



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSIÓN
A 34,5 KV Y BAJA TENSIÓN, EN EL ÁREA RURAL DE GUATEMALA**

José Ricardo López

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez

Guatemala, octubre de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSIÓN
A 34,5 KV Y BAJA TENSIÓN, EN EL ÁREA RURAL DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ RICARDO LÓPEZ

ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|-------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos |
| VOCAL I | Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno |
| VOCAL II | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |
| VOCAL III | Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa |
| VOCAL IV | Br. Juan Carlos Molina Jiménez |
| VOCAL V | Br. Mario Maldonado Muralles |
| SECRETARIO | Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

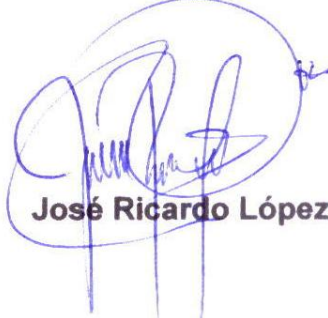
| | |
|------------|------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos |
| EXAMINADOR | Ing. Jorge Luis Pérez Rivera |
| EXAMINADOR | Ing. Julio Rolando Barrios Archila |
| EXAMINADOR | Ing. Pablo Rodolfo Zúñiga Ramírez |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSIÓN A 34,5 KV Y BAJA TENSIÓN, EN EL ÁREA RURAL DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de febrero de 2009.



José Ricardo López

Guatemala, 21 de septiembre de 2009

Ingeniero
Jose Guillermo Bedoya
Coordinador del Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ingeniero Bedoya:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSION A 34.5 KV Y BAJA TENSION EN EL AREA RURAL DE GUATEMALA, desarrollado por el estudiante JOSE RICARDO LOPEZ, carné 2000-10670 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo remitiéndole a esa Coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez.
ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 24. 2010
Guatemala, 28 de MAYO 2010.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE
MEDIA TENSIÓN A 34.5 KV Y BAJA TENSIÓN EN EL ÁREA
RURAL DE GUATEMALA, del estudiante, JOSÉ RICARDO
LÓPEZ, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 29. 2010.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOSÉ RICARDO LÓPEZ titulado: CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSIÓN A 34.5 KV Y BAJA TENSIÓN EN EL ÁREA RURAL DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 19 DE JULIO 2010.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **CRITERIOS DE DISEÑO PARA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSIÓN A 34,5 KV Y BAJA DE TENSIÓN EN EL ÁREA RURAL DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario José Ricardo López, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Ríos
Decano



Guatemala, octubre de 2012

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme dado la vida, estar conmigo siempre y permitir que alcance este logro en mi vida.
- Mi madre** Agustina López Ramirez, por el amor, sacrificio y apoyo que me ha brindado para poder salir adelante en cada meta propuesta.
- Mis tíos** Everardo López Ramirez (q.e.p.d.) por haber sido como un segundo padre y haberme guiado en los estudios, desde el principio, formando parte de este éxito.
Thelma López Ramírez, por estar conmigo siempre y por el apoyo brindado.
- Mis amigos** Juan Benítez (q.e.p.d.), Armando Laparra López (q.e.p.d.) y Rubén Hernández (q.e.p.d.). Gracias por su amistad brindada, su recuerdo ha sido una motivación en mi vida, deseo que al lado del Señor hayan encontrado el descanso eterno y que él, bendiga a sus familias.
- La Universidad de San Carlos de Guatemala** Gloriosa casa de estudios, que fuera el medio esencial para convertirme en profesional.

AGRADECIMIENTOS A:

| | |
|--|---|
| Dios | Por haberme dado la vida y guiarme por el buen camino. |
| Mi madre | Por su amor, su apoyo y su esfuerzo incondicional. |
| Mi familia | Por todo el amor que me han brindado. |
| Mis amigos | Por todo el cariño que me han brindado y que de alguna u otra forma me ayudaron para salir adelante, en especial a Marlon Ortega, Leslie Escobedo, Erwin Carrillo, Juan Alberto, César de Paz, José Guerra y a todos mis amigos y compañeros de la universidad. |
| Mis catedráticos | Por su apoyo, sus consejos y su amistad, en especial al Ing. Erwin Segura (q.e.p.d.), por su colaboración y amistad; a los Ings. Guillermo Bedoya, Edgar Montúfar (q.e.p.d.), Marvin Hernández y Aníbal Silva. |
| Mi asesor Ing. Gustavo Orozco | Por su valiosa orientación para la realización de este trabajo, así como por su amistad. |

**La Universidad de
San Carlos de
Guatemala**

Por ser mi alma mater y formarme como profesional egresado de esta gloriosa casa de estudios, en especial a la Facultad de Ingeniería.

Ing. Mario Cuc

Por su amistad y ayuda en mi desarrollo profesional.

**Las empresas
Unión Fenosa, INDE,
EEGSA y Geserv GT**

Por su colaboración para la realización de este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | VII |
| LISTA DE SÍMBOLOS | XV |
| GLOSARIO | XVII |
| RESUMEN | XIX |
| OBJETIVOS E HIPÓTESIS | XXI |
| INTRODUCCIÓN | XXIII |
| | |
| 1. ARQUITECTURA DE RED A 3 5 | 1 |
| 1.1. Definiciones | 1 |
| 1.2. Cables | 4 |
| 1.2.1. Cálculos eléctricos | 6 |
| 1.2.2. Cálculos mecánicos | 14 |
| 1.3. Límites de voltaje | 26 |
| 1.4. Aisladores | 28 |
| 1.4.1. Características eléctricas | 29 |
| 1.4.2. Características mecánicas | 3 |
| 1.5. Postes | 3 |
| 1.5.1. Cálculo mecánico | 40 |
| 1.5.2. Empotramiento | 5 |
| 1.6. Cruceros | 6 |
| 1.7. Retenidas | 3 |
| 1.8. Armados en MT | 6 |
| 1.8.1. Transición y cambio de dirección | 6 |
| 1.9. Distancias de seguridad | 8 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 2. | TRANSFORMADORES | 3 |
| 2.1. | Transformador convencional S | 3 |
| 2.2. | Transformador autoprotegido CSP (<i>completely self protected</i>) . | 3 |
| 2.3 | Bancos trifásicos..... | 9 |
| 2.4 | Conexiones en BT..... | 8 |
| 2.5 | Cálculos eléctricos. | 9 |
| 2.6 | Cálculos mecánicos | 9 |
| 2.7 | Distancia vertical para transformador tipo poste. | 9 |
| 3 | DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN, MANIOBRA Y MEDIDA | 9 |
| 31. | Hilo de guarda..... | 100 |
| 32. | Pararrayos autoválvular | 104 |
| 33 | Margen de protección..... | 105 |
| 34 | Protección contra sobrecorrientes..... | 107 |
| 35 | Interruptor termomagnético interno. | 109 |
| 36 | Cortacircuitos o seccionador fusible de expulsión (<i>cut-out</i>). . | 112 |
| 37 | Fusible de expulsión..... | 114 |
| 371. | Tipo K..... | 115 |
| 372. | Tipo D..... | 115 |
| 38 | Indicador de falla..... | 116 |
| 39 | Protección en BT..... | 117 |
| 310. | Puesta a tierra (PAT)..... | 117 |
| 311. | Coordinación de protecciones..... | 120 |
| 312. | Reconectador o reenganchador (<i>recloser</i>)..... | 122 |
| 313 | Interruptor..... | 124 |
| 314 | Seccionador. | 127 |
| 315 | Dispositivos de medición..... | 128 |
| 3151. | Transformador de corriente (CT)..... | 128 |
| 3152. | Transformador de potencial o voltaje (PT) | 13 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4 | DISPOSITIVOS DE REGULACIÓN Y COMPENSACIÓN..... | 13 |
| 41. | Regulador de voltaje..... | 13 |
| 41.1. | Conexión | 15 |
| 42. | Capacitor | 18 |
| 42.1. | Efectos de los capacitores..... | 19 |
| 5 | ARQUITECTURA DE RED DE BAJA TENSIÓN..... | 15 |
| 51. | Definiciones..... | 15 |
| 52. | Transformador | 16 |
| 53 | Cables | 16 |
| 531. | Cálculo eléctrico | 18 |
| 532. | Cálculo mecánico | 15 |
| 54 | Accesorios..... | 15 |
| 55 | Límites de voltaje..... | 15 |
| 56 | Distancia máxima | 15 |
| 57 | Postes..... | 19 |
| 571. | Empotramiento | 19 |
| 58 | Acometida..... | 16 |
| 59 | Puesta a tierra (PAT)..... | 16 |
| 510. | Distancias de seguridad | 16 |
| 6 | PLANIFICACIÓN..... | 17 |
| 61. | Crecimiento de la carga..... | 17 |
| 62. | Definiciones | 17 |
| 63 | Area geométrica de servicio | 17 |
| 64 | Impedancia..... | 15 |
| 65 | Diseño..... | 17 |
| 651. | Planificación de red a 3 ϕ | 17 |
| 652. | Planificación de transformadores..... | 18 |

| | | | |
|----|----------|---------------------------------------|-----|
| | 66 | Planificación de red de BT..... | 18 |
| 66 | | Estudios..... | 18 |
| | 66.1. | Flujo de carga..... | 18 |
| | 66.2. | Cortocircuito..... | 18 |
| | 66.3. | Estabilidad transitoria..... | 18 |
| | 66.4. | Sobrevoltajes transitorios..... | 18 |
| 7 | | ANÁLISIS ECONÓMICO..... | 18 |
| | 71. | Evaluación técnica..... | 18 |
| | 72. | Evaluación financiera..... | 18 |
| | 73. | Interés..... | 18 |
| | 74. | Métodos de análisis de inversión..... | 19 |
| | 75. | Valor Presente (VP)..... | 19 |
| | 76. | Valor Presente Neto (VPN)..... | 19 |
| | 77. | Costo anual (A)..... | 19 |
| | 78. | Tasa Interna de Retorno (TIR)..... | 19 |
| | 79. | Relación beneficio/costo (BC)..... | 19 |
| | 710. | Índice beneficio/inversión (BK)..... | 19 |
| | 711. | Análisis de reemplazo (VR)..... | 19 |
| | 712. | Costos del proyecto..... | 19 |
| | 713. | Inversión inicial..... | 19 |
| | 713.1. | Costo de materiales..... | 19 |
| | 713.1.1. | Costo del cable..... | 19 |
| | 713.1.2. | Costo del transformador..... | 205 |
| | 713.1.3. | Costo del poste..... | 209 |
| | 713.1.4. | Costo de herrajes..... | 209 |
| | 713.1.5. | Costo de armados..... | 210 |
| | 713.2. | Costo de mano de obra..... | 23 |
| | 713.3. | Costo de pérdidas..... | 23 |

| | | |
|-----------------------|--|-----|
| 714 | Inversión inicial | 23 |
| 715 | Costo anual k_n | 23 |
| 716 | Costo de construcción/kómetro de red | 25 |
| CONCLUSIONES | | 241 |
| RECOMENDACIONES | | 23 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 25 |
| APÉNDICES | | 20 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | Distribución radial | 4 |
| 2. | Reactancia trifásica | 8 |
| 3 | Reactancia monofásica | 8 |
| 4 | Caída de voltaje..... | 9 |
| 5 | Zonas de viento | 14 |
| 6 | Zonas de temperatura | 16 |
| 7 | Catenaria | 16 |
| 8 | Vanos | 22 |
| 9 | Vano regulador | 23 |
| 10. | Monograma para vano regulador | 24 |
| 11. | Empalme y conector cuña | 25 |
| 12. | Distancia de fuga y de perforación | 3 |
| 13. | Carga sobre postes | 2 |
| 14. | Cargas en poste | 6 |
| 15. | Vector de presión | 4 |
| 16. | Tensión en ángulo | 0 |
| 17. | Enterramiento | 5 |
| 18. | Cruceros | 6 |
| 19. | Retenidas | 8 |
| 20. | Anclajes | 9 |
| 21. | Anclas..... | 9 |
| 22. | Barra ancla | 0 |
| 23. | Límites de anclaje..... | 0 |

| | | |
|-----|--|-----|
| 24. | Armados..... | 6 |
| 25. | Posicionamiento..... | 6 |
| 26. | Transición..... | 6 |
| 27. | Transición y cambio de dirección..... | 6 |
| 28. | Distancias de seguridad..... | 6 |
| 29. | Separación entre cables | 6 |
| 30. | Espacio para escalar..... | 7 |
| 31. | Espacio para trabajar | 7 |
| 32. | Transformador..... | 6 |
| 33. | Accesorios..... | 6 |
| 34. | Polaridad..... | 6 |
| 35. | Índice horario | 6 |
| 36. | Conexiones | 6 |
| 37. | Conexión en paralelo | 6 |
| 38. | Servicio monofásico, 120/240 V | 6 |
| 39. | Servicio monofásico, 120/240 V, dos transformadores | 6 |
| 40. | Servicio trifásico, estrella – delta, 120/240 V | 6 |
| 41. | Servicio trifásico, estrella – estrella, 120/208V | 6 |
| 42. | Servicio monofásico, 120/240 V, con CSP | 6 |
| 43. | Servicio monofásico, estrella abierta – delta abierta, 120/240 V | 6 |
| 44. | Distancia vertical..... | 9 |
| 45. | Nivel isocerámico..... | 9 |
| 46. | Hilo de guarda..... | 101 |
| 47. | Margen de protección | 106 |
| 48. | Curvas de operación | 108 |
| 49. | Interruptor termomagnético..... | 110 |
| 50. | Protección del transformador | 110 |
| 51. | Cortacircuitos | 113 |
| 52. | Curvas para fusible tipo K..... | 116 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 5 . | Indicador de falla | 117 |
| 6 . | Puesta a tierra | 119 |
| 5 . | <i>Recloser</i> | 122 |
| 6 . | Interrupor..... | 124 |
| 7 . | <i>Recloser</i> | 13 |
| 8 . | Conexión | 13 |
| 9 . | Diagrama vectorial..... | 19 |
| 0 . | Acometida | 16 |
| 1 . | Duración de la carga | 10 |
| 2 . | Demanda..... | 10 |
| 3 . | Demanda máxima | 10 |
| 4 . | Consumo para determinar el F_{div} | 13 |
| 5 . | Alimentador radial, energizado en un extremo | 14 |
| 6 . | Alimentador con carga uniforme..... | 14 |
| 7 . | Alimentador con calibre escalonado..... | 13 |
| 8 . | Caida de voltaje en función del par $W -kn$ | 16 |
| 9 . | Diseño de línea..... | 17 |
| 0 . | Estudios..... | 18 |
| 1 . | Flujo discreto | 18 |
| 2 . | Flujo económico | 18 |
| 3 . | Interés | 19 |
| 4 . | TIR..... | 19 |
| 5 . | Modelos de inversión financiera | 19 |
| 6 . | Costo anual del cable, B, β 5 , poste de concreto | 202 |
| 7 . | Costo anual del cable, B, β 5 , poste de madera | 203 |
| 8 . | Costo anual del cable, $1F, \beta$ 5 , poste de concreto | 204 |
| 9 . | Costo anual del cable, $1F, \beta$ 5 , poste de madera | 204 |
| 0 . | Costo anual de instalación del transformador | 208 |
| 1 . | Simple, monof, alineación, ángulo < 5 tipo I | 211 |

| | | |
|------|---|-----|
| 2. | Simple, monof, alineación, $5a$ 0° tipo II | 212 |
| 3 | Simple, monof, alineación, 0 a 0° tipo III | 213 |
| 3 | Simple, monof, alineación, 0 a 0° tipo IV | 214 |
| 5 | Simple, monof, prolongación, tipo V | 215 |
| 6 | Simple, monof, remate, tipo VI | 216 |
| 7 | Simple, trif, alineación, ángulo < 5 tipo I | 217 |
| 8 | Simple, trif, alineación, $5a$ 0° tipo II | 218 |
| 8 | Simple, trif, alineación, 0 a 0° tipo III | 219 |
| 9. | Simple, trif, alineación, 0 a 0° tipo IV | 220 |
| 9. | Simple, trif, prolongación, tipo V | 221 |
| 2. | Simple, trif, remate, tipo VI | 222 |
| 9 | Transformador | 223 |
| 0 | Pararrayos | 224 |
| 9 | Cortacircuitos | 225 |
| 0 | Retenida sencilla y doble | 226 |
| 9 | PAT sencilla y en anillo | 227 |
| 0 | BT, alineación, hasta 0° con neutro fijador | 228 |
| 9 | BT, alineación, remate con neutro mensajero | 229 |
| 100. | BT, alineación, doble remate | 20 |

TABLAS

| | | |
|------|---|----|
| I. | Cable ACSR | 5 |
| II. | Características del ACSR | 5 |
| III. | Empleo del ACSR | 6 |
| IV. | Valores de R_{20} , R'_{20} , y_s y α_{20} | 7 |
| V. | Caída de voltaje | 10 |
| VI. | Potencia máxima | 11 |
| VII. | Potencia | 12 |

| | | |
|---------|--|----|
| VIII. | Porcentaje de pérdida de potencia | 13 |
| IX. | Presión del viento | 15 |
| X. | Límites establecidos por la CNEE | 27 |
| XI. | Límites de diseño | 27 |
| XII. | Características eléctricas..... | 29 |
| XIII. | Aislador tipo pin | 29 |
| XIV. | Aislador sintético | 0 |
| XV. | BIL..... | 0 |
| XVI. | Nivel de contaminación..... | 2 |
| XVII. | Aplicación | 3 |
| XVIII. | Características radioeléctricas..... | 3 |
| XIX. | Características mecánicas..... | 3 |
| XX. | Aisladores para 3 5k | 5 |
| XXI. | Clase de aislamiento | 6 |
| XXII. | Cadena de aisladores..... | 6 |
| XXIII. | Poste de madera | 7 |
| XXIV. | Longitud y diámetro de despunte | 7 |
| XXV. | Carga de ruptura | 8 |
| XXVI. | Poste de concreto..... | 8 |
| XXVII. | Longitud y despunte | 9 |
| XXVIII. | Aplicación | 9 |
| XXIX. | Factores de resistencia..... | 2 |
| XXX. | Factores de sobrecarga..... | 3 |
| XXXI. | Esfuerzos en poste | 4 |
| XXXII. | Presión del viento, a 120 kmh | 7 |
| XXXIII. | Tensión máxima | 0 |
| XXXIV. | Poste 0 pies | 5 |
| XXXV. | Poste 5 pies | 2 |
| XXXVI. | Poste 0 pies | 5 |

| | | |
|----------|---|--------------|
| XXXVII. | Poste 5 pies | 5 |
| XXXVIII. | Enterramiento..... | 5 |
| XXXIX. | Terrenos..... | 6 |
| XL. | Cimentación | 6 |
| XLI. | Selección de retenida..... | 6 |
| XLII. | Vanos..... | 6 |
| XLIII. | Libranza de equipos..... | 7 |
| XLIV. | Distancia vertical entre cables..... | 7 |
| XLV. | Libranzas..... | 7 |
| XLVI. | Transformador CSP | 7 |
| XLVII. | Cables de BT | 8 |
| XLVIII. | Corrientes y usuarios | 9 |
| XLIX. | Valores mecánicos..... | 9 |
| L. | Esfuerzo para viento a 120 km/h | 9 |
| LI. | Vano máximo para transformador (120 km/h) | 9 |
| LII. | Pararrayos de distribución..... | 104 |
| LIII. | Fusibles para 3kV | 112 |
| LIV. | Fusibles..... | 115 |
| LV. | <i>Recloser</i> | 123 |
| LVI. | Interruptor..... | 125 |
| LVII. | Interruptor en vacío | 126 |
| LVIII. | Seccionador | 127 |
| LIX. | Medición a 3 5kV | 129 |
| LX. | Regulador de voltaje | 13 |
| LXI. | Banco de capacitores..... | 13 |
| LXII. | Reducción de corriente de línea..... | 14 |
| LXIII. | Reducción de pérdidas..... | 14 |
| LXIV. | Factor de corrección para f.p. | 14 |
| LXV. | Cables de BT | 17 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| LXVI. | Corriente de cortocircuito..... | 18 |
| LXVII. | Resistencia | 19 |
| LXVIII. | Caída de voltaje, potencia y pérdidas..... | 15 |
| LXIX. | Simultaneidad, densidad y nivel de potencia..... | 15 |
| LXX. | Cables de línea y acometida | 15 |
| LXXI. | Accesorios de BT | 16 |
| LXXII. | Longitud máxima, caída de voltaje del 5% | 18 |
| LXXIII. | Hipótesis de carga..... | 19 |
| LXXIV. | Caída de voltaje, acometida rural | 16 |
| LXXV. | Protección de acometida | 18 |
| LXXVI. | Distancias de seguridad | 16 |
| LXXVII. | Constantes de Velandar | 18 |
| LXXVIII. | Interés..... | 19 |
| LXXIX. | Costos de inversión | 19 |
| LXXX. | Valores del cable | 200 |
| LXXXI. | Cables y precios | 201 |
| LXXXII. | Valores del transformador | 207 |
| LXXXIII. | Transformadores y precios..... | 208 |
| LXXXIV. | Precio del poste..... | 209 |
| LXXXV. | Preci de herrajes | 210 |
| LXXXVI. | Acometida 120 V | 23 |
| LXXXVII. | Poste de concreto..... | 23 |
| LXXXVIII. | Kómetro de cable | 23 |
| LXXXIX. | Pérdida del ACSR | 23 |
| XC. | UBCS empleadas | 23 |
| XCI. | Costo h en MT | 28 |
| XCII. | Costo h de red a 3 5 | 29 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Significado |
|---------------|---|
| L | Coefficiente de inducción mutua, por unidad de longitud (H/km) |
| α_{20} | Coefficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura (°C ⁻¹) |
| r | Nivel cerámico |
| y_s | Factor de efecto pelicular |
| N_g | Radio del cable (mm) |
| X | Reactancia, por unidad de longitud y fase, línea Trifásica equilibrada |
| R'_θ | Resistencia del cable en corriente directa a temperatura θ °C (Ω /km). |
| R'_{20} | Resistencia del cable en corriente directa a temperatura de 20 °C (Ω /km) |
| R_θ | Resistencia del cable en corriente alterna a temperatura θ °C (Ω /km) |
| R_θ' | Resistencia del cable en corriente directa a temperatura θ °C (Ω /km) |
| θ | Temperatura de servicio del cable (°C) |

GLOSARIO

| | |
|----------------------------|--|
| AMM | Administrador del Mercado Mayorista |
| ANSI | American National Standar Institute |
| AWG | American W G auge |
| Cantilever | Carga de falla en aislador tipo poste |
| Catenaria | Curva formada por el cable, debido al peso |
| Deflexión | Ángulo en el cambio de dirección de la línea |
| Descarga disruptiva | Voltaje que produce flameo en el aislador |
| Elongación | Deformación del material sometido a esfuerzo |
| Flameo | Conduccion y falla del aislamiento |
| Libranza | Distancia entre cable energizado y el suelo |
| NEC | National Electrical Code |
| NESC | National Electrical Safety Code |
| REA | Rural Electrical Administration |

RESUMEN

En el área rural, cuando se emplean configuraciones a 13.2 kV, se presentan problemas de aspecto económico (mayor inversión en subestaciones y ramales secundarios, más penalizaciones por interrupciones del servicio) y técnico (mala regulación por la elevada caída de voltaje y mayor pérdida de energía por efecto Joule, en tramos largos; con poca capacidad de potencia, menos confiabilidad y capacidad de crecimiento), una alternativa es el voltaje a 5 kV, basado en estudios realizados por el INDE, el cual comparó los diferentes niveles de voltaje existentes, y, determino que es el más apropiado para disminuir estos problemas

Cuando se distribuye electricidad, los ramales se extienden varios kilómetros, lo cual tiene un costo elevado, por lo que es necesario recurrir a un diseño adecuado, que represente el menor costo posible, con la mayor confiabilidad en desempeño y calidad de servicio. El desarrollo del presente documento, pretende servir de guía para el diseño de las redes de distribución aéreas en 5 kV - 12020 v, considerando aspectos eléctricos, mecánicos, económicos y de seguridad, cumpliendo las normas de construcción y calidad de la CNEE.

