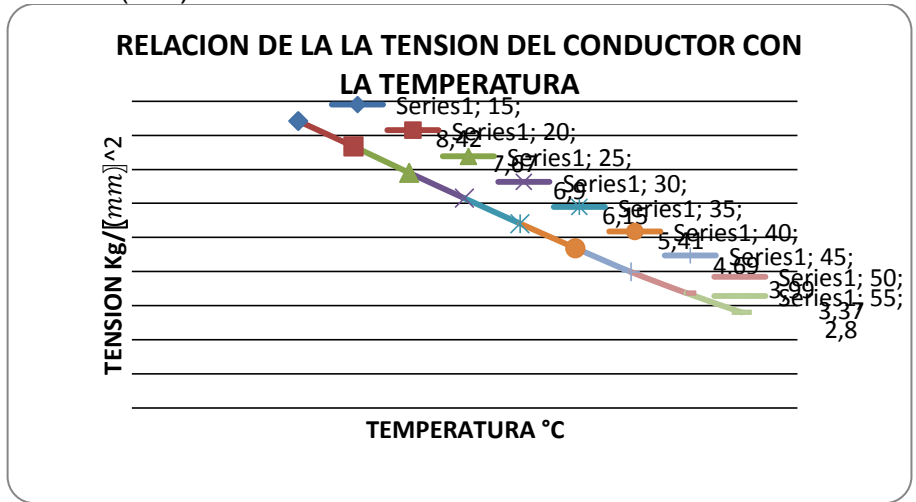
$\theta_2$ (°C)	$\theta_2 - \theta_1$ (°C)	$t_2^2(t_2+11.62+\alpha E(\theta_2 - \theta_1))= 169.8$	<b>t</b> (kg/mm <sup>2</sup> )	<b>T</b> (kg)	<b>f</b> (m)
-5	15	$t_2^2(t_2-8.34)= 6.19$	8.42	450	0.06
0	20	$t_2^2(t_2-7.57)= 6.19$	7.67	410	0.07
5	25	$t_2^2(t_2-6.78)= 6.19$	6.90	369.4	0.078
10	30	$t_2^2(t_2-5.99)= 6.19$	6.15	329.3	0.088
15	35	$t_2^2(t_2-5.2)= 6.19$	5.41	289.7	0.10
20	40	$t_2^2(t_2-4.41)= 6.19$	4.69	251.1	0.11
25	45	$t_2^2(t_2-3.61)= 6.19$	3.99	213.6	0.136
30	50	$t_2^2(t_2-2.83)= 6.19$	3.37	180.4	0.16

Las gráficas (1-C) y (1-D) muestran como la tensión disminuye con la temperatura, mientras que la flecha aumenta con la temperatura

Grafica (1-C)



Grafica (1-D)



Tomando el valor del vano de regulación  $a_R = 33$  m, calculamos las tablas de tensión y flechas de regulación

De la ecuación (Ec 29)

$$f_R = \frac{Pa_R^2}{8T} [m] \text{ (Ec 29)}$$

$$f_R = \frac{0.216(33)^2}{8(450)} = 0.065 \text{ m}$$

De la ecuación (Ec 30)

$$f_n = f_R \left( \frac{a_n}{a_R} \right)^2 \text{ (Ec 30)}$$

Remplazando los valores en la ecuación (Ec 30), para el valor del vano de la tabla (1-10)

Tenemos que:

$a_n$ : 21m

$$f_n = 0.065 \left( \frac{21}{33} \right)^2 \text{ (Ec 30)}$$

$$f_n = 0.026 \text{ m}$$

De esta manera remplazando todos los valores de las longitudes de los vanos obtendremos los valores de flecha. Como se muestra en la tabla de tensiones y flechas de regulación.

**TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS DE REGULACIÓN  
CABLE ACSR 1/0 RAVEN**

**Tabla (1- 13)**


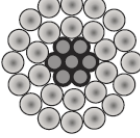
°C	kg	FLECHAS EN METROS								
		LONGITUDES DE VANO EN METROS								
		21	22	24	28.5	33	33.5	36.5	38	41
-5	450	0.026	0.029	0.034	0.048	0.065	0.066	0.079	0.086	0.100
0	410	0.028	0.031	0.037	0.052	0.071	0.073	0.086	0.094	0.109
5	369.4	0.031	0.035	0.042	0.058	0.079	0.081	0.096	0.104	0.121
10	329.3	0.036	0.039	0.047	0.066	0.089	0.091	0.108	0.117	0.137
15	289.7	0.040	0.045	0.053	0.075	0.101	0.104	0.123	0.133	0.156
20	251.1	0.047	0.052	0.061	0.087	0.117	0.120	0.143	0.155	0.180
25	213.6	0.055	0.061	0.072	0.102	0.137	0.141	0.167	0.181	0.211
30	180.4	0.066	0.072	0.086	0.120	0.162	0.166	0.198	0.214	0.249
35	149.9	0.079	0.087	0.103	0.146	0.196	0.201	0.239	0.259	0.302

La tabla (1-13) Muestra el punto de partida para determinar las características de los Vanos que integran esta serie.

Según la tabla de tendido, para cada temperatura le corresponde una tensión y una Flecha.