OBJETIVOS

General

Establecer una guía, para el diseño de la red de distribución de energía eléctrica, adaptada al área rural.

Específicos

1. Presentar los parámetros electromecánicos y de seguridad, que abarca el diseño de una línea de distribución a ~~3~~ 5kV.
2. Definir los pasos para poder diseñar una línea de distribución eléctrica.
3. Elaborar un método para encontrar el costo de inversión en la construcción de redes de distribución.
4. Analizar la legislación del subsector eléctrico en Guatemala, relacionado a las normas de diseño y construcción.
5. Optimizar el diseño, para lograr una red sencilla de operar, con una aceptable calidad del servicio, cumpliendo las regulaciones de la CNEE

HIPÓTESIS

Es posible definir los parámetros que minimicen los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución primaria y secundaria, mediante la elaboración de un conjunto de criterios.

INTRODUCCIÓN

La red de distribución eléctrica es el medio necesario para distribuir la energía, desde las líneas de transmisión, hasta el usuario final. A partir de 1980 se han realizado cambios fundamentales en el subsector eléctrico de Guatemala, dentro del marco de la Ley General de Electricidad. Esto se traduce en requisitos de calidad, que establece la misma ley y su reglamento.

Un sistema de distribución eficaz, debe ser apropiado para la zona donde se emplea. En el área rural, con distancias considerablemente grandes, es conveniente efectuar la distribución en MT. La distribución a 13.2 kV, presenta dificultades para obtener estos requerimientos, por lo que se opta por el voltaje a 3.5 kV y el desarrollo de criterios para obtener un diseño óptimo, con mínima pérdida de energía, con estabilidad mecánica, construcción estética y económica, bajos costos de mantenimiento, operación segura y alta continuidad del servicio, que garantiza el cumplimiento de las normas y regulaciones.

El diseño cumple normas de seguridad y construcción, desde la selección del cable, soportes, transformadores, protecciones, accesorios, etc., con el trazado de red más corto, recto y accesible, para obtener los costos más bajos, beneficiando al mayor número de usuarios, con calidad de servicio aceptable.

1. ARQUITECTURA DE RED A 34,5 KV

Establece los criterios para el diseño de las redes a 34,5 kV, minimizando la inversión y obteniendo la máxima calidad de servicio, aplicándose desde los *bushings* de salida en las subestaciones de subtransmisión, hasta los *bushings* de entrada en los transformadores de distribución.

1.1. Definiciones

Electrificación rural: término aplicado a la construcción de líneas y redes eléctricas de distribución en comunidades del área rural.

Área rural: se entiende por área rural, a las comunidades con caminos de herradura o transitables solamente con vehículos de tracción en las 4 ruedas y de actividad principalmente agrícola, con tasa de concentración de viviendas, relativamente baja, distancias mayores de 50 mts. (100 mts. promedio), requieren principalmente, servicio eléctrico residencial, con bajo consumo de electricidad, de menos de 250 w, en 120 v.

Distribución de energía eléctrica: es el transporte y suministro de electricidad a los consumidores finales.

Subestación de distribución: es el conjunto de equipos electromecánicos instalados en un lugar determinado, y, las obras civiles en el mismo, para la transformación de energía eléctrica de alta tensión (69 kV) a las medias tensiones de 34,5/19,9 kV.

Sistema de distribución primaria: formado por las líneas de distribución primaria, con sus equipos de protección, que se originan en la subestación de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución.

Conductor: elemento metálico, de cobre, aluminio o aleación de aluminio, que cumple la función de conducir la corriente eléctrica.

Cable: conductor constituido por varios alambres, trenzados entre sí, que forman un solo cuerpo.

Transformador de distribución: es el dispositivo que reduce el voltaje del sistema primario a 34,5 kV, al voltaje secundario 120/240 v.

Líneas de distribución primaria: es el conjunto de postes, cables, aisladores y accesorios, destinados a la distribución de energía eléctrica a 34,5 kV; se dividen en alimentadores principales (troncales), subalimentadores (ramales) y alimentadores laterales (líneas finales o racimos).

Alimentador principal: son las líneas de distribución primaria, trifásicas, que salen, radialmente de la subestación, constituyen el eje principal, transportan energía a los sub-alimentadores y a los transformadores de distribución, poseen la mayor carga, circulan paralelas a la carretera (líneas rurales), tiene el cable de mayor calibre, es la más accesible, con una carga de diseño no superior a 400 A o 10 MVA. No llevan instalados seccionadores o elementos de maniobra manual, solamente controlados a distancia, figura 1.

Subalimentador: son las líneas de distribución primaria, trifásicas o monofásicas, que salen de manera radial de un alimentador y conducen energía a los alimentadores laterales y a los transformadores de distribución, figura 1.

Líneas subderivadas: se originan en los subalimentadores y llevan la energía a los alimentadores laterales, el número máximo de derivaciones en serie no es mayor de dos, derivada y subderivada, monofásicas o trifásicas, con elementos de corte intermedio, con potencia en las derivadas monofásicas, no superior al 5% de la potencia total instalada en el circuito completo.

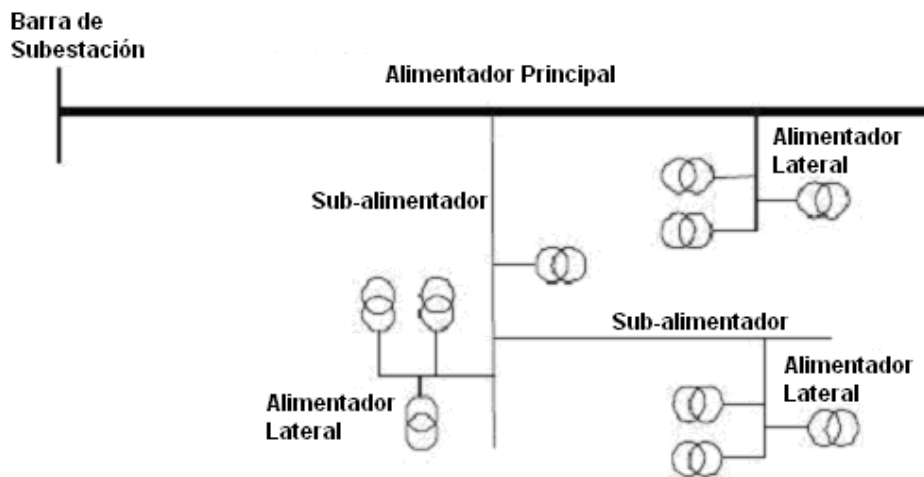
Alimentador lateral: son las líneas de distribución primaria, monofásicas, que salen de forma radial de un alimentador o un subalimentador, llevando energía a los agrupamientos de 8 transformadores monofásicos de distribución como máximo, que comparten un elemento de protección y maniobra, no cierran con otros alimentadores, la potencia máxima instalada es de 800 kVA y la potencia máxima por fase es de 200 kVA, con una longitud máxima de línea monofásica, desde el elemento de corte al transformador más alejado, de 4 km, figura 1.

Red radial: son las líneas primarias, abiertas, que no se alimentan desde otras líneas, ubicadas en poblados con menos de 2 000 habitantes, con frecuencia de 60 hz, 34,5 kV entre fases y 19,9 kV fase a neutro, distribución en estrella, con neutro distribuido, continuo, multiaterrizado y conectado (pero no compartido con la red de 120/240 v.

Las redes rurales, son, principalmente, aéreas y radiales, su operación normal evita caída de voltaje o sobrecargas. El calibre del cable de los alimentadores principales y subalimentadores es uniforme. El alimentador principal es trifásico, sin fusibles y se divide instalando interruptores y recloser. Donde existe caída de voltaje, se instalan reguladores. Los subalimentadores son trifásicos o monofásicos, de calibre igual o menor al alimentador principal, con potencia relativamente importante, los monofásicos se arman, para soportar las tres fases para tener capacidad de crecimiento.

La parte de línea entre dos interruptores o ente el ultimo interruptor y el fin del circuito se llama segmento, en cada uno se instalan seccionadores, y, la carga de las tres fases es balanceada, el desequilibrio total no excede el 15%.

Figura 1. **Distribución radial**



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 6.

1.2. **Cables**

Los cables cumplen lo estipulado en el título I, capítulo I, artículo 4 y el título II, artículo 17; y su capacidad en amperios está indicada en la tabla No. 1 de las normas NTDROID,

Para las redes aéreas, desnudas, a 34,5 kV, en área rural, se emplean cables ACSR, por su relación calidad-precio, por ser la tecnología más extendida, y, porque no se han identificado problemas que desaconsejen su uso. Las características del acero galvanizado, como núcleo, proporcionan el esfuerzo mecánico, y, el aluminio, proporciona la conductividad, reduciéndose a cuatro el número de calibres empleados, para mayor sencillez y economía, tablas I, II y III.

Tabla I. Cable ACSR

| Cable | Rango de empleo preferente (A) | | Corriente Máxima (A) | Densidad máxima de corriente (A/mm ²) | | Rango de empleo preferente (A) | |
|--------------------------|--------------------------------|-----|----------------------|---|-------|--------------------------------|-------|
| | | | | 25 °C | 35 °C | 25 °C | 35 °C |
| MCM 477 ACSR (Hawk) | 370 | 545 | 646 | 370 | 545 | 370 | 545 |
| MCM 266 ACSR (Partridge) | 260 | 370 | 449 | 260 | 370 | 260 | 370 |
| 4/0 ACSR (Penguin) | 150 | 260 | 357 | 150 | 260 | 150 | 260 |
| 1/0 ACSR (Raven) | 0 | 150 | 242 | 0 | 150 | 0 | 150 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla II. Características del ACSR

| Denominación | | 477 MCM (Hawk) | 266 MCM (Partridge) | 4/0 (Penguin) | 1/0 (Raven) | |
|---|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------|
| Sección transversal | Total (mm ²) | 280,86 | 157,22 | 125,1 | 62,46 | |
| | Aluminio (mm ²) | 241,53 | 135,19 | 107,22 | 53,54 | |
| | Acero (mm ²) | 39,33 | 22,02 | 17,87 | 8,92 | |
| Composición | Aluminio | Nº Alambres | 26 | 26 | 6 | 6 |
| | | Diámetro | 3,44 | 2,57 | 4,77 | 3,37 |
| | Acero | Nº Alambres | 7 | 7 | 1 | 1 |
| | | Diámetro | 2,67 | 2 | 7,77 | 3,37 |
| Diámetro nominal del cable (mm) | | 21,793 | 16,307 | 14,31 | 10,109 | |
| Peso (daN/m) | | 0,956 | 0,535 | 0,433 | 0,212 | |
| Carga de rotura (daN) | | ≥ 776 8 | ≥ 820 5 | ≥ 617 3 | ≥ 949 1 | |
| Módulo de elasticidad (daN/mm ²) | | 7 700 | 7 700 | 8100 | 8 100 | |
| Coeficiente dilatación lineal (°C ⁻¹) | | 18,9×10 ⁻⁶ | 18,9×10 ⁻⁶ | 19,1×10 ⁻⁶ | 19,1×10 ⁻⁶ | |
| Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (W/km) | | 0,1171 | 0,2092 | 0,2611 | 0,5232 | |
| Resistencia eléctrica en C.A. a 20 °C (W/km) | | 0,1182 | 0,2112 | 0,2636 | 0,5281 | |
| Resistencia eléctrica en C.A. a 75 °C (W/km) | | 0,1439 | 0,257 | 0,3904 | 0,7169 | |
| Corriente admisible (A) (*) | Tª ambiente 25 °C | 696 | 480 | 375 | 251 | |
| | Tª ambiente 35 °C | 621 | 428 | 335 | 224 | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla III. Empleo del ACSR

| RED | TRAMO | 34,5 KV |
|-------|-----------------------|----------------|
| RURAL | ALIMENTADOR PRINCIPAL | FASE 266 MCM |
| | | NEUTRO 1/0 MCM |
| | SUB-ALIMENTADOR | FASE 266 MCM |
| | | NEUTRO 1/0 MCM |
| | | FASE 1/0 MCM |
| | | NEUTRO 1/0 MCM |
| | ALIMENTADOR LATERAL | FASE 1/0 MCM |
| | | NEUTRO 1/0 MCM |

Fuente: elaboración propia.

1.2.1. Cálculo eléctrico

Los cables se eligen, teniendo en cuenta una caída de voltaje máxima de 8%, una demanda máxima de 10 000 kVA, en la salida de la subestación y un coeficiente de simultaneidad de 0,4 de la potencia instalada, para el área rural.

La densidad máxima en régimen permanente de corriente alterna y frecuencia de 60 hz se muestra en la tabla I, teniendo en cuenta que en el circuito doble, la resistencia es la mitad del circuito simple.

$$R'_{\theta} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

Resistencia en c.d.

$$R_{\theta} = R'_{\theta} \cdot (1 + y_s) \quad (\Omega/\text{km})$$

Resistencia en c.a.

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (\Omega/\text{km})$$

Reactancia de línea trifásica

$$L = \left(K + 4,605 \cdot \log \frac{D_m}{r} \right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{H}/\text{km})$$

Coefficiente de inducción mutua

K: Constante que depende del número de alambres del cable, 0,5 para cable sólido, 0,64 para cable de 7 hilos y 0,55 para cable de 33 hilos.

D_m : Distancia media geométrica entre cables (mm), depende de la configuración geométrica de la línea.

$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (\text{mm}) \quad \text{Circuito simple}$$

$$D_m = \frac{D_1 \cdot D_2}{D_3} \quad (\text{mm}) \quad \text{Circuito doble}$$

$$D_1 = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (\text{mm})$$

$$D_2 = \sqrt[3]{d_{1b} \cdot d_{2c} \cdot d_{3a}} \quad (\text{mm})$$

$$D_3 = \sqrt[3]{d_{1a} \cdot d_{2b} \cdot d_{3c}} \quad (\text{mm})$$

d_{12}, d_{23}, d_{31} : Distancia entre cables, circuito simple (mm).

$d_{1a}, d_{2b}, d_{3c}, \dots$ Distancia entre cables, circuito doble (mm).

$$X_L = 12,567 \cdot 10^{-4} \cdot f \cdot \ln \frac{D_m}{D_s} \quad (\Omega/\text{km}) \quad \text{Reactancia inductiva monofásica}$$

D_m : Distancia equivalente entre fase y neutro (mm) que es la distancia entre los centros de los dos cables.

D_s : Distancia media geométrica del cable (mm) 2,48 para 4/0 y 1,36 para 1/0.

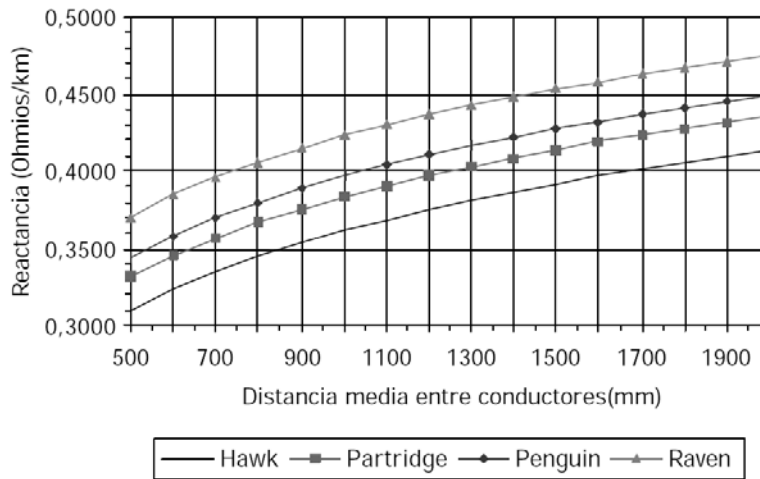
Tabla IV. Valores de R_{20} , R'_{20} , y_s y α_{20}

| Conductor | 477 MCM (Hawk) | 266 MCM (Partridge) | 4/0 (Penguin) | 1/0 (Raven) |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| R'_{20} (Ω/km) | 0,1171 | 0,2092 | 0,2611 | 0,5232 |
| α_{20} ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) | $3,95 \cdot 10^{-3}$ | $3,95 \cdot 10^{-3}$ | $8,75 \cdot 10^{-3}$ | $6,50 \cdot 10^{-3}$ |
| R'_{50} (Ω/km) | 0,1310 | 0,2340 | 0,3296 | 0,6252 |
| R'_{75} (Ω/km) | 0,1425 | 0,2546 | 0,3868 | 0,7102 |
| y_s | $9,40 \cdot 10^{-3}$ | $9,40 \cdot 10^{-3}$ | $9,40 \cdot 10^{-3}$ | $9,40 \cdot 10^{-3}$ |
| R_{20} (Ω/km) | 0,1182 | 0,2112 | 0,2636 | 0,5281 |
| R_{50} (Ω/km) | 0,1322 | 0,2362 | 0,3327 | 0,6311 |
| R_{75} (Ω/km) | 0,1439 | 0,2570 | 0,3904 | 0,7169 |

Fuente: elaboración propia.

Una vez determinada la configuración de la línea, se calcula la distancia entre cables y con la figura 2, se determina la reactancia. En una línea con dos circuitos, la reactancia equivalente, es la impedancia mínima.

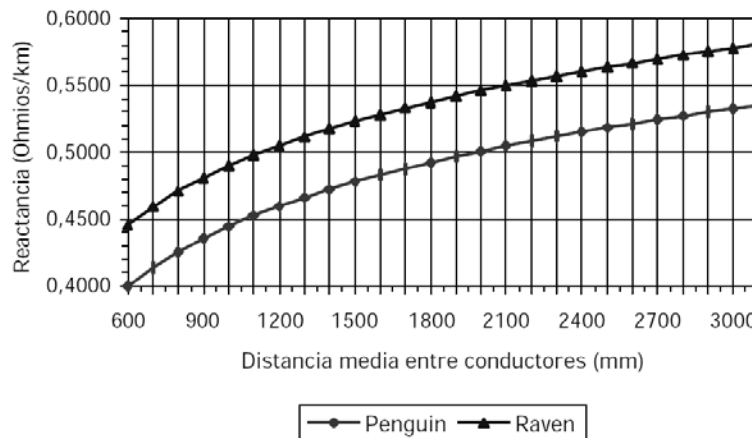
Figura 2. Reactancia trifásica



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 8.

La figura 3 indica la reactancia inductiva en línea monofásica, en función de la distancia entre fase y neutro.

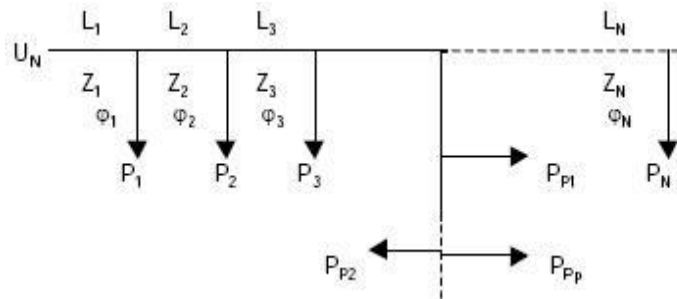
Figura 3. Reactancia monofásica



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 9.

El total de la caída de voltaje en la línea, es la suma de las caídas en los tramos intermedios. La carga se supone concentrada al final de la línea.

Figura 4. Caída de voltaje



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 10.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot Z \cdot L \quad (V)$$

$$\Delta U = I \cdot (Z_C \cdot L + Z_N \cdot L) = I \cdot L \cdot (Z_C + Z_N) \quad (V)$$

P: Potencia consumida (kW).

U: Voltaje de línea (kV).

I: Corriente (A).

L: Longitud de línea (km).

ΔU : Caída de voltaje trifásica (V).

ϕ : Ángulo de fase ($^\circ$).

Z: Impedancia por fase y por kilómetro de línea (Ω/km).

Z_C : Impedancia por kilómetro de línea (Ω/km).

Z_N : Impedancia por kilómetro de neutro (Ω/km).

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot \Psi}{1000 \cdot U} \quad (kV)$$

$$\Psi = R + X \cdot \text{tg} \phi \quad (\Omega/\text{km})$$

Línea trifásica

R: Resistencia por fase y por kilómetro (Ω/km).

X: Reactancia por fase y por kilómetro (Ω/km).

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot \Psi}{1000 \cdot U} \quad (\text{kV}) \quad \Delta U(\%) = \frac{P \cdot L \cdot \Psi}{10 \cdot U^2}$$

Línea monofásica

$$\Psi = (R_C + R_N) + (X_C + X_N) \cdot \text{tg} \varphi \quad (\Omega/\text{km})$$

- R_C : Resistencia por fase y por kilómetro (Ω/km).
- R_N : Resistencia del neutro por fase y por kilómetro (Ω/km).
- X_C : Reactancia por fase y por kilómetro (Ω/km).
- X_N : Reactancia del neutro por fase y por kilómetro (Ω/km).
- Ψ : Impedancia del cable entre el $\cos \varphi$ de la línea (Ω/km).

La tabla V indica la caída de voltaje, en función de la potencia y longitud del tramo, a 34,5 kV.

Tabla V. **Caída de voltaje**

| Cable | Caída de voltaje trifásica (ΔU %) | | |
|---------------------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|
| | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,9$ | $\cos \varphi = 1$ |
| 477 MCM (Hawk) | $3,42110^{-5} \cdot P \cdot L$ | $2,637 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$ | $1,20910^{-5} \cdot P \cdot L$ |
| 266 MCM (Partridge) | $4,50910^{-5} \cdot P \cdot L$ | $3,677 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$ | $2,15910^{-5} \cdot P \cdot L$ |
| 4/0 (Penguin) | $5,71310^{-5} \cdot P \cdot L$ | $4,85110^{-5} \cdot P \cdot L$ | $3,28010^{-5} \cdot P \cdot L$ |
| 1/0 (Raven) | $8,62110^{-5} \cdot P \cdot L$ | $7,70110^{-5} \cdot P \cdot L$ | $6,02310^{-5} \cdot P \cdot L$ |
| Cable | Caída de voltaje monofásica (ΔU %) | | |
| 4/0 (Penguin) | $1,62910^{-4} \cdot P \cdot L$ | $1,38110^{-4} \cdot P \cdot L$ | $9,30310^{-5} \cdot P \cdot L$ |
| 1/0 (Raven) | $1,932 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$ | $1,674 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$ | $1,205 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$ |

Fuente: elaboración propia.

La corriente y la caída de voltaje en el cable, limitan la potencia que transporta la línea.

$$P_{\max} = m \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot \cos \varphi_m \quad (\text{kW}) \quad \text{Potencia máxima trifásica} \quad (\text{kW}).$$

$$P_{\max} = U_{\max} \cdot \cos \varphi_m \quad (\text{kW}) \quad \text{Potencia máxima monofásica} \quad (\text{kW}).$$

m: N° de circuitos (1 o 2).

I_{\max} : Corriente máxima admisible (A).

$\cos \varphi_m$: Factor de potencia medio.

El punto crítico está antes de la primera carga, después de éste, la corriente que circula es menor. La tabla VI indica la potencia máxima, a 34,5 kV.

Tabla VI. **Potencia máxima**

| Circuito simple, monofásico | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------|-------|---------------------|-------|---------------|-------|-------------|-------|
| $\cos \varphi_m$ | 4/0 (Penguin) | | 1/0 (Raven) | | | | | |
| | 25°C | 35°C | 25°C | 35°C | | | | |
| 0,8 | 10,35 | 9,25 | 6,93 | 6,18 | | | | |
| 0,9 | 11,64 | 10,40 | 7,79 | 6,96 | | | | |
| 1 | 12,94 | 11,56 | 8,66 | 7,73 | | | | |
| Circuito simple, trifásico | | | | | | | | |
| $\cos \varphi_m$ | 477 MCM (Hawk) | | 266 MCM (Partridge) | | 4/0 (Penguin) | | 1/0 (Raven) | |
| | 25°C | 35°C | 25°C | 35°C | 25°C | 35°C | 25°C | 35°C |
| 0,8 | 33,27 | 29,69 | 22,95 | 20,46 | 17,93 | 16,01 | 12,00 | 10,71 |
| 0,9 | 37,43 | 33,40 | 25,81 | 23,02 | 20,17 | 18,02 | 13,50 | 12,05 |
| 1 | 41,59 | 37,11 | 28,68 | 25,58 | 22,41 | 20,02 | 15,00 | 13,39 |
| circuito doble, trifásico | | | | | | | | |
| 0,8 | 66,54 | 59,37 | 45,89 | 40,92 | 35,85 | 32,03 | 24,00 | 21,42 |
| 0,9 | 74,86 | 66,79 | 51,63 | 46,04 | 40,34 | 36,03 | 27,00 | 24,00 |
| 1 | 83,18 | 74,22 | 57,37 | 51,15 | 44,82 | 40,04 | 30,00 | 26,77 |

Fuente: elaboración propia.

La potencia que transporta la línea, depende de la distancia y la caída de voltaje admisible, la tabla VII indica la potencia a 34,5 kV.

$$P = \frac{10 \cdot U^2}{\Psi} \cdot \frac{\Delta U\%}{L} \quad (\text{kW})$$

Potencia de la línea.

Tabla VII. **Potencia**

| Cable | SISTEMA TRIFÁSICO | | |
|------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | cos φ = 0,8 | cos φ = 0,9 | cos φ = 1 |
| 477 MCM (Hawk) | 29 231,0 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 37 915,5 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 82 713,7 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ |
| 266 MCM (Partridge) | 22 177,8 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 27 198,9 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 46 313,2 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ |
| 4/0 (Penguin) | 17 503,2 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 20 613,0 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 30 488,0 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ |
| 1/0 (Raven) | 11 599,0 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 12 985,3 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 16 602,7 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ |
| Cable | SISTEMA MONOFÁSICO | | |
| 4/0 (Penguin) | 6 139,6 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 7 239,3 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 10 749,1 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ |
| 1/0 (Raven) | 5 177,0 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 5 973,4 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ | 8 301,4 · $\frac{\Delta U\%}{L}$ |

Fuente: elaboración propia.

Asumiendo cargas iguales y equidistantes, cuando la distancia es menor, la potencia a transportar es máxima, resultando una cota superior, la mayor distancia, resulta en una potencia por carga que es una cota inferior. Para cualquier distancia entre cargas, menor que éste, es posible transportar mayor potencia.

La pérdida de potencia se debe al efecto Joule, causado por la resistencia del cable. Estas pérdidas se estiman, para la temperatura de la aplicación.

$$P = 3RL^2 \quad (\text{W}) \quad \text{Línea trifásica}$$

$$P = (R_c + R_N)LI^2 \quad (\text{W}) \quad \text{Línea monofásica}$$

R: Resistencia de la línea por kilómetro (Ω/km)

El porcentaje de pérdida de potencia es el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada, ver la tabla VIII

$$\Delta P(\%) = \frac{P \cdot R \cdot L}{10 \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

Línea trifásica

$$\Delta P(\%) = \frac{P \cdot (R_N + R_C) \cdot L}{10 \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

Línea monofásica

Tabla VIII. **Porcentaje de pérdida de potencia**

| Cable | SISTEMA TRIFÁSICO | | |
|------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | cos φ = 0,8 | cos φ = 0,9 | cos φ = 1 |
| 477 MCM (Hawk) | $\frac{P \cdot L}{529368}$ | $\frac{P \cdot L}{669981}$ | $\frac{P \cdot L}{827137}$ |
| 266 MCM (Partridge) | $\frac{P \cdot L}{296405}$ | $\frac{P \cdot L}{375137}$ | $\frac{P \cdot L}{463132}$ |
| 4/0 (Penguin) | $\frac{P \cdot L}{195123}$ | $\frac{P \cdot L}{246952}$ | $\frac{P \cdot L}{304880}$ |
| 1/0 (Raven) | $\frac{P \cdot L}{106257}$ | $\frac{P \cdot L}{134482}$ | $\frac{P \cdot L}{166027}$ |
| conductor | SISTEMA MONOFÁSICO | | |
| 4/0 (Penguin) | $\frac{P \cdot L}{67894}$ | $\frac{P \cdot L}{87068}$ | $\frac{P \cdot L}{107491}$ |
| 1/0 (Raven) | $\frac{P \cdot L}{53129}$ | $\frac{P \cdot L}{67241}$ | $\frac{P \cdot L}{83034}$ |

Fuente: elaboración propia.

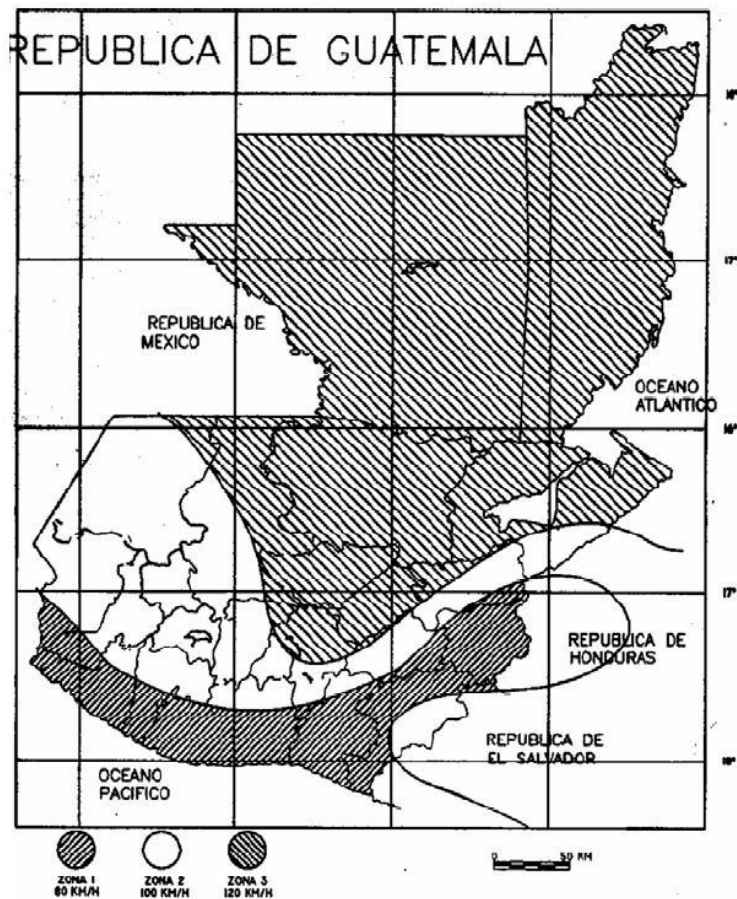
En una serie de cargas diferentes, conectadas a diferentes intervalos, se emplea la mayor potencia y la mayor distancia entre las cargas, obteniendo una cota superior de las pérdidas de potencia.

1.2.2. Cálculo mecánico

Se determinan los esfuerzos mecánicos en el cable, para su selección.

Los cables empleados, se forman de dos materiales; el cálculo se hace en función del módulo de elasticidad y el coeficiente de dilatación, según la proporción del aluminio y el acero, considerando las características climáticas y geográficas donde se instala, la flecha en los diferentes vanos, según las hipótesis empleadas, las características mecánicas de los soportes.

Figura 5. Zonas de viento



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 28.

Las zonas de carga del viento, están definidas en el artículo 19, literales 19.1, 19.2 y la tabla 12, de las normas NTDOID.

Zona 1 = 80 kilómetros / hora

Zona 2 = 100 kilómetros / hora

Zona 3 = 120 kilómetros / hora

Tabla IX. **Presión del viento**

| Zona de carga mecánica | Velocidad de viento de diseño km/h | Presión del viento en kg/m ² sobre superficies cilíndricas |
|------------------------|------------------------------------|---|
| 1 | 80 | 31 |
| 2 | 100 | 48 |
| 3 | 120 | 69 |

Fuente: elaboración propia.

Las zonas de temperatura, están definidas en el artículo 19, literal 19.2 de las normas NTDOID.

Zona 1 = mínima 10°C; máxima 50°C

Zona 2 = mínima -5°C; máxima 40°C

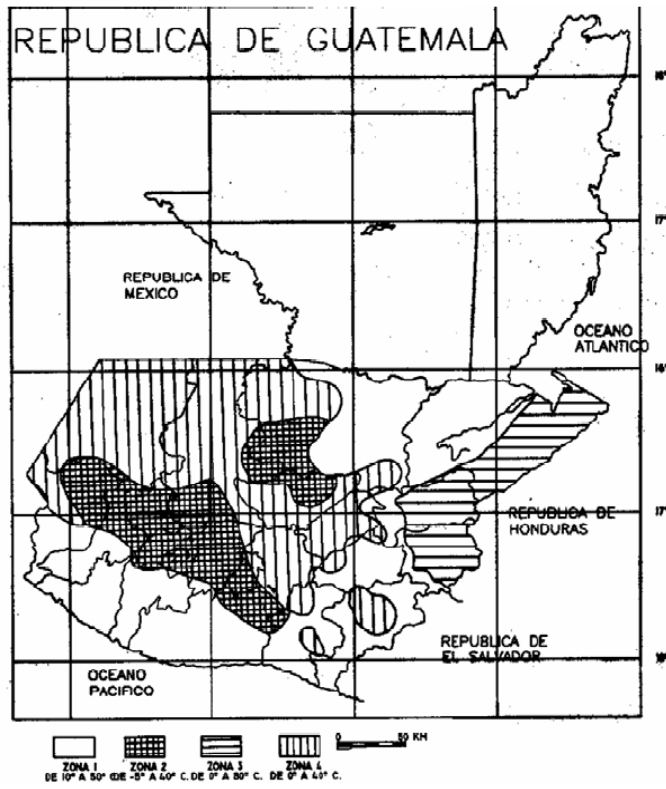
Zona 3 = mínima 0°C; máxima 50°C

Zona 4 = mínima 0°C; máxima 40°C

Se calcula las tensiones máximas empleando la flecha máxima y mínima.

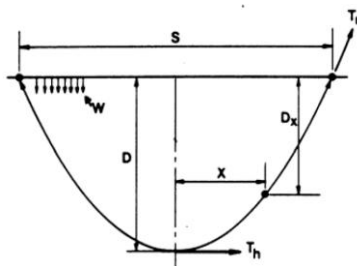
La flecha máxima es la que resulte mayor, considerando: la hipótesis viento, con 80 km/h en la zona 1, 100 y 120 km/h en las zonas 2 y 3; la hipótesis temperatura, con 50 °C temperatura ambiente máxima sin sobrecarga; la hipótesis temperatura excepcional, con 75 °C en condiciones de operación, sin sobrecarga. La flecha mínima, resulta a $\theta_2 = 25$ °C en todas las zonas.

Figura 6. Zonas de temperatura



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 29.

Figura 7. Catenaria



Fuente: REA. Mechanical design manual for overhead distribution lines. p. 71.

La catenaria, es la línea de equilibrio o forma curva, asumida por el cable pesado, homogéneo, totalmente flexible, suspendido entre dos soportes rígidos y sometido a una fuerza constante por unidad de longitud (p).

$$D = (T_h/2W)(e^u + e^{-u}) \quad \text{Exponencial}$$

$$D = (T_h/2W)\cosh u \quad \text{Hiperbólica}$$

$$U = SW/2T_h.$$

S: distancia entre soportes.

D: flecha máxima.

L: longitud del cable.

T_h : tensión horizontal.

W: peso por unidad de longitud del cable.

W y S son valores conocidos, se asume un valor para T_h o D, y la ecuación se resuelve para la variable desconocida. Con T_h constante, D varía con el cuadrado de la longitud, para S_r y D_r conocidas, se calcula la flecha:

$$D = D_r \left(\frac{S}{S_r} \right)^2$$

La ecuación se aproxima con series de *Mac-Laurin* para funciones hiperbólicas, cada serie incrementa la exactitud, con tres términos es:

$$D = \left(\frac{WS^2}{8T_h} \right) + \left(\frac{W}{6T_h} \right) \left(\frac{WS^2}{8T_h} \right)^2 + \left(\frac{4}{10} \right) \left(\frac{W}{6T_h} \right)^2 \left(\frac{WS^2}{8T_h} \right)^3$$

Sos términos son suficientes para segmentos largos de líneas de transmisión y un término para las líneas de distribución y BT.

$$D = \frac{W S^2}{8 T_h} \qquad y = H \cdot \cosh\left(\frac{x}{H}\right) \text{ (m)} \qquad H = \frac{T_0}{p} \text{ (m)}$$

- H: parámetro de la catenaria (m).
- y: coordenada en el eje y del cable (m).
- x: coordenada en el eje x del cable (m).
- T₀: tensión en el punto tangencial a la catenaria (daN).
- p: fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable (daN/m).

La ecuación de la catenaria, es referida a un sistema de coordenadas cartesiano, donde el eje “y” es paralelo a la dirección de la fuerza por unidad de longitud (p).

$$T \cdot \cos \alpha = \text{cte} = T_0 \text{ (daN)}$$

- T₀: tensión, en el punto tangencial horizontal (vértice de la catenaria).
- α: ángulo, entre la tensión del cable T y su componente horizontal T_h.

$$T_h = \frac{WS^2}{8D} \qquad T_v = \frac{SW}{2} \qquad T = T_0 \cdot \cosh\left(\frac{x}{H}\right) \text{ (daN)}$$

- T_v: tensión vertical o componente vertical, en el punto de soporte.
- T_h: tensión horizontal ó componente longitudinal.
- T: tensión del cable (daN) en un punto determinado.
- T₀: componente horizontal de la tensión del cable (daN).
- H: parámetro de la catenaria (m).
- x: coordenada en el eje x del cable (m).

La dirección de la tensión en cualquier punto, es tangente a la catenaria.

$$T_m = T_0 \cdot \cosh\left(\frac{x_m}{H}\right) \quad (\text{daN})$$

$$x_m = H \cdot \operatorname{argsenh}\left(\frac{\frac{b}{2 \cdot H}}{\operatorname{senh}\frac{a}{2 \cdot H}}\right) \quad (\text{m})$$

T_m tensión del cable en el punto medio del vano no nivelado (daN).

x_m : coordenada en el eje x del punto medio del vano (m).

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

b: desnivel del vano medido en la dirección vertical (m).

$T_r = T_h + WD$ Tensión resultante en el soporte.

$T_a = T_h + WD/2$ Tensión promedio T_a en el tramo.

$$L = S\left(1 + \frac{WD}{3T_h}\right) = S\left(1 + \frac{W^2 S^2}{24T_h^2}\right) \quad \text{Longitud del cable a lo largo de la curva parabólica}$$

Para la aplicación de la formula, se considera que la longitud del cable es constante, que está suspendido entre dos postes de igual tamaño, teniendo en cuenta la temperatura y la carga, despreciando la diferencia de elevación de los postes, y estableciendo el tramo regulador.

La flecha es la distancia máxima vertical, desde la recta que une los dos puntos de fijación del cable en los postes de un vano.

La flecha máxima se obtiene, cuando el cable está en condiciones de máxima dilatación (temperatura máxima de trabajo considerada de 50°C) teniendo esto en cuenta, para comprobar que la distancia del cable al suelo es igual o mayor a la mínima admisible (libranza).

$$f = \frac{T_m}{p} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a}{2 \cdot H}\right) - 1 \right] \quad (\text{m}) \quad \text{Flecha máxima para vano no nivelado (m).}$$

$$D_x = D \left[1 - \left(\frac{2x}{S} \right)^2 \right] \quad \text{Flecha } D_x \text{ a la distancia } x \text{ del punto medio.}$$

$$D_z = D \left[1 - \left(\frac{S-2z}{S} \right)^2 \right] \quad \text{Flecha } D_z \text{ a la distancia } z \text{ del poste.}$$

La ecuación del cambio de condiciones, calcula la tensión del cable en condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente, para condiciones iniciales, considerando límites elásticos y dinámicos, que establecen las condiciones más desfavorables.

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \cdot \left[\alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_{01}^2} - T_{01} \right] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24} \quad \text{Ecuación de cambio de condiciones.}$$

$$f_2 = \frac{T_{02}}{p_2} \cdot \left[\cosh \left(\frac{a \cdot p_2}{2 \cdot T_{02}} \right) - 1 \right] \quad (\text{m})$$

- T_{02} componente horizontal de tensión de cable, en condiciones finales (daN)
- T_{01} componente horizontal de tensión de cable, en condiciones iniciales (daN).
- α coeficiente de dilatación del cable ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).
- θ_2 temperatura del cable en las condiciones finales ($^{\circ}\text{C}$).
- θ_1 temperatura del cable en las condiciones iniciales ($^{\circ}\text{C}$).
- S sección total del cable (mm^2).
- E módulo de elasticidad del cable (daN/mm^2).
- a longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).
- p_1 peso aparente del cable en las condiciones iniciales (daN/m).
- p_2 peso aparente del cable en las condiciones finales (daN/m).
- f_2 flecha del cable (m), para vanos nivelados.

Al referirse al peso aparente del cable, se consideran las sobrecargas que actúan sobre él, en ese momento.

Las hipótesis de cargas mecánicas, en cables, se indican en los artículos 19, 20 y las tablas No. 12, 13 y 14 de las normas NTDROID.

Limite estático: la tensión máxima del cable, no es superior a un tercio de la carga de ruptura.

Limites dinámicos: las hipótesis CHS (*Cold Hours Stress*) y EDS (*Everyday Stress*) tienen en cuenta, la vibración del cable debido al viento, en las condiciones de tensión más elevadas donde es probable que ocurra y en condiciones de temperatura normal (10°C en la zona 1 y 2 y 5°C en la zona 3) no superando el porcentaje de la carga de ruptura, tabla X.

Se considera la corriente máxima admisible a 50°C de temperatura ambiente y 75°C del cable.

Vano: longitud de la línea entre dos postes contiguos.