Tabla Anexa

**Cables ACSR**

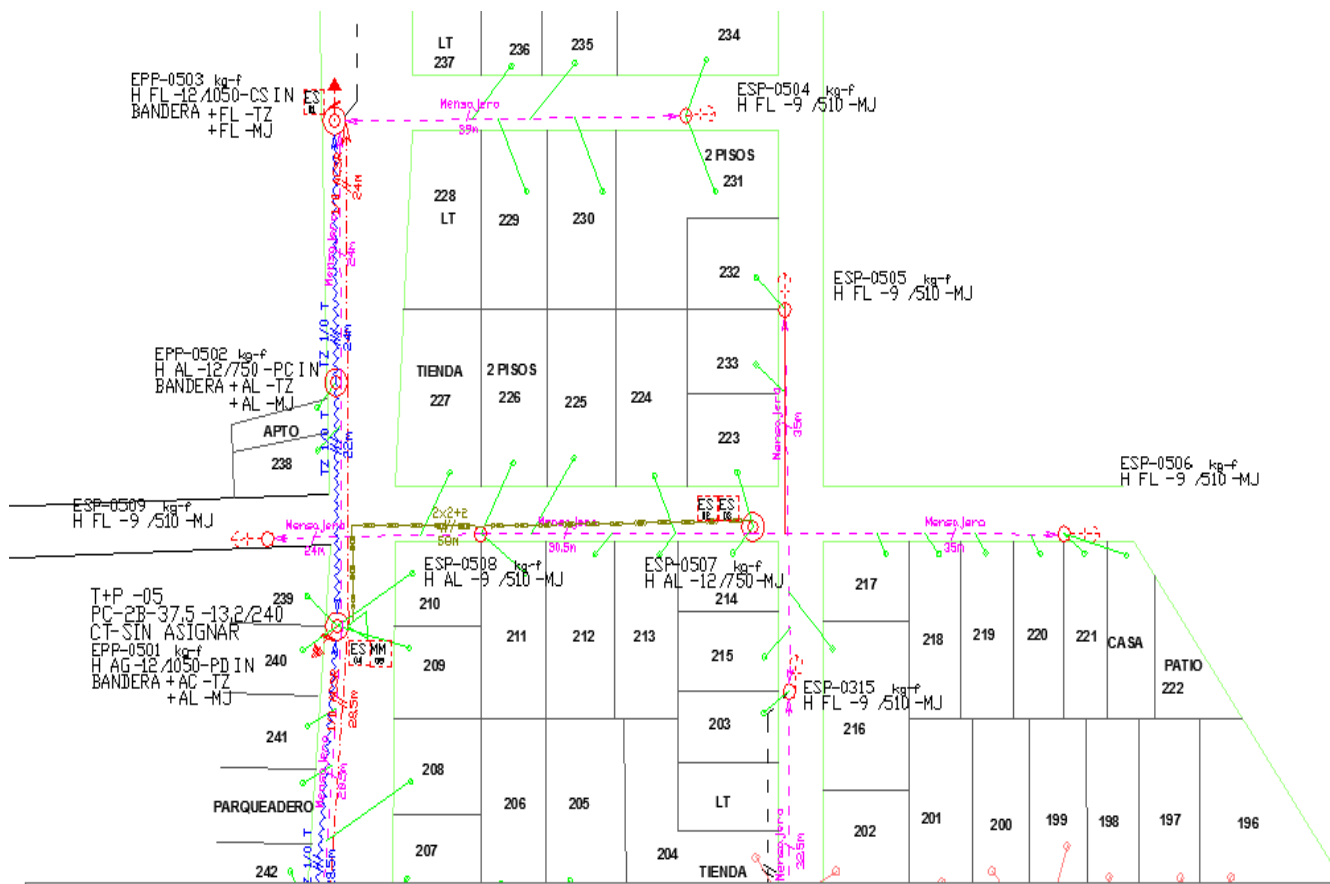
Cableado Aluminio/Acero	Código	Calibre AWG/ Kcmil	Diámetros (mm)					Peso Total Aprox (kg/km)			Carga de Rotura kg	Resistencia (Ohm/ km)		Capacidad de Corriente	
			Hilos Individuales		Núcleo	Total	RMG	Al	Acero	Total		DC a 20°C(1)	AC a 75°C	A	kA
			Acero	Al											
			(2)	CC(3)											
 ME: 8400 CDL: 18,9	Swan	4	2,12	2,12	2,12	6,36	2,05	58,1	27,4	85,5	845	1,32	1,70	139	3,2
	Sparrow	2	2,67	2,67	2,67	8,01	2,58	92,3	43,6	136	1290	0,83	1,10	184	5,1
	Robin	1	3,00	3,00	3,00	9,00	2,90	116,4	55,0	171	1612	0,658	0,884	211	6,4
	Raven	1/0	3,37	3,37	3,37	10,11	3,25	146,8	69,3	216	1985	0,522	0,717	241	8,0
	Quail	2/0	3,78	3,78	3,78	11,35	3,65	185,1	87,4	273	2405	0,414	0,584	275	10,1
	Pigeon	3/0	4,25	4,25	4,25	12,74	4,10	233,5	110,3	344	3003	0,328	0,479	313	12,8
	Penguin	4/0	4,77	4,77	4,77	14,31	4,61	294,4	139,0	433	3787	0,260	0,396	355	16,1
 ME: 8358 CDL: 19,0	Partridge	266,8	2,00	2,57	6,00	16,29	6,62	374,8	171,9	547	5120	0,209	0,255	458	20,3
	Ostrich	300	2,12	2,73	6,36	17,28	7,01	421,5	193,3	615	5757	0,185	0,226	493	22,8
	Linnet	336,4	2,25	2,89	6,74	18,30	7,43	472,6	216,7	689	6400	0,165	0,202	530	25,6
	Ibis	397,5	2,44	3,14	7,33	19,89	8,07	558,5	256,1	815	7386	0,140	0,171	589	30,2
	Hawk	477	2,67	3,44	8,02	21,79	8,85	670,1	307,3	977	8863	0,117	0,142	661	36,3
	Dove	556,5	2,89	3,72	8,67	23,53	9,55	781,8	358,5	1140	10248	0,100	0,122	728	42,3
	Squab	605	3,01	3,87	9,04	24,54	9,96	850,0	389,7	1240	11041	0,0919	0,112	767	46,0
	Grosbeak	636	3,09	3,97	9,27	25,16	10,21	893,5	409,7	1303	11429	0,0875	0,107	792	48,4
	Gannet	666,6	3,16	4,07	9,49	25,75	10,46	936,5	429,4	1366	11979	0,0835	0,102	816	50,7
	Starling	715,5	3,28	4,21	9,83	26,68	10,83	1005,2	460,9	1466	12858	0,0777	0,0949	853	54,4
	Drake	795	3,45	4,44	10,36	28,13	11,42	1116,9	512,1	1629	14287	0,0700	0,0854	912	60,5

# ANEXO 3

# PLANOS

Se anexan plano proyectado

### Detalle de plano proyectado.



Detalle de Plano proyectado.





VIA PRINCIPAL DE CONEXIÓN

MARCELO ORAZIOSI  
CT 6145K  
50

VIA 24