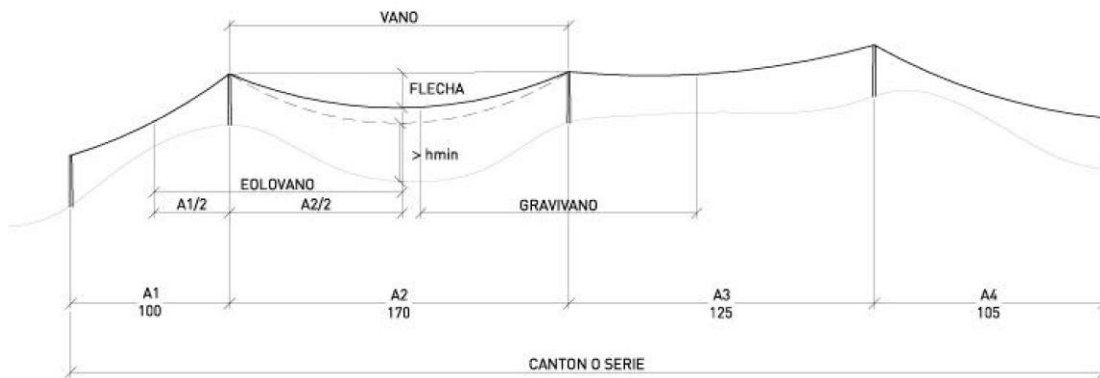
Eolovano: vano de longitud equivalente a la media de los dos vanos contiguos a un poste. Determina el esfuerzo del viento, transmitido por el cable al poste.

Cantón: conjunto de vanos, entre dos amarres consecutivos.

Vano pesante o gravivano: longitud de línea soportada en un poste, depende de la longitud de los dos vanos contiguos al poste y de la situación de éste, respecto al anterior y posterior.

Los datos necesarios para el cálculo de vanos son: número de orden de cada poste, distancias al origen, distancias entre postes, tipos de estructuras a emplear, altura de los postes, voltaje de líneas eléctricas, carreteras y límites municipales por donde cruza la línea.

Figura 8. Vanos



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 12.

Vano regulador: sirve para definir la flecha, asumiendo que la diferencia de altura de los postes es despreciable, comparada con la longitud de los tramos, los tramos de diferente longitud, se substituyen por una longitud equivalente a tensión constante.

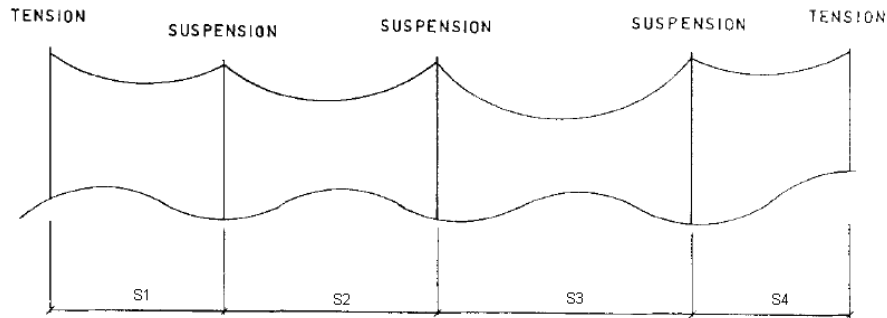
$$S_r = \sqrt{\frac{\sum S^3}{\sum S}} = \sqrt{\frac{S_1^3 + S_2^3 + S_3^3 + \dots + S_n^3}{S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_n}} \quad D = D_r \left(\frac{S}{S_r} \right)^2$$

D: flecha en cualquier tramo.

S_r : tramo regulador teórico.

$S_1, S_2, S_3, \dots, S_n$: longitudes de los tramos.

Figura 9. Vano regulador



Fuente: BAYLISS, Colin. *Transmission & Distribution Electrical Engineering*. p. 655.

Las tablas de regulación, indican las flechas y tensiones mecánicas del cable, en función de la temperatura ambiente y sin sobrecarga alguna, considerando el desnivel entre los postes en cada tramo.

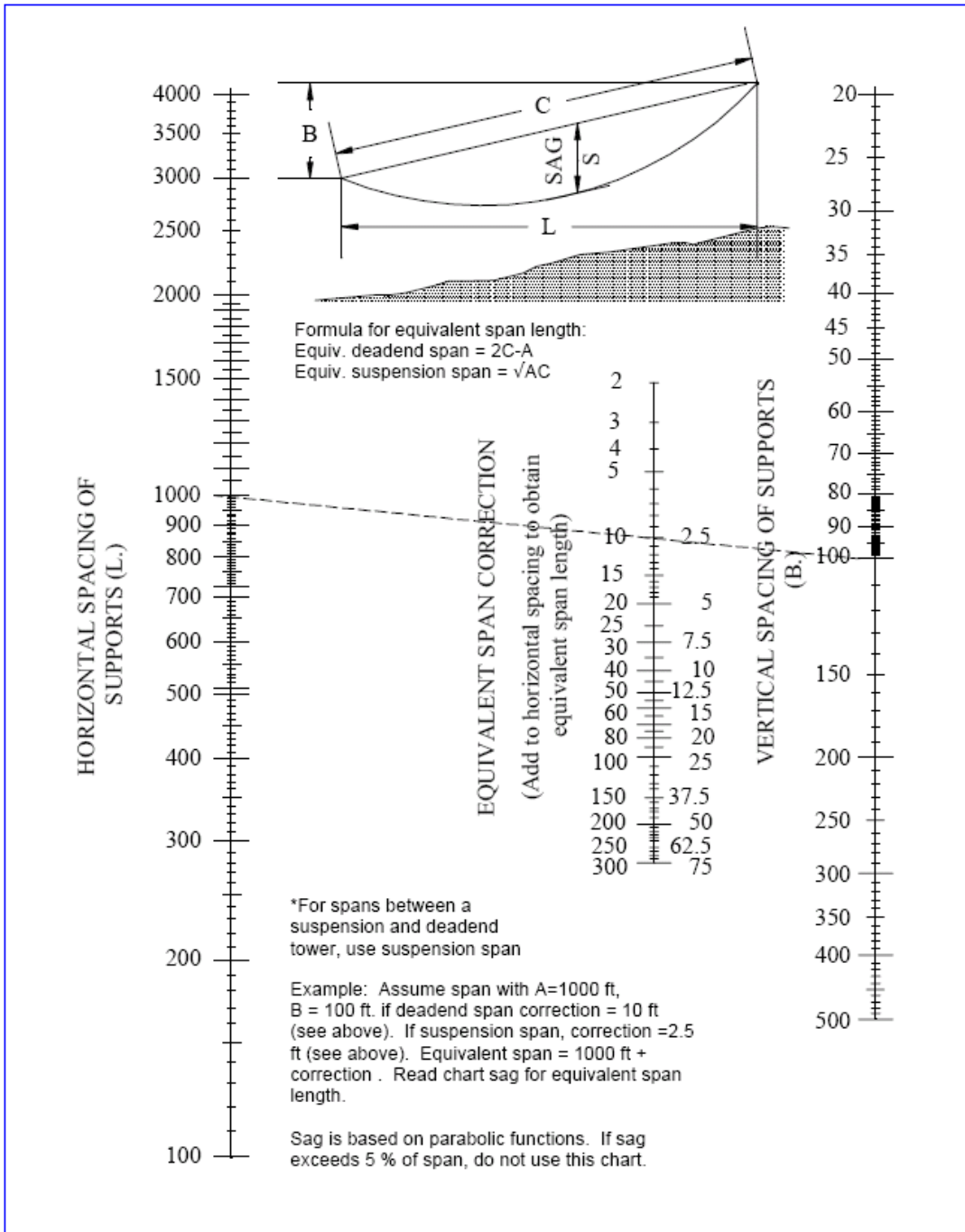
La componente horizontal de la tensión de cada cantón se calcula con la ecuación del cambio de condiciones, para el vano ideal de regulación correspondiente.

$$f = \frac{T_{mi}}{p} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a_i}{2 \cdot H}\right) - 1 \right] \quad (m)$$

- f: flecha (m) de cada vano del cantón.
- T_{mi} : tensión del cable 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).

Las curvas de replanteo son los valores de cada vano de regulación.

Figura 10. Monograma para vano regulador



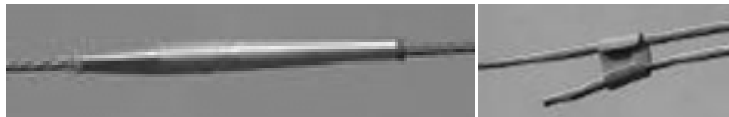
Fuente: REA. *Design manual for high voltage transmission lines*. p.110.

$$f = \frac{T_0}{p_a} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a \cdot p_a}{2 \cdot T_0}\right) - 1 \right] \quad (\text{m})$$

- f: flecha en vano nivelado
 T₀: componente horizontal de tensión del cable del vano de regulación (daN)
 p_a: peso aparente del cable (daN/m)
 a: longitud del vano (m)

El cable se une con empalmes al 50%, cuando están cercanos al poste, y, al 100% de tracción, a medio vano. El conector cuña a presión, se emplea para líneas en MT, en derivaciones y para conexión de acometidas en MT, el conector cuña con estribo y conector fargo, se emplea para conexión de transformadores y cortacircuitos, figura 11.

Figura 11. **Empalme y conector cuña**



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 14.

1.3. Límites de voltaje

La CNEE establece los límites máximos y mínimos de voltaje, en el Título IV, capítulo II, artículos 24 y 25, y en el capítulo III, artículo 28 de las normas NSTD.

En caso que, por aumento de carga, no se cumplan los límites, se instala un regulador de voltaje.

Se asegura que la caída de voltaje máxima, permita que el cliente con el nivel de voltaje más bajo, esté por encima de los límites establecidos. Se consideran los siguientes criterios:

- El primer y último cliente del circuito, no tienen voltajes penalizables.
- El voltaje de salida de la subestación, se regula con un ajuste en el ancho de banda del regulador, no mayor de 2 V, sobre la base de 120 V.
- El voltaje en barras de la subestación, se toma como valor central del ancho de banda del regulador.
- Las variaciones de corta duración no son consideradas.
- El voltaje en el primario de los transformadores de subestación, se mantiene dentro de los niveles establecidos, para que el regulador opere dentro del límite de $\pm 10\%$ del voltaje nominal.
- Se asume una caída de voltaje en el transformador de distribución de 2% y en la red de distribución más acometida de 5% en el área rural.

Tabla X. **Límites establecidos por la CNEE**

| Voltaje nominal (V) | | Servicio Rural | |
|------------------------|--------------|----------------|--------|
| | | (%) | (V) |
| 19 900 | Tensión máx. | +7 | 21 293 |
| | Tensión mín. | -7 | 18 507 |
| 34 500 | Tensión máx. | +7 | 36 915 |
| | Tensión mín. | -7 | 32 085 |
| 120 | Tensión máx. | +10 | 132 |
| | Tensión mín. | -10 | 108 |
| 208 | Tensión máx. | +10 | 228,8 |
| | Tensión mín. | -10 | 187,2 |
| 240 | Tensión máx. | +10 | 264 |
| | Tensión mín. | -10 | 216 |
| 277 | Tensión máx. | +10 | 304,7 |
| | Tensión mín. | -10 | 249,3 |
| 480 | Tensión máx. | +10 | 528 |
| | Tensión mín. | -10 | 432 |

Fuente: CNEE. Normas técnicas de servicio de distribución. p. 9.

Tabla XI. **Límites de diseño**

| Voltaje nominal (V) | Voltaje en barras de subestación (V) | | Servicio Rural (*) | |
|------------------------|---|--------------|--------------------|--------|
| | | | (%) | (V) |
| 34 500 | 36 570 | Tensión máx. | +6 | 36 570 |
| | | Tensión mín. | -3,5 | 33 292 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 17.

1.4. Aisladores

Los aisladores cumplen con lo estipulado en el artículo 15 y la tabla A, sobre aislamiento de línea de las normas NTDOID.

Los aisladores se seleccionan, de manera que no se produzcan saltos de arcos eléctricos, en condiciones de operación, sobrevoltajes transitorios, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes, que no se desprenden de manera natural. El nivel de aislamiento puede ser normal que es de aplicación en la mayor parte de las situaciones, o reforzado, el cual se emplea para condiciones especiales.

El aislamiento asegura la continuidad del servicio, y, se elige según el ambiente donde se instala, considerando los niveles de contaminación establecidos en la norma IEC 60071-2, tabla XVI, los materiales de revestimiento son resistentes al voltaje de servicio a largo plazo, respetando los criterios de calidad y con las dimensiones apropiadas de aislamiento (línea de fuga) para evitar las corrientes de fuga de gran amplitud que provocan los arcos.

Los aisladores para 34,5 kV son de porcelana, tipo poste, se emplean para armados de paso y ángulos pequeños, usan perno largo cuando se instalan en cruceros de madera, y perno corto, para cruceros de metal o en soportes tipo L, tanto laterales como verticales; también se emplean aisladores de suspensión, sintéticos, que poseen mayores propiedades aislantes y mecánicas, se emplean para ángulos fuertes, amarres y remates de línea.

Un aislador, independientemente de su material y concepción, durante su vida útil, cumple con su función mecánica y eléctrica.

1.4.1. Características eléctricas

En la tabla XII se indican las características mínimas que soportan los aisladores, para distintas condiciones. Cuando es una cadena de aisladores, es el conjunto de elementos el que debe poseer las características aislantes.

Tabla XII. Características eléctricas

| Características eléctricas | | 34,5/19,92 kV |
|--|-----------------------|--------------------|
| Voltaje máximo (kV) (1) | | 36,23 |
| Línea de fuga (mm) (2) | Aislamiento normal | ≥ 580 (22-13/16") |
| | Aislamiento reforzado | ≥ 1 125 (44-5/16") |
| Voltaje de contorno a frecuencia industrial en seco (kV) | | ≥ 100 |
| Voltaje de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV) | | ≥ 80 |
| Voltaje crítico de contorno a impulso (+) (kV) pico (3) | | ≥ 190 |
| Voltaje crítico de contorno a impulso (-) (kV) pico (3) | | ≥ 190 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 21.

Tabla XIII. Aislador tipo pin

| Característica | Clase ANSI 56-3 |
|--|-----------------|
| Distancia de fuga (mm) | 533 |
| Distancia de arco en seco (mm) | 241 |
| Altura mínima del espigo | 203 |
| Voltaje típico de aplicación | 34,5 |
| Flameo de baja frecuencia en seco | 125 |
| Flameo de baja frecuencia en húmedo | 80 |
| Flameo crítico al impulso positivo | 140/130 |
| Flameo crítico al impulso negativo | 170/150 |
| Voltaje de perforación a baja frecuencia | 165 |
| Voltaje de prueba RMS a tierra, kV | 30 |
| RIV máximo a 1000 Khz., μV | 16 000/200 |

Fuente: ANSI C29,5/84. p. 9.

Tabla XIV. **Aislador sintético**

| Nivel de voltaje (kV) | Distancia de Fuga (mm) | Distancia de flameo en seco (mm) | Flashover ANSI - kV | | Flashover Critico ANSI | | RIV Test kV | Longitud (mm) | Diámetro (mm) | Torsión (N-m) |
|-----------------------|------------------------|----------------------------------|---------------------|-----------|------------------------|--------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | Seco-kV | Mojado kV | Pos-kV | Neg-kV | | | | |
| 25 & 35 | 787 | 356 | 150 | 130 | 260 | 280 | 30 | 475 | 89 | 47 |
| 35 | 787 | 356 | 150 | 130 | 260 | 280 | 30 | 475 | 89 | 55 |
| 35 | 838 | 508 | 200 | 160 | 325 | 360 | 30 | 635 | 76 | 47 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 22.

El nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) indica la probabilidad de flameo del aislamiento ante un impulso de voltaje. El BIL de un aislador se encuentra normado al voltaje nominal de diseño.

Tabla XV. **BIL**

| Voltaje nominal (kV) | Voltaje máximo (KV) | Voltaje mínimo de prueba (kV) | BIL (KV) Nominal | Voltaje de contorne en seco (KV) | Voltaje a impulso tipo rayo BIL reducido (KV) | Línea de fuga mm (") mínima |
|----------------------|---------------------|-------------------------------|------------------|----------------------------------|---|-----------------------------|
| 34,5 | 38 | 100 | 200 | 60 | 150 | 724 (28") |

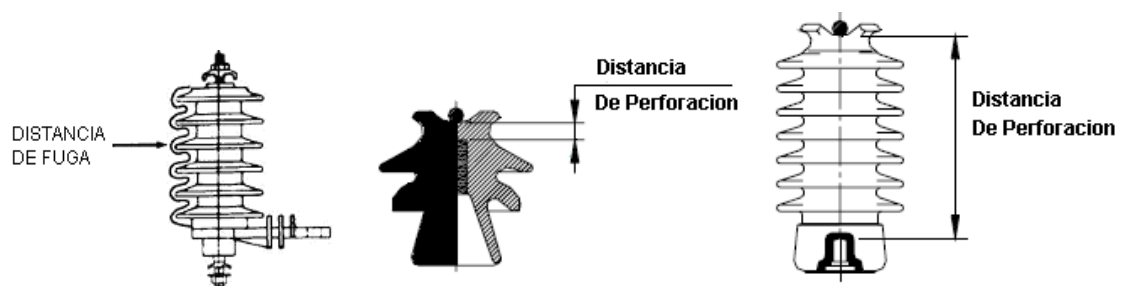
Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 23.

A veces se justifica el uso de nivel de aislamiento reducido, debido a la menor probabilidad de sobrevoltajes, o donde las protecciones permiten la selección de equipo con aislamiento menor, en sistemas con neutro aterrizado. El nivel de aislamiento mayor, se emplea donde se requiera mayor rango de protección o la continuidad del servicio es importante.

Debido a esto, en algunos sistemas, el nivel de aislamiento se selecciona un paso arriba o debajo de los niveles normados, tabla XV.

Puncture es la perforación que se presenta, debido a falla por fisuras o rompimiento, tanto por esfuerzo mecánico, como eléctrico. No afecta a los aisladores de núcleo sólido, porque la fuerza del campo eléctrico es uniforme y mínima (en comparación con uno de núcleo convencional).

Figura 12. Distancia de fuga y de perforación



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 15.

La coordinación del aislamiento, son las medidas necesarias para reducir o limitar el flameo y la perforación eléctrica del aislamiento, debido a sobrevoltajes transitorios, por maniobra de interruptores y descargas por rayo.

La apropiada coordinación del aislamiento, mejora la confiabilidad, aunque aun se presentan fallas, debido a la contaminación, problema que no se soluciona con el aumento del BIL.

El valor del voltaje de flameo en seco, de un aislador o cadena de aisladores, que se prueban de acuerdo con la norma ANSI C29,1-1988, no es inferior al nivel de aislamiento de la tabla XVI. En lugares con descargas atmosféricas severas o condiciones de contaminación alta, se emplean aisladores con voltajes de flameo en seco, adecuados a esas condiciones.

Tabla XVI. Nivel de contaminación

| Nivel de contaminación | Empleo | Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a neutro | Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a fase |
|------------------------|---|---|---|
| Nivel I (Ligera) | <p>Existe en áreas sin industria y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.</p> <p>Áreas sujetas a vientos y frecuentes lluvias, por lo general, agrícolas y montañosas. Estas áreas deben estar situadas por lo menos de 10 a 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente del mar.</p> | 2,0 a 2,5 | 0,63 pulg/kV (16 mm/kV) |
| Nivel II (Media) | <p>Áreas con industrias que no producen humo, particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción.</p> <p>Alta densidad de casas y/o industrias sujetas a frecuentes lluvias y vientos.</p> <p>Áreas expuestas a vientos del mar, pero no demasiado cerca de la costa, por lo menos varios kilómetros de distancia.</p> | 3,0 a 3,5 | 0,79 pulg/kV (20 mm/kV) |
| Nivel III (Alta) | <p>Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminantes.</p> <p>Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar.</p> | 4,0 a 5,0 | 0,98 pulg/kV (25 mm/kV) |
| Nivel IV (Muy alta) | <p>Áreas de extensión moderada sujeta a polvos conductivos y aún los industriales que producen depósitos conductivos.</p> <p>Áreas de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuesta a brisa del mar o a vientos fuertes y contaminación del mar.</p> <p>Áreas desérticas caracterizadas por grandes períodos sin lluvia, que llevan arena y sal, sujetas a condensación regular.</p> | mayores de 6,0 | 1,22 pulg/kV (31 mm/kV) |

Fuente: IEC 60815. p. 12.

Tabla XVII. **Aplicación**

| Voltaje Nominal KV | Clase de Aislador ANSI | Tipo de Aislador | Cantidad de Aisladores Por fase |
|--------------------|------------------------|------------------|---------------------------------|
| 19,92/34,5 | 56,3 | Espiga o Pin | 1 |
| 19,92/34,5 | 52,4 | Cadena | 3 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 23.

Las partes metálicas de los aisladores, se diseñan para evitar perturbaciones radioeléctricas como se indica en la tabla XV. Las características del aislador de porcelana, de suspensión, ANSI 52-4, se dan por elemento, ya que el aislador está formado por varias piezas.

Tabla XVIII. **Características radioeléctricas**

| Clase de aislador ANSI | Tipo poste 57-3 | Suspensión sintético DM-28 | Suspensión porcelana 52-4 |
|--|-----------------|----------------------------|---------------------------|
| Voltaje de ensayo R.I.V. a tierra (KV) | 30 | 30 | 10 |
| Máximo nivel de perturbación radioeléctrica a 1 Mhz (μ V) | 200 | 200 | 50 |

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 16.

1.4.2. **Características mecánicas**

Los aisladores poseen resistencia para soportar los esfuerzos mecánicos a los que se someten por cargas máximas de viento, severo abuso mecánico, descargas por rayo, arcos de energía y condiciones de contaminación desfavorable (salinidad, corrosión, gases, lluvia ácida, humo, polvo, neblina, etc.) sin exceder los porcentajes de resistencia mecánica a la ruptura que son cantiléver 40%, compresión 50% y tensión 50%.

Los aisladores, poseen las características indicadas en la tabla XIX, asegurando un adecuado comportamiento mecánico, válido para aislador compuesto por una sola pieza, para cadena de aisladores.

Tabla XIX. **Características mecánicas**

| aislador una pieza | | | |
|---------------------------------|-----------------|-----------|---------|
| Carga de fallo a flexión (daN) | Tipo poste | Porcelana | ≥ 1 245 |
| | | Composite | |
| | Tipo suspensión | Composite | ≥ 7 000 |
| Carga de rutina a flexión (daN) | Tipo poste | Porcelana | ≥ 498 |
| | | Composite | ≥ 500 |
| | Tipo suspensión | Composite | ≥ 3 500 |
| aislador tipo suspensión 52-4 | | | |
| Carga de fallo a flexión (daN) | Tipo poste | Porcelana | ≥ 6 673 |
| | Tipo suspensión | Porcelana | |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 24.

El ángulo máximo, en armados, con aislador tipo pin y tipo suspensión, es:

$$\sin(\theta/2) = \frac{P \cdot (F_w S_w W_w)}{2 F_t T}$$

θ : ángulo máximo, permitido en el aislador.

P: rango nominal del aislador.

S_w : tramo de viento (1/2 de la suma de tramos adyacentes).



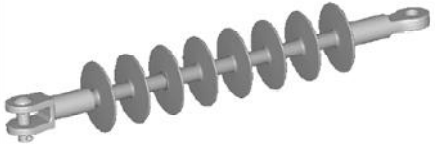
W_w : carga de viento, por unidad de longitud del cable.

T: tensión del conductor.

$F_w = 2$: factor de capacidad de sobrecarga, para carga de viento

$F_t = 1,15$: factor de capacidad de sobrecarga, para carga de tensión

Tabla XX. **Aisladores para 34,5 kV**

| Aislador de porcelana tipo poste 34,5 kV ANSI 57-3 | | |
|---|----------|--|
| Longitud aislador (mm) | 368 |  |
| Línea de fuga (mm) | ≥737 | |
| Distancia de contorno en seco(mm) | ≥311 | |
| Perno corto acero galvanizado 3/4"-3/4"x3 | | |
| Aislador porcelana tipo suspensión ANSI 52,4 | | |
| Longitud aislador (mm) | ≥ 146.05 |  |
| Línea de fuga (mm) | ≥ 292 | |
| Aislador compuesto tipo suspensión 34,5 kV 70 kN | | |
| Longitud aislador (mm) | ≥ 525 |  |
| Línea de fuga (mm) | ≥ 910 | |
| Distancia de contorno en seco(mm) | ≥ 430 | |

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 17.

El aislador de soporte y el de suspensión, está formado de una sola pieza; las cadenas de aisladores de suspensión están formadas de varias piezas, sueltas, uniformes, tabla XXI, el número de piezas depende del voltaje nominal y el nivel de aislamiento, tabla XXII.

Tabla XXI. Clase de aislamiento

| NESC (ANSI C2) requirement | | ANSI C29 provision | | | | Facility voltage level (kV) |
|--------------------------------------|---|--------------------|-------------------------------|-------------------|--|-----------------------------|
| Nominal voltage (between phases)(kV) | Rated dry flashover voltage of insulators (kV) ¹ | ANSI class | Area designation ² | No. of insulators | Rated dry flashover voltage of insulators (kV) | |
| 34.5 | 100 | 52% | A | 3 | 215 | 26 to 35 |
| | | 52% | B | 4 | 270 | |
| ANSI C29.5 and C29.6—Pin Insulators | | | | | | |
| 34.5 | 100 | 56-4 | A | 1 | 140 | 26 to 35 |
| | | 56-5 | B | 1 | 175 | |
| ANSI C29.7—Line Post Insulators | | | | | | |
| 34.5 | 100 | 57-3 | A | 1 | 125 | 26 to 35 |
| | | 57-4 | B | 1 | 150 | |

Fuente: REA. *Design manual for high voltage transmission lines*. p.121.

Tabla XXII. Cadena de aisladores

| Construcción de cadena de aisladores de porcelana tipo suspensión ANSI 52-4 para 34,5/19,92 kV | | |
|--|-------------|------------------|
| Cable | Aislamiento | No. de elementos |
| Raven, Penguin, Partridge, Hawk | Normal | 3 |
| | Reforzado | 4 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, *Manual de diseño de redes de distribución*. p. 26.

1.5. Postes

La altura del poste, se determina, según las libranzas y la longitud de los tramos, la clase de poste se determina según la resistencia mecánica requerida. Los más empleados son de concreto y de madera.

Los postes de madera son de fabricación más económica, pero tienen mayor costo de mantenimiento y menor vida útil. Las maderas empleadas son principalmente pino amarillo, abeto, etc., para aumentar la vida media del poste, se protege con tratamientos, y se clasifican según el esfuerzo que soportan, por clases 1, 3 y 5 (800, 500 y 300 daN aproximadamente).

Tabla XXIII. **Poste de madera**

| Poste | Esfuerzo Nominal (daN) | Coefficiente Seguridad | Esfuerzo de Rotura (daN) | Peso (kg) |
|-----------------------------------|------------------------|------------------------|--------------------------|-----------|
| Poste de madera de 6 m clase 5 | 300 | 2,3 | 860 | 238 |
| Poste de madera de 9 m clase 5 | 300 | | 860 | 299 |
| Poste de madera de 10,5 m clase 5 | 300 | | 860 | 391 |
| Poste de madera de 10,5 m clase 3 | 500 | | 1 360 | 525 |
| Poste de madera de 12 m clase 3 | 500 | | 1 360 | 638 |
| Poste de madera de 12 m clase 1 | 800 | | 2 040 | 858 |
| Poste de madera de 14 m clase 3 | 500 | | 1 360 | 755 |
| Poste de madera de 14 m clase 1 | 800 | | 2 040 | 1011 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 28.

Tabla XXIV. **Longitud y diámetro de despunte**

| Longitud total (m) | Diámetro del despunte (cm) |
|--------------------|----------------------------|
| 9 | 11 |
| 12 | 13 |
| 16 | 15 |

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 18.

Tabla XXV. **Carga de ruptura**

| Clase | Carga de ruptura | |
|-------|------------------|-------|
| | Kg | Lb |
| 1 | 2 045 | 4 500 |
| 2 | 1 680 | 3 700 |
| 3 | 1 360 | 3 000 |
| 4 | 1 090 | 2 400 |
| 5 | 865 | 1 900 |
| 6 | 680 | 1 500 |
| 7 | 545 | 1 200 |

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 18.

Se emplean postes de madera, en sustitución de los de concreto, de esfuerzo equivalente, en lugares de difícil acceso.

Los postes de concreto se conectan a tierra; los de madera, no es preciso conectarlos a tierra, si se trata de puntos poco accesibles y solo se permiten 4 postes de madera consecutivos, entre los de concreto conectados a tierra.

En líneas nuevas, los transformadores y equipos, se instalan en postes de concreto. Los arreglos en que se emplean los postes son: alineación, tangente o paso, ángulo o cambio de dirección, anclaje o retenida y en remate de línea.

El poste de concreto es el más empleado, se usan postes de madera, cuando las características de la línea, lo permitan.

Tabla XXVI. **Poste de concreto**

| Medida (pies) | Medida (m) | Enterrado (m) | Usos | Resistencia (lbs) |
|---------------|------------|---------------|------------------------|-------------------|
| 26 | 8,00 | 1,25 | Teléfonos | 264 |
| 30 | 9,14 | 1,52 | Alumbrado 220/240 V | 500 |
| 35 | 10,60 | 1,83 | Distribución 120/240 V | 750 |
| 40 | 12 | 2,05 | Transformador 34,5 kV | 750 |
| 46 | 14 | 2,25 | Transmisión 34,5 kV | 850 |

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 19.

Tabla XXVII. Longitud y despunte

| Altura (m) | Esfuerzo (daN) | Diámetro (mm) | | Conicidad (mm/m) | Peso (kg) |
|------------|----------------|---------------|------|------------------|-----------|
| | | Cúspide | Base | | |
| 6 | 300 | 165 | 255 | 15 | 578 |
| 9 | | | 300 | | 680 |
| 10,5 | | | 323 | | 790 |
| 9 | 500 | 195 | 330 | | 748 |
| 10,5 | | | 353 | | 863 |
| 12 | | | 375 | | 1 200 |
| 14 | | | 405 | | 1 560 |
| 12 | 800 | | 375 | | 1 419 |
| 14 | | | 405 | | 1 844 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 30.

Los postes de concreto no necesitan mantenimiento y tienen larga vida útil, son más costosos que los de madera y de mayor peso, aumentando los costos de transporte, requieren medios mecánicos para el montaje.

El poste de concreto, se emplea en tangentes, ángulos, anclajes y remates. Las alturas empleadas son 6 m. para retenidas, 9 y 10,5 m para BT o MT 1F, 12 m. para armados en circuito simple y doble, con ángulo de 60° a 90° y de 14 m. para armados de circuito doble. Los transformadores se montan en postes de 10,5 m clase 300, 10,5, 12 y 14 m. clase 500; 12 y 14 m. clase 800, también se instalan en postes de madera existentes.

Tabla XXVIII. Aplicación

| Longitud (m) | Tipo | Clase | Tensión de servicio (V) | Longitud del vano terreno plano (crucero de 1,8 m) | Longitud del vano terreno plano (crucero de 2,4 m) |
|--------------|----------|-------|-------------------------|--|--|
| 9,00 | Madera | 5 | 120/240 | 100 | 100 |
| 9,00 | Concreto | 341 | 120/240 | 100 | 100 |
| 10,67 | Madera | 5 | 34,5 kV, 120/240 | ** | 100 |
| 10,67 | Concreto | 341 | 34,5 kV, 120/240 | ** | 100 |

** Depende del calibre del cable

Fuente: INDE. Normas de construcción de electrificación rural. p 37.

1.5.1. Cálculo mecánico

Las hipótesis de carga mecánica, empleadas para postes, están establecidas en los artículos 19, 20, tablas 12, 13 y 14 de las normas NTDROID.

El poste y los herrajes, soportan los esfuerzos mecánicos de los elementos del transformador y los cables. Se tiene en cuenta los esfuerzos de los cables de otros servicios.

Carga vertical: consiste en cargas hacia abajo, en el poste, debido al peso del cable y equipos, se desprecia el peso de herrajes y aisladores.

Carga transversal: son las cargas horizontales, aplicadas perpendicularmente o en ángulo, debidas al viento y los ángulos, y a la componente de tensión del cable, en línea con la bisectriz del ángulo.

Carga longitudinal: son las cargas horizontales, debidas a la tensión del cable en remates y desbalances en los tramos.

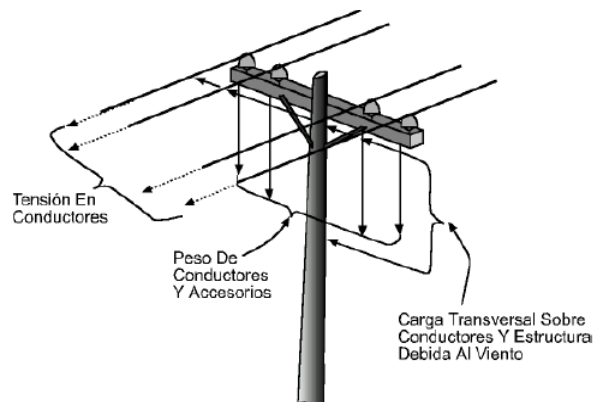
Se emplea la tensión promedio, en lugar de la horizontal; para tangentes y pequeños ángulos, la fuerza determinante es la transversal; para anclajes, es la transversal, y, la componente vertical actúa en la retenida.

NTDROID, artículo 19, literal 19,5

Las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los cables y cables de guarda son:

- Carga vertical sobre cimientos, postes, cruceros, aisladores y accesorios, se considera como el peso propio de estos, más el de los cables y equipo, considerando los efectos por diferencias de nivel.
- Carga transversal es debida al viento, soplando, horizontalmente en ángulo recto de la línea, sobre la estructura, cables y accesorios.
Se calcula considerando el “vano medio horizontal” o “vano de viento”, que es la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura considerada.
La carga transversal por cables, es igual al claro medio horizontal multiplicado por la carga unitaria debida al viento, que es la presión del viento, por el área unitaria proyectada del cable. La carga sobre postes considera el área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.
Cuando la línea cambia de dirección, la carga resultante sobre el poste, se considera igual al vector suma de la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas en los cables, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga debido a la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre el poste.
- Carga longitudinal debida a las componentes de las tensiones mecánicas de los cables, por desequilibrio a uno y otro lado del poste, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos.
No es necesario considerar carga longitudinal en los postes en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los cables a uno y otro lado, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.
- En la aplicación simultanea de cargas se considera:
 - Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente.
 - Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para retenidas, no se toman en cuenta las cargas, vertical y transversal.
 - De ser necesario, se hace un análisis de resistencia, considerando la aplicación simultánea de cargas vertical, transversal y longitudinal.

Figura 13. **Cargas sobre postes**



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 31.

NTDOID, artículo 20

Con el objeto de establecer los coeficientes de seguridad y otros requisitos que las líneas aéreas deben cumplir en diferentes lugares y condiciones que representen peligro a las personas y bienes, como en cruces, campo abierto, etc., las líneas aéreas se dividen, en cuanto a su construcción, en clases B y C.

Tabla XXIX. **Factores de resistencia**

| | CLASE B | CLASE C |
|--|---------|---------|
| Factores de resistencia | | |
| Estructuras de metal y concreto pretensado | 1.0 | 1.0 |
| Estructuras de madera y concreto reforzado | 0.65 | 0.85 |
| Cable de retenida | 0.9 | 0.9 |
| Ancla de retenida y cimientos | 1.0 | 1.0 |
| Factores de resistencia para estructuras cuyos elementos estén instalados a 18.0 m ó más sobre el nivel del suelo | | |
| Estructuras de metal y concreto pretensado | 1.0 | 1.0 |
| Estructuras de madera y concreto reforzado | 0.75 | 0.75 |
| Cable de retenida | 0.9 | 0.9 |
| Ancla de retenida y cimientos | 1.0 | 1.0 |

Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 33.

- Clase B tiene mayor resistencia mecánica y cumple los requisitos mas exigentes, necesarios en lugares de mayor riesgo.
- Clase C tiene menor resistencia mecánica que la B, cumple los requisitos necesarios en lugares de menor riesgo que los considerados para la B.

Tabla XXX. Factores de sobrecarga

| FACTORES DE SOBRECARGA | | |
|------------------------|-------------------|-------------------|
| | CLASE B | CLASE C |
| Cargas verticales | 1.50 | 1.50 |
| Cargas Transversales | | |
| Viento | 2.50 | 2.20 ⁴ |
| Tensión del conductor | 1.65 ² | 1.30 ³ |
| Cargas Longitudinales | | |
| En los cruces: | | |
| En general | 1.10 | No se requiere |
| En remates | 1.65 ² | 1.30 ³ |
| En otras partes: | | |
| En general | 1.00 | No se requiere |
| En remates | 1.65 ² | 1.30 ³ |

- 1 Incluye postes
- 2 Para retenidas y anclas asociadas con estructuras que únicamente soportan conductores y cables de comunicación, este factor puede reducirse a 1.33.
- 3 Donde las cargas verticales reducen significativamente la tensión en un miembro de la estructura, un factor de sobrecarga de 1.0 debe ser usado para el diseño de dicho miembro
- 4 Este factor puede ser reducido a 1.75 para estructuras de madera y concreto reforzado (no pretensado), cuando no son estructuras de cruce.
- 5 Para estructuras de metal y concreto pretensado, cruces, retenidas, fundiciones y anclas, use un valor de 1.10.

Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 33.

En postes donde se monta el transformador, se considera el esfuerzo vertical por peso, y el esfuerzo del viento sobre los elementos del transformador, los que se calculan sobre la superficie que presenta cara al viento en dirección principal, a veces se considera también la longitudinal.

$$. P = 0,0482V^2$$

P: Presión del viento, sobre el área proyectada, en kg/m².

V: Velocidad del viento, de diseño, en km/hr.

La presión el viento está indicada en la tabla IX, y en el artículo 19, literal 19,1 de las normas NTDOID.

Para cada hipótesis, se incluyen los esfuerzos que cada cable transmite al crucero y el esfuerzo equivalente sobre el poste.

Tabla XXXI. Esfuerzos en poste

| Poste | Zona 3 | |
|------------|--|---|
| Alineación | ·Cargas permanentes. ·Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. | ·Cargas permanentes. ·Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C |
| Ángulo | ·Cargas permanentes. ·Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 120 km/h con temperatura 10 °C | ·Cargas permanentes. ·Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 120 km/h con temperatura -5 °C. |
| Anclaje | ·Cargas permanentes ·Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. ·Deseq. tracciones. | ·Cargas permanentes ·Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C ·Deseq. tracciones. |
| Remate | ·Cargas permanentes ·Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. ·Deseq. tracciones. | ·Cargas permanentes ·Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C. ·Deseq. tracciones. |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 32.

El coeficiente de seguridad en postes de concreto, no es inferior a 2, respecto de la carga de ruptura.

Los esfuerzos verticales que el cable transmite al crucero y al poste, se determinan con el gravivano, de longitud a_g que es la distancia horizontal entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos al poste a_{g1} y a_{g2} , figura 14. El vértice de catenaria, varía en cada poste, en función del parámetro de la catenaria, que varía con la temperatura y el coeficiente de sobrecarga de cada hipótesis.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2} \quad (\text{m})$$

Para la hipótesis, normal y de flecha mínima, se determina el valor del gravivano del cable en cada poste, para evitar la sobrecarga en las cadenas de suspensión. En los postes de anclaje, se considera la diferencia del parámetro de catenaria en cada semigravivano (desequilibrio de tensiones).

$$a_{g1} = a_1 - H_1 \cdot \left[\operatorname{argth} \frac{\cosh\left(\frac{a_1}{H_1}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{a_1}{H_1}\right)} - \operatorname{argsenh} \frac{\frac{b_1}{H_1}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{a_1}{H_1}\right) - \left(\cosh\left(\frac{a_1}{H_1}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

$$a_{g2} = H_2 \cdot \left[\operatorname{argth} \frac{\cosh\left(\frac{a_2}{H_2}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{a_2}{H_2}\right)} - \operatorname{argsenh} \frac{\frac{b_2}{H_2}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{a_2}{H_2}\right) - \left(\cosh\left(\frac{a_2}{H_2}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

a_1 y a_2 : vano, anterior y posterior al poste (m)

H_1 y H_2 : parámetro de la catenaria, anterior y posterior al poste (m)

b_1 y b_2 : alturas, entre el poste considerado y el anterior ó el posterior (m)

$b_1 > 0$ si $y_{b1} - y_{a1} > 0$; $b_1 < 0$ si $y_{b1} - y_{a1} < 0$; $b_2 > 0$ si $y_{b2} - y_{a2} > 0$; $b_2 < 0$ si $y_{b2} - y_{a2} < 0$

Las cargas verticales debidas al peso de cables, cadenas de aisladores y herrajes, se consideran cargas permanentes, según cada hipótesis. Los pesos son especificados por los fabricantes.

$$P = P_A + P_B \quad (\text{daN})$$

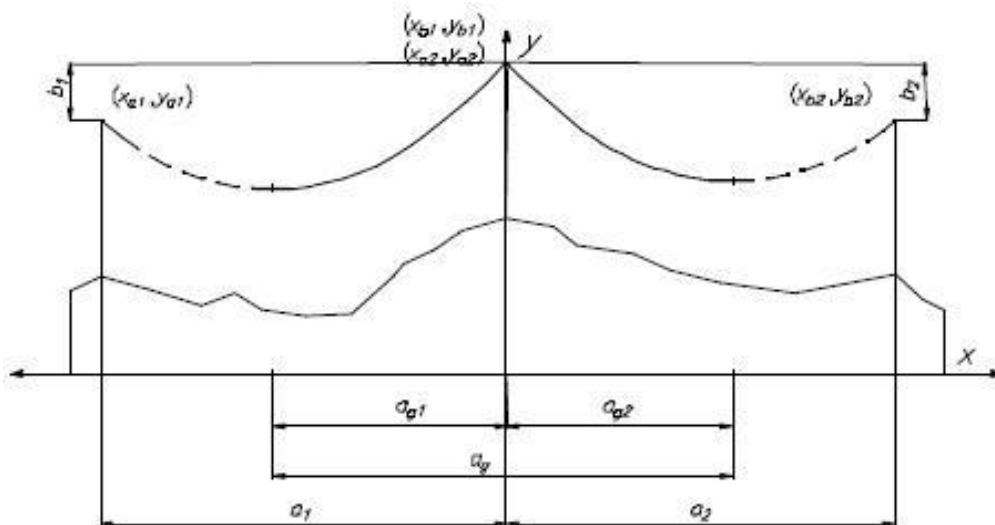
$$P_A = P_a \cdot H_1 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g1}}{H_1}\right) \quad (\text{daN})$$

$$P_B = P_a \cdot H_2 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g2}}{H_2}\right) \quad (\text{daN})$$

$$P = p_a \cdot \left(H_1 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g1}}{H_1}\right) + H_2 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g2}}{H_2}\right) \right) \quad (\text{daN})$$

- P: esfuerzo vertical que el cable transmite al crucero, por cable (daN).
- P_A : esfuerzo vertical que el cable del vano anterior transmite al crucero (daN).
- P_B : esfuerzo vertical que el cable del vano posterior transmite al crucero (daN).
- p_a : peso aparente del cable (daN/m).
- H_1 y H_2 : parámetro de catenaria, en el vano anterior y el posterior (m).
- a_{g1} y a_{g2} : gravivano, anterior y posterior del cable (m).

Figura 14. Cargas en poste



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 33.

Se emplea el eolovano, para determinar los esfuerzos horizontales transversales F_t que los cables transmiten al crucero, debido a la acción del viento. El eolovano es la semisuma de los dos vanos contiguos al poste

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (\text{m}) \quad \text{Eolovano, en dirección longitudinal (m).}$$

- a_1 : vano anterior al poste, en dirección longitudinal (m).
- a_2 : vano posterior al poste, en dirección longitudinal (m).

$p_v = 4,7238 \cdot v^2 \cdot d \cdot 10^{-6}$ (daN/m) Presión unitaria del viento sobre el cable.

v: velocidad del viento (km/h).

d: diámetro del cable (mm).

Tabla XXXII. Presión del viento, a 120 km/h

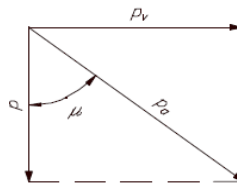
| Cable | P (daN/m) | p_v (daN/m) | p_a (daN/m) | μ (°) |
|---------------------|-----------|---------------|---------------|-----------|
| 477 MCM (Hawk) | 0,956 | 1,482 | 1,764 | 57,17 |
| 266 MCM (Partridge) | 0,535 | 1,109 | 1,231 | 64,25 |
| 4/0 (Penguin) | 0,433 | 0,973 | 1,065 | 66,01 |
| 1/0 (Raven) | 0,212 | 0,688 | 0,720 | 72,87 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 34.

p: peso del cable.

μ : ángulo entre el plano que contiene a la catenaria del cable en reposo y el plano que contiene a la catenaria del cable bajo la acción del viento

Figura 15. Vector de presión



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 34.

Cuando actúa el viento sobre el cable, el esfuerzo vertical en el poste p, es el mismo que cuando no existe la sobrecarga del viento, pero aparece un esfuerzo horizontal transversal, p_v proporcional a la velocidad del viento y al diámetro del cable. Estos esfuerzos, se suman a los transmitidos al crucero.

En poste en ángulo, los esfuerzos longitudinales de ambos lados del poste y la presión del viento, crean un esfuerzo horizontal transversal resultante.

$M_g = S_h M_c + M_t + M_p$ momento total por cargas de viento y ángulo

$M_c = F_{ow} [\Sigma (W_c H_c)] \cos(\theta/2)$ sumatoria de momentos de viento en cables

$M_t = 2F_{ot} [\Sigma (T_c H_c)] \sin(\theta/2)$ sumatoria de momentos por tensión angular

$M_p = F_{ow} W_p \left(\frac{2C_t + C_g}{K_c} \right) H_p^2$ momento de viento en el poste

$F_t = 2T_r * F_t * \text{sen}(\theta/2) * F_s$ Esta expresión se suma a la fuerza del viento en cables, donde aplica, F_t de la tabla XXXIII.

$M_c = 3F_c * H_c$ F_c ya incluye la ocasionada por el ángulo de tendido

$M_r = K_r * F_b * C_g^3$ Momento resistente en poste de madera.

$S_a = M_r - M_p - M_t / M_c$ Tramo máximo

S_h tramo de viento (promedio de los tramos adyacentes)

H_p altura del poste sobre tierra

H_c altura de cables

W_c carga de viento en cables

$W_c = W_p * d_c * F_s,$

d_c diámetro del cable

W_p carga de viento.

T_c tensión de cada cable

K_c 6 000pi (en mm) o 72pi (en pulgadas)

K_r 0,0000318(m) o 0,000264(pulg)

C_g circunferencia a nivel de tierra y

F_b tensión ANSI de la fibra en Pa o lb/p².

F_{ow}, F_{ot} factores de seguridad

C_t, C_g circunferencia superior e inferior

Tabla XXXIII. Tensión máxima

| | ACSR Conductors | | All-Aluminum Conductors | |
|-----------------------|-----------------|---------------|-------------------------|---------------|
| | 3-Phase Lines | 1-Phase Lines | 3-Phase Lines | 1-Phase Lines |
| Initial Unloaded | 33.3% | 33.3% | 30% | 30% |
| Final Unloaded | 25% | 25% | 20% | 20% |
| NESC Loading District | 50% | 60% | 50% | 50% |
| NESC Extreme Wind | 70% | 80% | 60% | 80% |
| Extreme Ice | 70% | 80% | 60% | 80% |

Loading Conditions: As required for NESC Tension Limits.
 Extreme Ice Loading: Based on local experience with no wind.
 Temperature Conditions:
 Heavy Loading District: -20°C [0°F]
 Medium Loading District: -10°C [15°F]
 Light Loading District: 0°C [30°F]
 The above tension limits for unload conditions should be reduced in areas prone to aeolian vibration fatigue of conductors.

Fuente: REA. *Mechanical design manual for overhead distribution lines*. p. 82.

$$F_t = p_v \cdot a_v \quad (\text{daN})$$

Poste de paso y anclaje.

$$F_t = p_v \cdot \frac{a}{2} \quad (\text{daN})$$

Poste en remate.

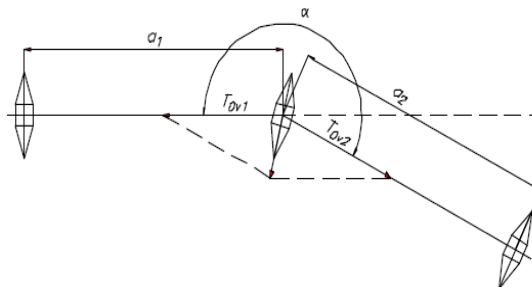
$$F_t = p_v \cdot a_v \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 \cdot \max[T_{0v1}, T_{0v2}] \cdot \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (\text{daN})$$

Poste en ángulo.

$\beta = \alpha - 180^\circ$: ángulo de desviación de la línea ($^\circ$).

T_{0v1} y T_{0v2} : componente horizontal de la tensión del cable, en vanos, anterior y posterior al poste (daN).

Figura 16. Tensión en ángulo



Fuente: Deorsa-Deocsa, *Manual de diseño de redes de distribución*. p. 36.

$F_1 = 0,5 \cdot \text{máx}[T_{01}, T_{02}]$ (daN) Postes de anclaje.

$F_1 = T_0$ (daN) Postes en remate.

F_1 : Esfuerzo longitudinal transmitido al crucero, por desequilibrio.

T_0 : Componente horizontal de la tensión del cable en el vano (daN)

T_{01} y T_{02} : Componentes horizontales de la tensión del cable, en el vano anterior y posterior (daN).

Se trasladan las fuerzas al punto de aplicación de esfuerzos, que es el punto al que está referido el esfuerzo nominal capaz de resistir un poste en cada dirección. Este punto está a 0,3 m abajo de la punta.

Los esfuerzos verticales se suman para obtener el esfuerzo total, que es importante para la cimentación. Los esfuerzos longitudinales se trasladan desde su punto de aplicación en el aislador, al punto situado a 0,3 m abajo de la punta. Se determinan los esfuerzos que soporta el poste, en condiciones normales, en cada dirección, y, se comparan con el esfuerzo nominal. En los postes de paso, el esfuerzo longitudinal provocado por el viento, tiene poca importancia, pero en los remates, se tiene en cuenta, para dimensionar correctamente las retenidas.

$$F_{\text{vequi}} = \sum_{i=1}^n F_{vi} \quad (\text{daN})$$

$$F_{\text{lequi}} = \sum_{i=1}^n \frac{F_{li} \cdot y_{li}}{y_{\text{equivalente}}} \quad (\text{daN})$$

$$F_{\text{tequi}} = \sum_{i=1}^n \frac{F_{ti} \cdot y_{ti}}{y_{\text{equivalente}}} \quad (\text{daN})$$

F_{lequi} : esfuerzo longitudinal total (daN)

F_{li} : esfuerzo longitudinal (daN)

y_{li} : altura de aplicación del esfuerzo longitudinal (m)

$y_{\text{equivalente}}$: altura de aplicación del esfuerzo longitudinal nominal (m)

F_{tequi} : esfuerzo transversal total (daN)

F_{ti} : esfuerzo transversal (daN)

y_{ti} : altura de aplicación del esfuerzo transversal (m)

Tabla XXXIV. Poste 30 pies

| DATOS DE LOS CABLES: | PRIMARIO | SEC / NEUTRO |
|------------------------------|----------|--------------|
| CALIBRE | | Trip 1/0 |
| DIAMETRO (M) | 0,0000 | 0,0271 |
| W = PESO (Kg/M) | 0,0000 | 0,6440 |
| TR = TENSION DE RUPTURA (Kg) | 0,0000 | 2000,00 |
| TT = FACTOR DE TENDIDO | 0 | 0,15 |
| Q = PESO DE HERRAJES (Kg) | 0,0000 | 1,7273 |
| H = ALTURA DEL CONDUCTOR (M) | 0 | 7,5 |

FACTORES DE SEGURIDAD NORMA NTDIOD

| | |
|--|-------|
| FV = FACTOR CARGA VERTICAL | 1,50 |
| FT = FACTOR CARGA TRANSVERSAL | 2,20 |
| FTC = FACTOR CARGA TENSION DEL CONDUCTOR | 1,10 |
| FL = FACTOR CARGA LONGITUDINAL | 1,10 |
| FR = FACTOR CARGA REMATES | 1,10 |
| G = PRESION DEL VIENTO | 48,00 |

METODO DE CALCULO:

CARGAS VERTICALES $CV = FV (WL + Q)$

CARGAS TRANSVERSALES $CT = (G * L * D) FT + TR * TT (2 * SEN(A/2) FR$

MOMENTOS $M = 3(CT1 * H1) + CT2 * H2 + FT * G * S^2 * (3d + 2K * S) / 6$

CT= Carga transversal

CV= Carga Vertical

W= Peso del conductor

A= Angulo de Deflexión

D= Diametro del conductor

L= (Vano ant. + Vano post.)/2

G= Presión del viento

TR= Tensión de Ruptura

CT1 = Carga transvrsal de cond

H1 = Altura de conductores

CT2 = Carga transvrsal de sec

H2 = Altura de secundario

DATOS DEL POSTE

S = Altura sobre el suelo 7,72

d = Diametro de la punta 0,165

K = Conicidad 0,015

| VANO ANT | ANGULO | RAD/2 | PRIMARIO | | NEUTRO / SECUNDARIO | | MOMENTOS (KgM) | CLASE (Lbs) |
|-------------|--------|-------|----------|-----------|---------------------|-----------|-------------------|----------------|
| | | | C. VERT. | C. TRANS. | C. VERT. | C. TRANS. | | |
| 70 | | | | | | | | |
| 70 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 200,42 | 2265,30 | 332,24 |
| 70 | 10 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 257,94 | 2696,72 | 395,52 |
| 70 | 20 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 315,03 | 3124,86 | 458,31 |
| 70 | 30 | 0,26 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 371,24 | 3546,46 | 520,15 |
| 70 | 40 | 0,35 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 426,15 | 3958,30 | 580,55 |
| 70 | 50 | 0,44 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 479,35 | 4357,26 | 639,07 |
| 70 | 60 | 0,52 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 530,42 | 4740,30 | 695,24 |
| 70 | 70 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 578,98 | 5104,51 | 748,66 |
| 70 | 80 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 624,66 | 5447,10 | 798,91 |
| 70 | 90 | 0,79 | 0,00 | 0,00 | 70,21 | 667,11 | 5765,48 | 845,60 |

| GRADOS | CLASE |
|-----------|-------|
| 0° - 05° | 500 * |
| 6° - 30° | 500 |
| 31° - 70° | 750 |
| 71° - 90° | 1000 |
| Remate | 750 |

* Sin cimentación

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. Poste 35 pies

| | | |
|-------------------------------------|-------------------|---------------------|
| DATOS DE LOS CABLES: | PRIMARIO | SEC / NEUTRO |
| CALIBRE | 3#1/0 ACSR | Trip 1/0 |
| DIAMETRO (M) | 0,0101 | 0,0271 |
| W = PESO (Kg/M) | 0,2162 | 0,644 |
| TR = TENSION DE RUPTURA (Kg) | 2000 | 2000 |
| TT = FACTOR DE TENDIDO | 0,15 | 0,15 |
| Q = PESO DE HERRAJES (Kg) | 37,8955 | 1,7273 |
| H = ALTURA DEL CONDUCTOR (M) | 8,52 | 6,57 |

FACTORES DE SEGURIDAD NORMA NTD01D

| | |
|---|-----|
| FV = FACTOR CARGA VERTICAL | 1,5 |
| FT = FACTOR CARGA TRANSVERSAL | 2,2 |
| FTC = FACTOR CARGA TENSION DEL CONDUCTOR | 1,1 |
| FL = FACTOR CARGA LONGITUDINAL | 1,1 |
| FR = FACTOR CARGA REMATES | 1,1 |
| G = PRESION DEL VIENTO | 48 |

METODO DE CALCULO:

CARGAS VERTICALES $CV = FV (WL + Q)$

CARGAS TRANSVERSALES $CT = (G \cdot L \cdot D) FT + TR \cdot TT (2 \cdot \text{SEN}(A/2) FR)$

MOMENTOS $M = 3(CT1 \cdot H1) + CT2 \cdot H2 + FT \cdot G \cdot S^2 (3d + 2K \cdot S) / 6$

CT= Carga transversal
 CV= Carga Vertical
 W= Peso del conductor
 A= Angulo de Deflexión
 D = Diametro del conductor
 L= (Vano ant.+ Vano post.)/2

G= Presión del viento
 TR= Tensión de Ruptura
 CT1 = Carga transrsal de cond.
 H1 = Altura de conductores
 CT2 = Carga transrsal de sec.
 H2 = Altura de secundario

DATOS DEL POSTE

S = Altura sobre el suelo 8,87
 d = Diametro de la punta 0,165
 K = Conicidad 0,015

| VANO ANT | ANGULO | RAD/2 | PRIMARIO | | NEUTRO / SECUNDARIO | | MOMENTOS (KgM) | CLASE (Lbs) |
|-------------|--------|-------|----------|-----------|---------------------|----------|-------------------|----------------|
| | | | C. VERT. | C. TRANS. | C. VERT. | C.TRANS. | | |
| 70 | | | | | | | | |
| 70 | 0 | 0,00 | 124,95 | 74,66 | 70,21 | 200,32 | 4278,32 | 552,36 |
| 70 | 15 | 0,13 | 124,95 | 160,81 | 70,21 | 286,47 | 7046,24 | 909,73 |
| 70 | 18 | 0,16 | 124,95 | 177,91 | 70,21 | 303,57 | 7595,64 | 980,66 |
| 70 | 30 | 0,26 | 124,95 | 245,48 | 70,21 | 371,14 | 9766,80 | 1260,97 |
| 70 | 40 | 0,35 | 124,95 | 300,39 | 70,21 | 426,06 | 11531,14 | 1488,76 |
| 70 | 50 | 0,44 | 124,95 | 353,59 | 70,21 | 479,25 | 13240,30 | 1709,43 |
| 70 | 60 | 0,52 | 124,95 | 404,66 | 70,21 | 530,32 | 14881,24 | 1921,29 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. Poste 40 pies

| DATOS DE LOS CABLES: | PRIMARIO | SEC / NEUTRO |
|------------------------------|------------|--------------|
| CALIBRE | 3#1/0 ACSR | Trip 1/0 |
| DIAMETRO (M) | 0,0101 | 0,0101 |
| PESO (Kg/M) | 0,2162 | 0,2162 |
| TR = TENSION DE RUPTURA (Kg) | 2000 | 2000 |
| TT = FACTOR DE TENDIDO | 0,15 | 0,15 |
| Q= PESO DE HERRAJES (Kg) | 37,8955 | 1,7273 |
| H = ALTURA DEL CONDUCTOR (M) | 9,64 | 6,77 |

FACTORES DE SEGURIDAD NORMA NTDOD

| | |
|--|-------|
| FV = FACTOR CARGA VERTICAL | 1,50 |
| FT = FACTOR CARGA TRANSVERSAL | 2,20 |
| FTC = FACTOR CARGA TENSION DEL CONDUCTOR | 1,10 |
| FL = FACTOR CARGA LONGITUDINAL | 1,10 |
| FR = FACTOR CARGA REMATES | 1,10 |
| G = PRESION DEL VIENTO | 48,00 |

METODO DE CALCULO:

CARGAS VERTICALES $CV = FV (WL + Q)$

CARGAS TRANSVERSALES $CT = (G \cdot L \cdot D) FT + TR \cdot TT (2 \cdot \text{SEN}(A/2)) FR$

MOMENTOS $M = 3(CT1 \cdot H1) + CT2 \cdot H2$

CT= Carga transversal
 CV= Carga Vertical
 W= Peso del conductor
 A= Angulo de Deflexión
 D= Diametro del conductor
 L= (Vano ant. + Vano post.)/2

G= Presión del viento
 TR= Tensión de Ruptura
 CT1 = Carga transvrsal de cond
 H1 = Altura de conductores
 CT2 = Carga transvrsal de sec
 H2 = Altura de secundario

DATOS DEL POSTE
 S = Altura sobre el suelo 9,99
 d = Diametro de la punta 0,165
 K = Conicidad 0,015

| VANO | ANT | ANGULO | RAD/2 | PRIMARIO | | NEUTRO / SECUNDARIO | | MOMENTOS (KgM) | CLASE (Lbs) |
|------|-----|--------|-------|----------|-----------|---------------------|----------|-------------------|----------------|
| | | | | C. VERT. | C. TRANS. | C. VERT. | C.TRANS. | | |
| 70 | | | | | | | | | |
| 70 | 0 | 0,00 | | 124,94 | 74,73 | 25,29 | 74,66 | 4062,60 | 463,57 |
| 70 | 10 | 0,09 | | 124,94 | 132,26 | 25,29 | 132,18 | 6115,59 | 697,84 |
| 70 | 20 | 0,17 | | 124,94 | 189,34 | 25,29 | 189,27 | 8152,96 | 930,32 |
| 70 | 30 | 0,26 | | 124,94 | 245,55 | 25,29 | 245,48 | 10159,20 | 1159,24 |
| 70 | 45 | 0,39 | | 124,94 | 327,30 | 25,29 | 327,23 | 13076,88 | 1492,18 |
| 70 | 50 | 0,44 | | 124,94 | 353,66 | 25,29 | 353,59 | 14017,56 | 1599,51 |
| 70 | 69 | 0,60 | | 124,94 | 448,56 | 25,29 | 448,49 | 17404,55 | 1986,00 |
| 70 | 70 | 0,61 | | 124,94 | 453,29 | 25,29 | 453,22 | 17573,45 | 2005,27 |
| 70 | 80 | 0,70 | | 124,94 | 498,97 | 25,29 | 498,90 | 19203,75 | 2191,30 |
| 70 | 90 | 0,79 | | 124,94 | 541,42 | 25,29 | 541,35 | 20718,81 | 2364,18 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVII. Poste 45 pies

| | | |
|------------------------------|-------------------|---------------------|
| DATOS DE LOS CABLES: | PRIMARIO | SEC / NEUTRO |
| CALIBRE | 3#1/0 ACSR | Trip 1/0 |
| DIAMETRO .(M) | 0,0101 | 0,0101 |
| PESO (Kg/M) | 0,2162 | 0,2162 |
| TR = TENSION DE RUPTURA (Kg) | 2000 | 2000 |
| TT = FACTOR DE TENDIDO | 0,15 | 0,15 |
| Q= PESO DE HERRAJES (Kg) | 37,8955 | 1,7273 |
| H = ALTURA DEL CONDUCTOR (M) | 11,07 | 6,82 |

FACTORES DE SEGURIDAD NORMA NTD0ID

| | |
|--|-------|
| FV = FACTOR CARGA VERTICAL | 1,50 |
| FT = FACTOR CARGA TRANSVERSAL | 2,20 |
| FTC = FACTOR CARGA TENSION DEL CONDUCTOR | 1,10 |
| FL = FACTOR CARGA LONGITUDINAL | 1,10 |
| FR = FACTOR CARGA REMATES | 1,10 |
| G = PRESION DEL VIENTO | 48,00 |

METODO DE CALCULO:

CARGAS VERTICALES $CV = FV (WL + Q)$

CARGAS TRANSVERSALES $CT = (G * L * D) FT + TR * TT (2 * SEN(A/2)) FR$

MOMENTOS $M = 3(CT1 * H1) + CT2 * H2 + FT * G * S^2 * (3d + 2k * S) / 6$

| | | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------------|-------|
| CT= Carga transversal | G= Presión del viento | DATOS DEL POSTE | |
| CV= Carga Vertical | TR= Tensión de Ruptura | S = Altura sobre el suelo | 11,42 |
| W= Peso del conductor | CT1 = Carga transvrsal de cond | d = Diametro de la punta | 0,165 |
| A= Angulo de Deflexión | H1 = Altura de conductores | K = Conicidad | 0,015 |
| D= Diametro del conductor | CT2 = Carga transvrsal de sec | | |
| L= (Vano ant.+ Vano post.)/2 | H2 = Altura de secundario | | |

| VANO | ANT | ANGULO | RAD/2 | PRIMARIO | | NEUTRO / SECUNDARIO | | MOMENTOS (KgM) | CLASE (Lbs) |
|------|-----|--------|-------|----------|-----------|---------------------|----------|-------------------|----------------|
| | | | | C. VERT. | C. TRANS. | C. VERT. | C.TRANS. | | |
| 70 | | | | | | | | | |
| 70 | 0 | 0,00 | | 124,94 | 74,73 | 25,29 | 74,66 | 4913,63 | 488,26 |
| 70 | 10 | 0,09 | | 124,94 | 132,26 | 25,29 | 132,18 | 7216,27 | 717,06 |
| 70 | 20 | 0,17 | | 124,94 | 189,34 | 25,29 | 189,27 | 9501,39 | 944,13 |
| 70 | 30 | 0,26 | | 124,94 | 245,55 | 25,29 | 245,48 | 11751,59 | 1167,73 |
| 70 | 45 | 0,39 | | 124,94 | 327,30 | 25,29 | 327,23 | 15024,07 | 1492,91 |
| 70 | 50 | 0,44 | | 124,94 | 353,66 | 25,29 | 353,59 | 16079,14 | 1597,75 |
| 70 | 65 | 0,57 | | 124,94 | 429,35 | 25,29 | 429,28 | 19109,01 | 1898,82 |
| 70 | 69 | 0,60 | | 124,94 | 448,56 | 25,29 | 448,49 | 19878,00 | 1975,23 |
| 70 | 80 | 0,70 | | 124,94 | 498,97 | 25,29 | 498,90 | 21895,98 | 2175,75 |
| 70 | 90 | 0,79 | | 124,94 | 541,42 | 25,29 | 541,35 | 23595,28 | 2344,61 |

Fuente: elaboración propia.

1.5.2. Empotramiento

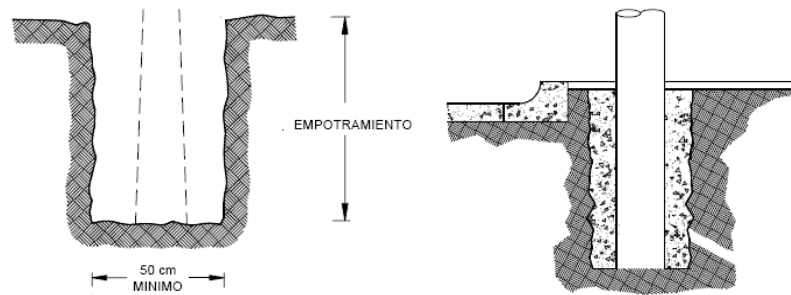
Para el levantado y plomeado de postes, es necesario excavar y realizar la cimentación, la cual depende del terreno y maquinaria disponible. Cuando se requiera, se hacen de concreto. La profundidad de la excavación es adecuada, según el esfuerzo, la altura del poste y el tipo de terreno.

Tabla XXXVIII. Enterramiento

| Longitud del poste | Distancia de la base a la línea de tierra | Peso (kg) | Peso (lb) |
|--------------------|---|-----------|-----------|
| 6,00 m (20 pies) | 1,22 m (4 pies) | 375 | 170 |
| 7,63 m (25 pies) | 1,53 m (5 pies) | 595 | 270 |
| 9,00 m (30 pies) | 1,68 m (5.5 pies) | 1 069 | 485 |
| 10,67 m (35 pies) | 1,83 m (6 pies) | 1 257 | 540 |

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 23.

Figura 17. Enterramiento



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 23.

En las cimentaciones de concreto, se hace una zapata en el fondo, a una altura de 0,15 m. Después de colocar el poste, cuando va directamente enterrado, se compacta el terreno usando capas alternas de pedrín y tierra, a veces se agrega concreto al relleno.

La profundidad mínima de la cimentación, es 10% de la altura del poste, mas 0,5 m, cuando se entierra directamente. En terrenos blandos se agrega concreto, la profundidad es la misma, mas 0,15 m. En terrenos inclinados, esta longitud se mide en el lado del poste menos enterrado.

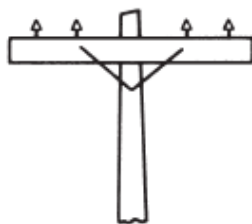
1.6. Cruceros

Los hay de madera y de acero galvanizado en caliente. Las bracas (refuerzos) se adaptan a éste, para evitar movimientos de rotación, debido a cargas verticales desbalanceadas, aunque se emplean dos, se asume que solamente una resiste la carga desbalanceada.

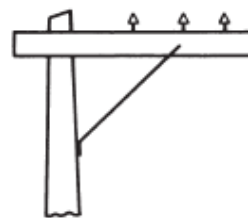
Se emplea la configuración de línea, con aisladores instalados sobre soportes atornillados al poste, en armados de paso y pequeños ángulos. Se usan cruceros de distintas dimensiones, en grandes ángulos, anclajes y remates, y en postes de paso para grandes vanos. El crucero en bandera se emplea donde hay limitación de espacio o para ángulos pequeños.

El crucero metálico es el más empleado en el área rural.

Figura 18. **Cruceros**



PASO, ANCLAJES Y REMATES



BANDERA Y ANGULO

Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 24.

1.7. Retenidas

Se instalan retenidas en postes sometidos a cargas mayores a las que pueden soportar sin comprometer el coeficiente de seguridad permitido. Se recomienda reducir su número al mínimo posible. Se da preferencia a las construcciones con cimentación de concreto, sin retenida.

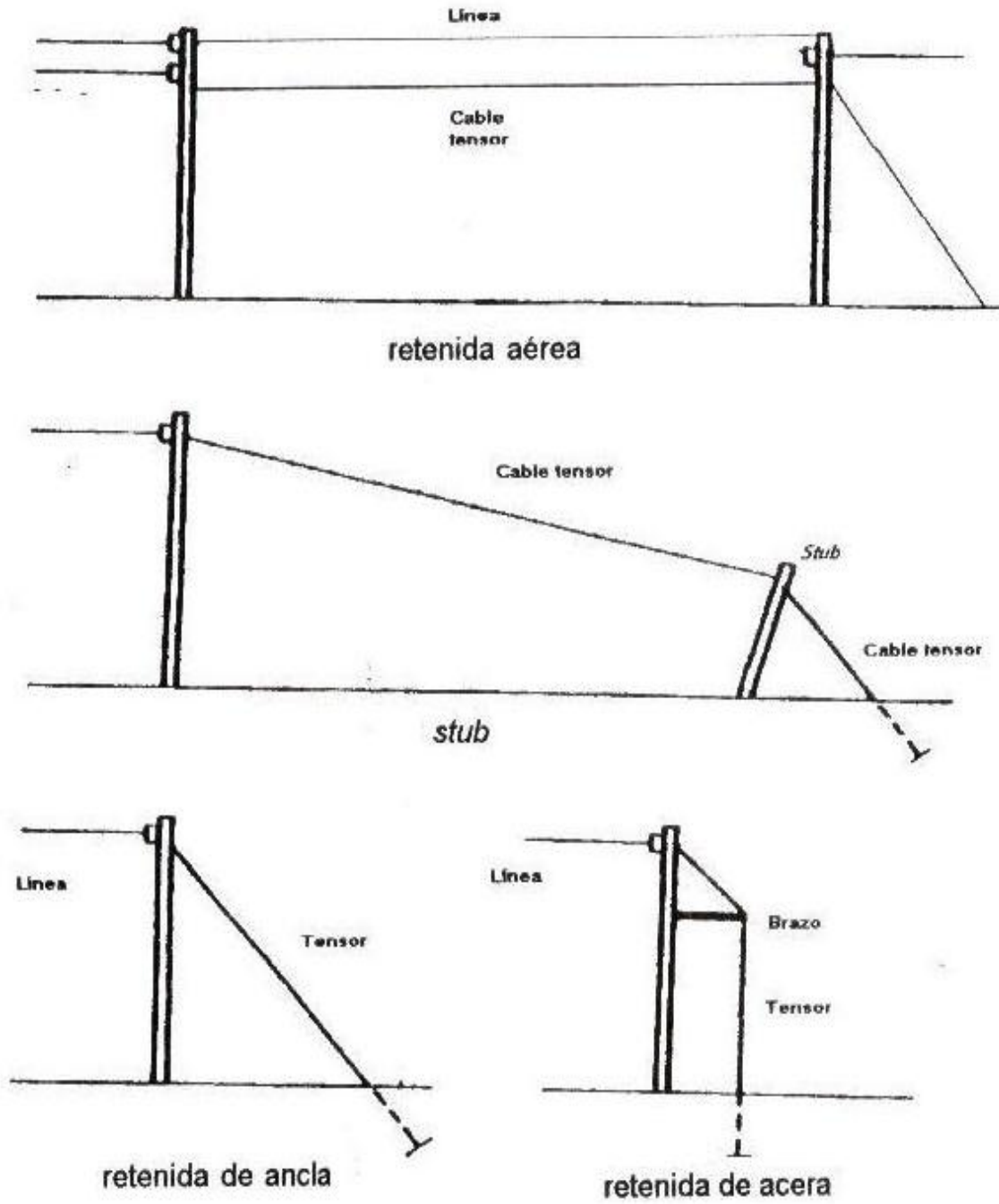
El anclaje es empleado para compensar las cargas longitudinales de las líneas (en remates) y las cargas transversales (en ángulos). Se emplean retenidas en remate de línea, anclaje, ángulo, estrella o donde el perfil topográfico lo requiera.

Para evitar el desplome de los postes, en desvíos y remates de línea se colocan las retenidas (tirantes) donde no estorben el tránsito ni obstruyan a los peatones. Las retenidas empleadas pueden ser de ancla, de tipo pared, de estaca y pared, de estaca y pared simple y doble, de poste a poste, de puntal se emplea donde no hay espacio, y el stub.

La profundidad del ancla, se determina por la longitud de la barra que es de 2,13 m (7 pies) con inclinación de 45°, sobresaliendo 0,15 m sobre el suelo.

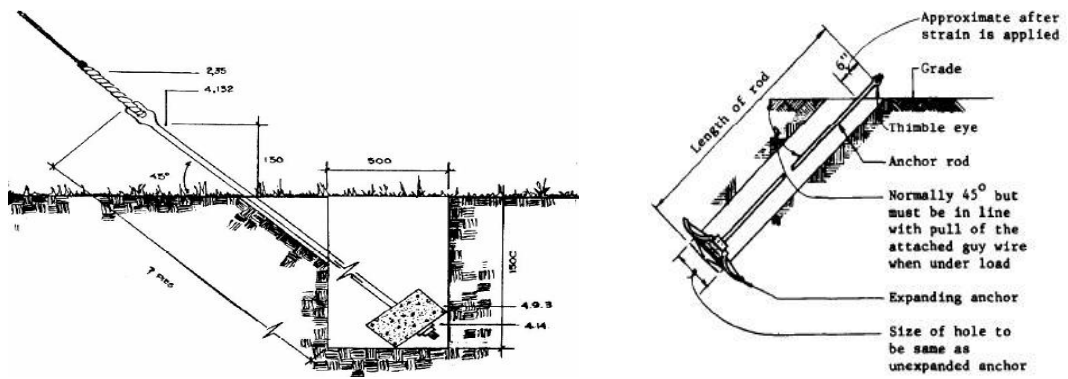
El diseño de retenidas es confiable y seguro, sin limitar la cantidad de anclas a emplear. Se emplea cable tensor de acero galvanizado HS, el calibre mínimo para 34,5 kV es de 3/8". La barra de anclaje se provee con guardacabo incorporado (barra de ojo), también se usa el guardacabo por separado. Las anclas tienen como mínimo 100 plg² y son galvanizadas, aunque también se emplean las de polipropileno, en disco de 135 mm de diámetro. Los cables se fijan al poste con fijadores de ángulo o con "patas de mula" de 5/8". Se emplean guardacabos para evitar que el cable se dañe.

Figura 19. Retenidas



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 25.

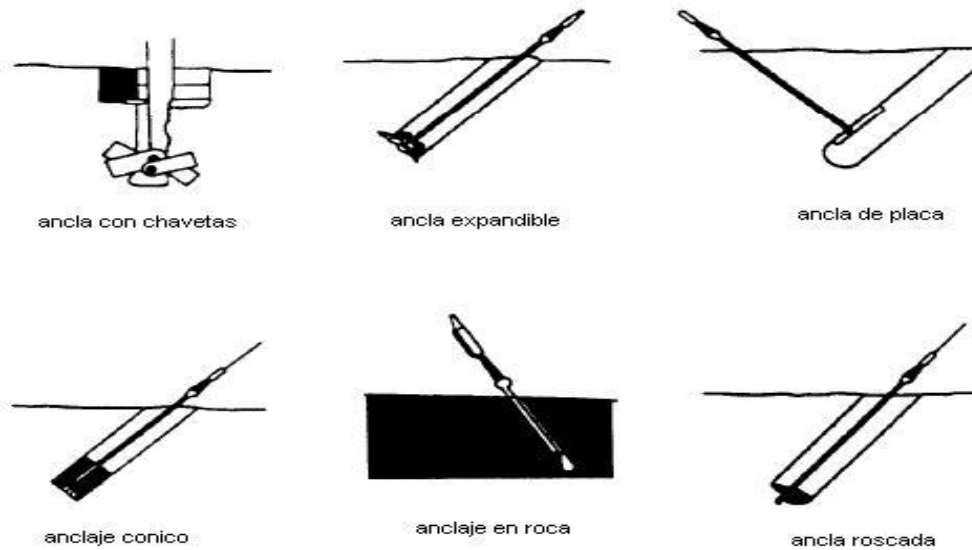
Figura 20. Anclajes



Fuente: INDE. Normas de construcción de electrificación rural. p 86.

Para cable de 1/0, se instala un cable a la altura del neutro, para soportar los esfuerzos horizontales transmitidos por éste, denominándose “cable de retenida del neutro”, se fija a la misma barra que los otros cables de retenida.

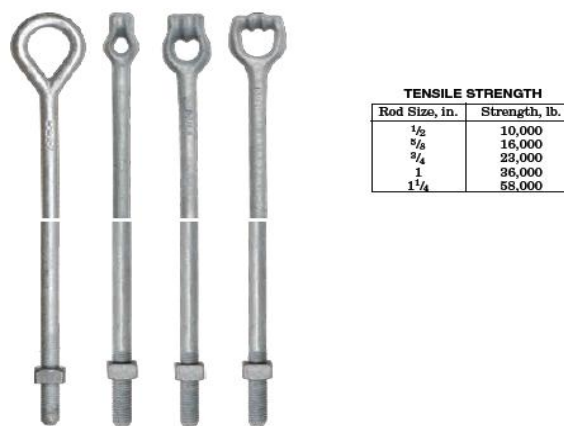
Figura 21. Anclas



Fuente: REA. *Mechanical design manual for overhead distribution lines*. p. 57.

La barra de ancla de expansión se entierra alineada con el cable de retenida. Cuando se sujeta más de un cable a la barra, ésta se entierra alineada con el cable que forma el menor ángulo con el eje vertical del poste, es decir, con el cable anclado a mayor altura en el poste.

Figura 22. Barra ancla



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 26.

El esfuerzo horizontal equivalente que los cables de fase transmiten al poste, es calculado para hipótesis normal, en función del tipo de estructura; la retenida soporta este esfuerzo, transmitiendo una parte al terreno y otra al poste, en forma de esfuerzo vertical, provocando compresión en el poste.

En retenidas con más de un cable tirante, todos soportan el mismo esfuerzo máximo. Los vanos máximos corresponden a postes de paso, sin transformadores instalados. El esfuerzo máximo en una retenida, es limitado por la carga de ruptura de los materiales, considerando un coeficiente de seguridad de 1,5. El esfuerzo máximo transmitido, varía en función de las características del terreno. Cuando las características del terreno son iguales o superiores al terreno normal, no se añade concreto.

Tabla XXXIX. **Terrenos**

| Características | Tipo de terreno | |
|--------------------------------------|-----------------|-------|
| | Normal | Flojo |
| Densidad (T_n/m^3) | 1.4 | |
| Ángulo natural de talud ($^\circ$) | 45 | 50 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 73.

En terreno normal o flojo, se realiza una zanja, donde se entierra el ancla, agregando concreto para completar un bloque, aumentando la superficie de contacto entre el ancla y el terreno, junto con la masa del bloque, aumenta el esfuerzo transmitido al terreno.

Tabla XL. **Cimentación**

| Dimensiones (m) | | Tipo de ancla | |
|--------------------|-------------|---------------|---------|
| | | Grande | Pequeña |
| Zanja | Lado | 0,9 | 0,6 |
| | Profundidad | 2 | |
| Bloque de concreto | Lado | 0,9 | 0,6 |
| | Alto | 0,7 | 0,4 |

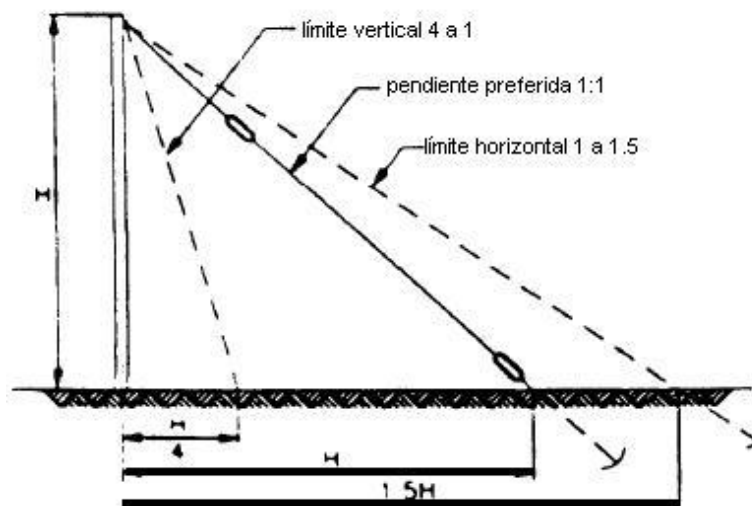
Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 73.

Los accesorios de la retenida soportan la componente horizontal de carga en la dirección de la retenida, y el poste soporta la componente vertical de todas las cargas en la estructura, incluyendo la retenida.

El número de anclas y cables, tipo de fijación al poste, etc., varía en función del cable, el armado y la configuración, señalizándose en el trazado de la línea. Se instalan retenidas en postes de ángulo mayor de 5° y en remates, alcanzando los vanos propuestos, manteniendo el coeficiente de seguridad.

El ángulo vertical para montaje de anclajes es 45°, con mínimo de 30°, medido ente el poste y el cable tirante. Si hay mas de un tirante, el ángulo de 30° se forma entre el cable colocado a mayor altura y el eje del poste. Excepto, cuando se agrega concreto, la distancia horizontal entre anclas es de 1 m. Cuando no se consigue esta separación, el ancla que sujeta al cable fijado al poste a una mayor altura, se instala con el ángulo necesario (siempre mayor de 30°) para obtener la separación.

Figura 23. Límites de anclaje



Fuente: REA. *Mechanical design manual for overhead distribution lines*. p. 56.

El ángulo del cable de retenida está medido respecto al poste, aunque es recomendable mantener 45°, a veces es necesario determinar la distancia mínima de anclaje.

$$G_h = \frac{S_h M_c + M_t + M_p}{H_g}$$

En ángulo

$$G_h = \frac{M_t}{H_g}$$

$$M_t = F_{ot} [\Sigma(T_c H_c)]$$

$$G_r = \frac{G_h}{(\sin \theta)(F_g)}$$

En remate

$$L_{ga} = H_g \tan \left[\arcsin \left(\frac{G_h}{G_u F_g} \right) \right]$$

- G_h : fuerza horizontal en el anclaje.
 T_c : tensión por cable.
 H_c : altura de cada cable.
 G_r : fuerza resultante en la retenida.
 L_{ga} : distancia mínima de anclaje.
 H_g : altura de los accesorios de anclaje.
 G_u : resistencia a la tensión de la retenida
 F_g : factor de seguridad (0,9 NESC).

Tabla XLI. Selección de retenida

| Configuración de las retenidas (Configuraciones fin de línea) | | | | |
|---|--|--|--|--|
| Conductores | Configuraciones de la línea | | | |
| | Simple circuito monofásico | Simple circuito trifásico | Simple circuito trifásico (Disp. Vertical) | Doble circuito trifásico |
| Raven | (2) Cable 3/8" (1) Varilla y ancla 3/4" | (2) Cable 3/8" (1) Varilla y ancla 3/4" | | |
| Penguin | (2) Cable 3/8" (1) Varilla y ancla 3/4" | | | |
| Partridge | | (2) Cable 1/2" (1) Varilla y ancla 1" | | (3) Cable 1/2" (2) Varilla y ancla 1" |
| Hawk (tense reducido) | | | | |
| Hawk | | (3) Cable 1/2" (2) Varilla y ancla 1" (Nota 1) | | (4) Cable 1/2" (3) Varilla y ancla 1" (Nota 2) |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 59.

1.8. Armados en MT

Las configuraciones empleadas, dependen de la potencia, topografía, nivel isocerámico, voltaje, clima, criterios del diseñador, limitaciones económicas, técnicas y legales.

- Alineación y ángulo menor a 5°, ángulos de 5° a 20°-30°, anclaje y ángulo de 20°-30° a 60°, para remates de línea.
- Alineación y ángulo hasta 30°, anclaje y ángulo de 30° a 90°, para remates de línea para neutral y anclaje en fachadas en BT.
- Remate de línea y anclaje para acometidas en fachada.
- En posición vertical.

La configuración más común para 34,5 kV es tipo compacta, en triángulo, con aisladores “*line post*” fijados al poste, sin cruceros, apto para área rural, con suficiente distancia entre cables, para los vanos habituales.

Se emplean cruceros rectos, en los postes en ángulo, amarre, remate de línea y en los de paso con vanos grandes, tabla XLII.

Tabla XLII. **Vanos**

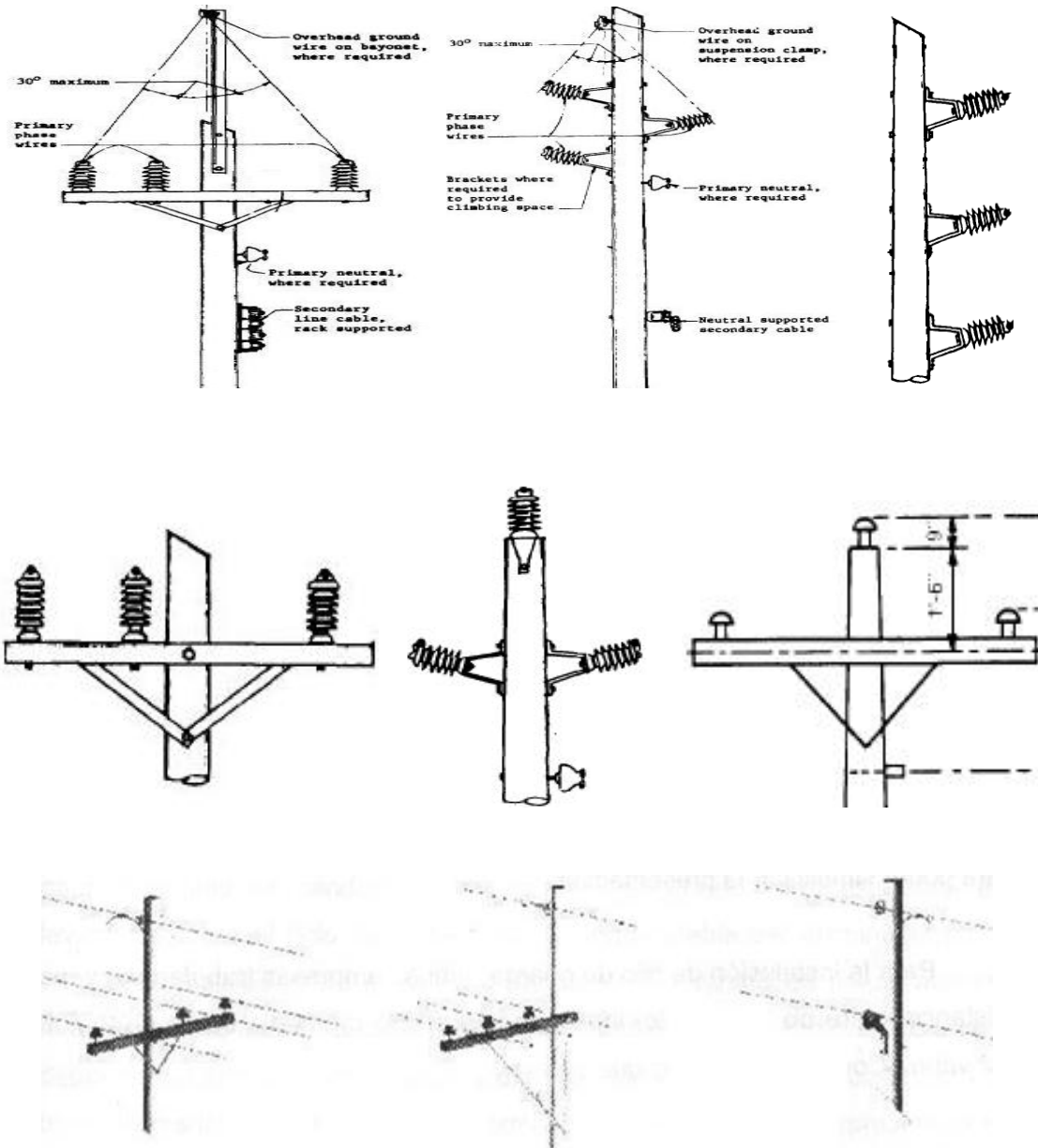
| Tipo de estructura | Longitud del vano 3 fases Terreno plano Crucero 1,8 m | Longitud del vano 1 fase Terreno plano Sin crucero |
|--------------------|--|---|
| I | 98 | 100 |
| II | 93 | 100 |
| III | 70 | 100 |
| IV | 84 | 100 |
| Remates de línea | 89 | 100 |

Los postes son de 10,67 m de concreto o madera.

La tensión primaria es de 34,5 kV y la tensión secundaria es 120/240 V.

Fuente: INDE. Normas de construcción de electrificación rural. p 42.

Figura 24. Armados

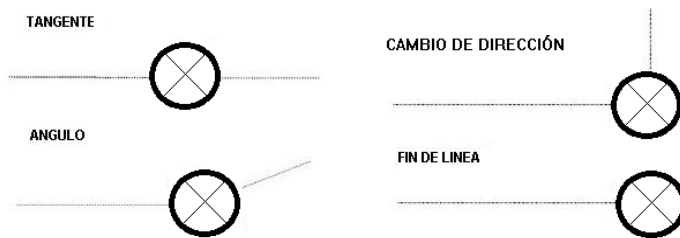


Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 36.

En áreas con elevado nivel isocerámico, las líneas primarias llevan cable de guarda, como protección adicional.

La posición de los postes, a lo largo de la línea, depende de la configuración en cada punto, ya sea de paso, remate, cambio de dirección, etc., lo cual depende del trazado de la línea y la topografía del terreno.

Figura 25. **Posicionamiento**

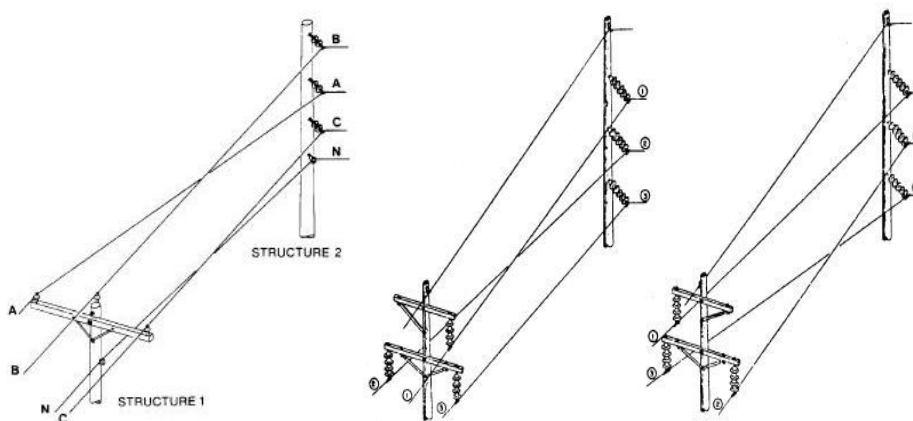


Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 37.

1.8.1. Transición y cambio de dirección

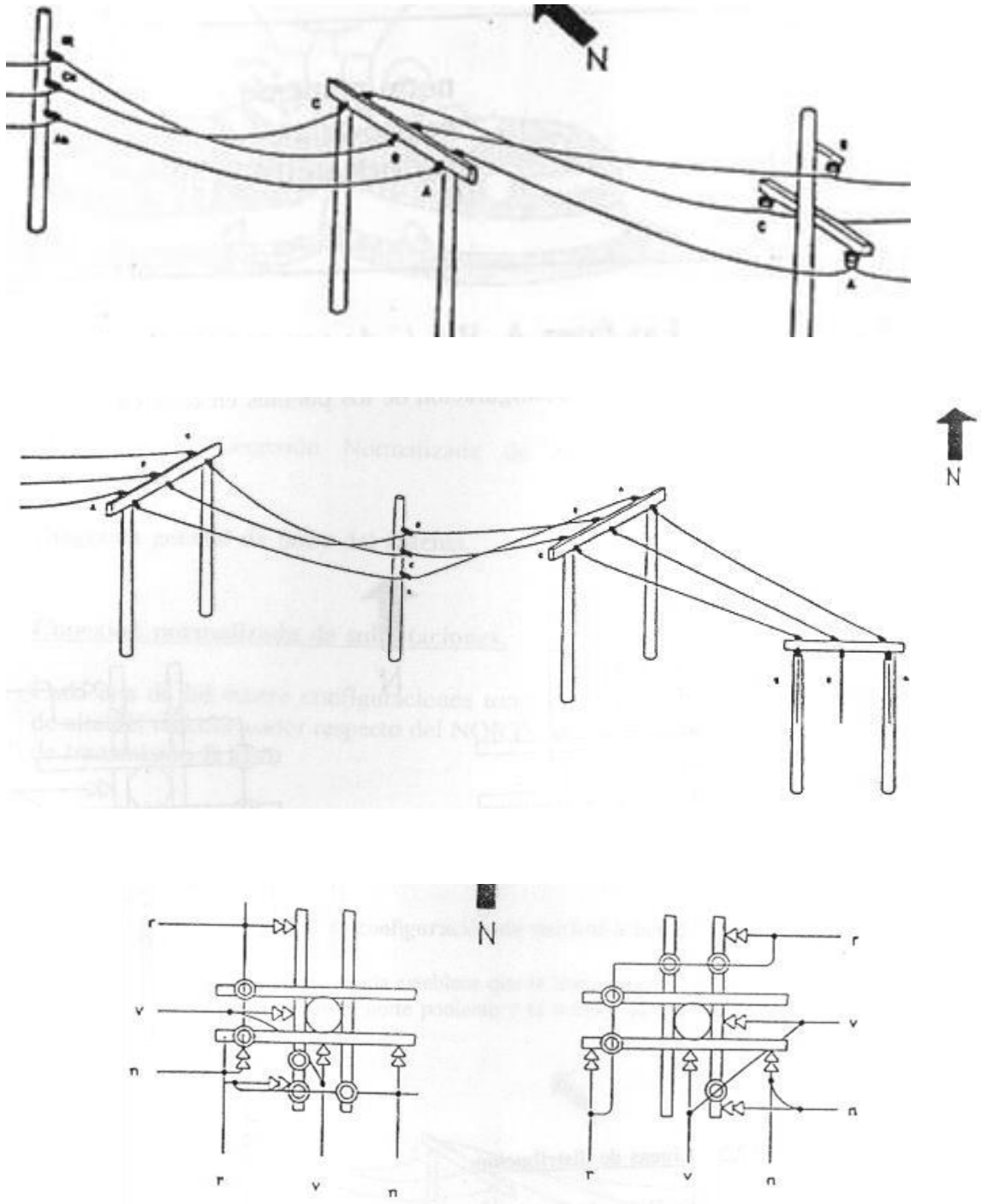
El orden correcto de fases, al pasar de una estructura a otra, es para conservar el balance y correcto funcionamiento de las protecciones, identificando las líneas más propensas a sobrecarga, con posibilidad de falla.

Figura 26. **Transición**



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 38.

Figura 27. Transición y cambio de dirección



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 39.

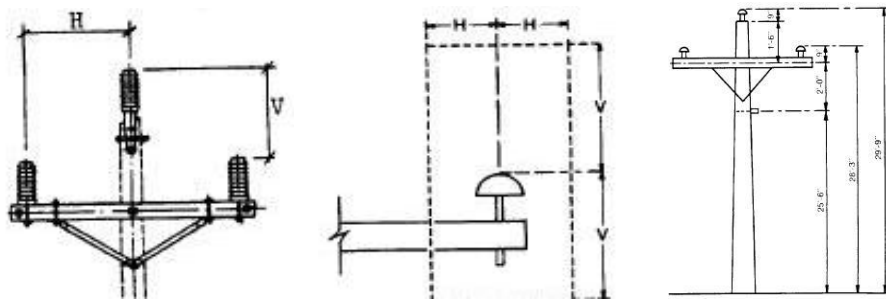
1.9. Distancias de seguridad

Las líneas en MT, cumplen las distancias de seguridad indicadas en el artículo 18, título III, capítulo I de las normas NTDOID.

Estas distancias reducen la posibilidad de contacto entre personas y circuitos o equipos, e impiden que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con las de otro, con propiedad pública o privada.

Todas las distancias se miden de superficie a superficie. Cuando los cables se encuentran en distinto plano vertical, se mantiene la separación vertical, para ángulos mayores o iguales a 45° ; para ángulos menores, la separación mínima considerada es la horizontal.

Figura 28. Distancias de seguridad



Fuente: REA. *Design manual for high voltage transmission lines*. p.42.

Los herrajes y accesorios que están energizados, debido a su conexión eléctrica a los cables de línea, se consideran como parte integral de los cables. Las partes metálicas de los pararrayos se consideran parte del apoyo. La separación vertical y horizontal, entre cables de fases, fases y neutral, en función del vano, para 34,5 kV es de 0,7 m, empleándose la tabla 5 y 6 de las normas NTDOID, si se tiene la flecha del cable.

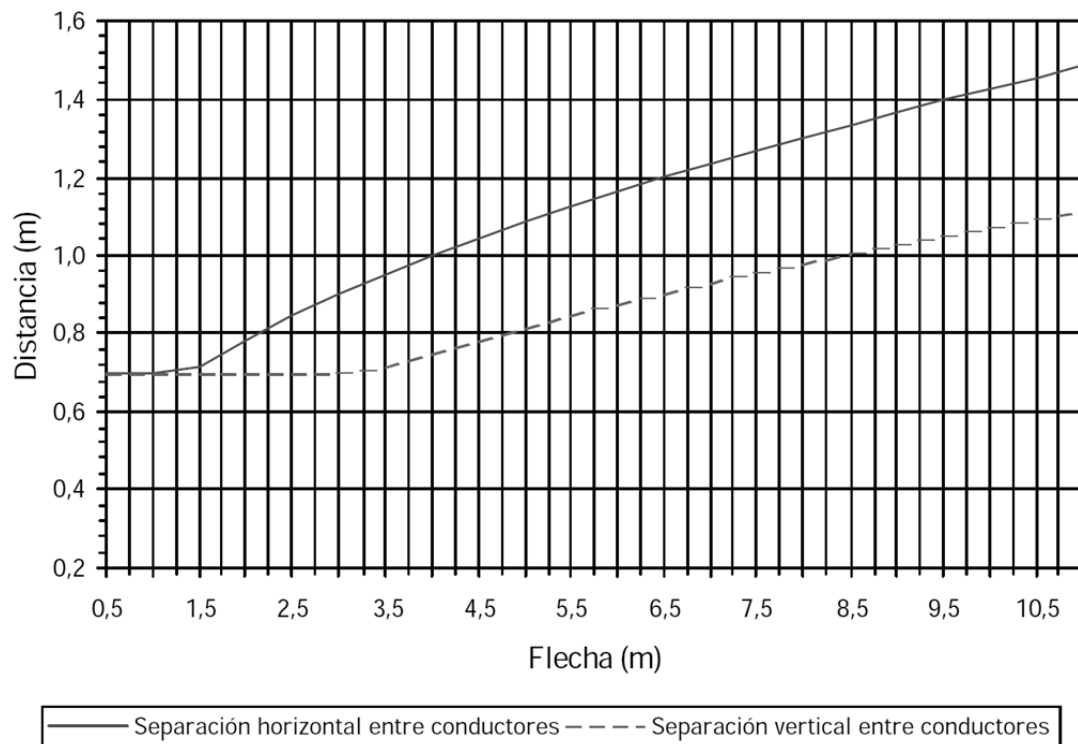
$$S = 0,0076 \cdot U + 0,368 \cdot \sqrt{f} \quad \text{Separación entre cables y soportes fijos (m)}$$

U: Voltaje entre los cables para los que se calcula la distancia (kV).

f: Flecha máxima del conductor en el vano (m).

La distancia vertical entre cables, es 75% de la distancia horizontal. La figura 29, relaciona la separación entre cables y la flecha, para 34,5 kV.

Figura 29. Separación entre cables



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 54.

Se mantienen las distancias mínimas indicadas, a menos que la distancia horizontal o vertical, obtenida por fórmula, sean mayores a los mínimos. Se elige el armado que proporcione la separación entre cables, en todo el vano, igual o superior al calculado.

La distancia de cables o elementos energizados, a soportes y elementos conectados a tierra, para 34,5 kV es de 0,34 m. La distancia entre cables de distinta fase, del mismo o diferente circuito, para 35,4 kV es de 0,41 m.

Tabla XLIII. **Libranza de equipos**

| Superficie | Distancia de seguridad mínima (m) | |
|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| | Partes de equipo puestas a tierra | Partes de equipo no puestas a tierra |
| | | 34,5 kV |
| Áreas accesibles solo a peatones | 3,5 | 4,5 |
| Áreas transitadas por vehículos | 4,6 | 5,5 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 55.

La altura de los postes es apropiada para que los cables, con su máxima flecha vertical, cumplan con las libranzas indicadas.

En cruce de líneas, se sitúa a mayor altura la de voltaje más elevado, en caso de líneas de igual voltaje, la que se instale después. El cruce se procura en la misma estructura. El cruce en diferentes estructuras se hace en el poste de la línea más elevada, manteniendo la distancia entre los cables.

Las distancias se miden en el punto de mayor acercamiento entre los cables, considerando las posibles posiciones de los mismos y el desplazamiento más desfavorable de la línea, producido según la flecha final e inicial, a 15°C con P_v de 28,74 kg/m² o la flecha final a 50°C sin viento. La dirección supuesta del viento, es la que produce la distancia más crítica.

La distancia horizontal en cruce o entre cables adyacentes, en diferentes postes, es mínimo 1,5 m, y la distancia vertical es indicada en la tabla XLIV.

Tabla XLIV. Distancia vertical entre cables

| Nivel inferior | Nivel superior (m) | |
|---|--------------------|---------|
| | Neutral | 34,5 kV |
| neutral efectivamente puesto a tierra, retenidas aéreas | 0,6 | 0,6 |
| Cables, retenidas de comunicación | | 1,5 |
| Cables suministradores hasta 750 V | | 0,6 |
| Cables suministradores de 750 V a 22 kV | | 0,8 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 57.

$S = U \cdot 0,006 + 0,6$ (m) Separación vertical entre cables (m) cuando cruza por debajo de otra línea mayor de 34,5 kV.

U: Voltaje compuesto de la línea de mayor voltaje (línea superior) (kV).

Tabla XLV. Libranzas

| Superficie | Distancia de seguridad mínima (m) | |
|---|-----------------------------------|---------|
| | Neutral | 34,5 kV |
| Carreteras, calles y áreas de tránsito | 5 | 6 |
| Aceras o caminos para peatones | 3,5 | 5 |
| Ferrocarriles | 7,2 | 8,1 |
| Aguas donde no está permitida la navegación | 4 | 5 |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción < 8 ha | 5,3 | 6,2 |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción entre 8 y 80 ha | 7,8 | 8,7 |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción ente 80 y 800 ha | 9,6 | 10,5 |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción > 800 ha | 11,4 | 12,3 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 58.

Para evitar interrupciones e incendios, se establece una zona de poda, en ambos lados de la línea, con el ancho necesario, considerando los cables en posición de máxima desviación debida al viento, la separación de las ramas en situación normal, medida horizontalmente, no es inferior a 2 m. para línea monofásica y 3 m. para trifásica.

Con líneas eléctricas, se mantiene una distancia mínima entre cables, considerando la línea de mayor voltaje.

La distancia vertical entre cables y líneas de telecomunicación, es de 1 m. cuando están en el mismo poste, y de 1,5 m. cuando están en postes distintos.

Con retenidas y mensajeros, sujetos al mismo poste, la distancia es de 0,56 m. para 34,5 kV. Se emplea la tabla 4 de las normas NTDOID.

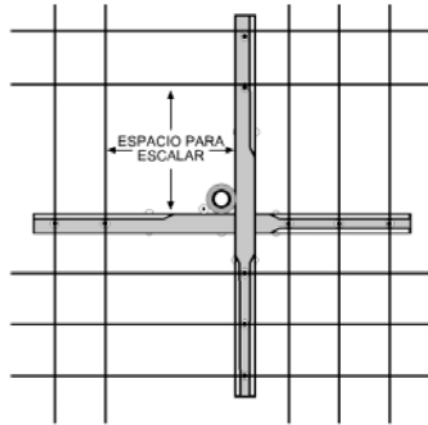
Los postes y retenidas, se colocan retirados de caminos, calles y carreteras; se colocan separados del bordillo, y, nunca a menos de 0,15 m., también se colocan retirados del inicio de la curvatura de las esquinas.

El espacio para escalar, cumple lo estipulado en el artículo 18, literal 18,7 y la tabla 11 de las normas NTDOID.

Se deja un espacio para escalar, con las dimensiones horizontales especificadas, enfrente de cualquier cable, crucero y partes similares, figura 30. El espacio para escalar a 34,5 kV es de 1 m, y, se requiere solamente en un lado del poste, debe extenderse, verticalmente, hacia arriba y debajo de cada nivel de cables, pero puede cambiarse de un lado del poste a cualquier otro. Se recomienda que los crucesos se localicen en el mismo lado de la estructura.

El espacio para escalar se deja previsto longitudinal y transversalmente, a la línea, y, se extiende verticalmente, no menos de 1 m. arriba y debajo de los cables que limiten el espacio. En tramos de línea, no soportados por crucesos, el ancho total del espacio que se acaba de determinar, se mide a partir del tramo longitudinal del que se trate.

Figura 30. **Espacio para escalar**



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 24.

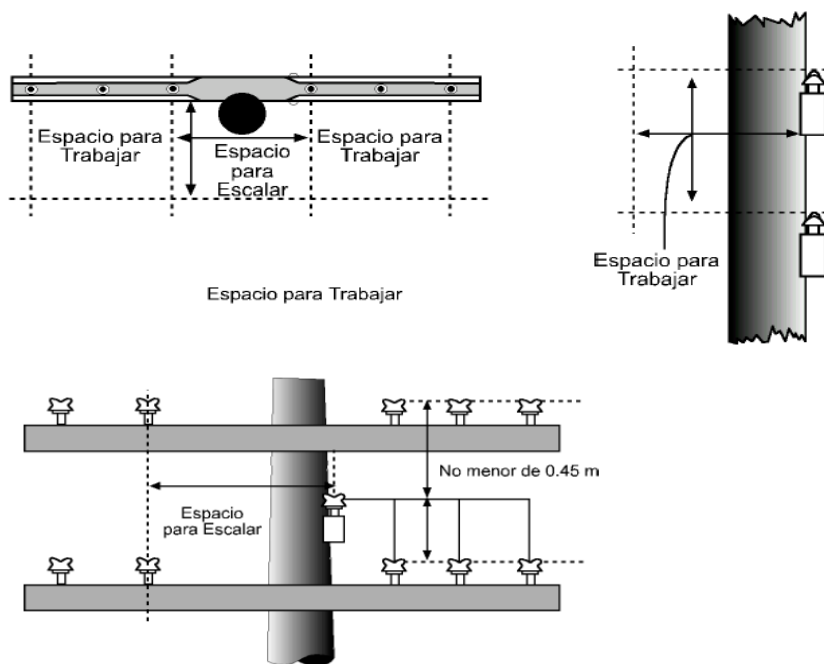
El espacio para trabajar cumple lo estipulado en el artículo 18, literal 18,8 y la tabla 11, de las normas NTDROID.

Se dejan espacios para trabajar a ambos lados del espacio para escalar, figura 31. A lo largo del crucero, el espacio para trabajar se extiende desde el espacio para escalar hasta el más alejado de los cables en el crucero. Perpendicularmente al crucero, el espacio es el mismo que para escalar, y, verticalmente, no es menor que el espacio dejado entre cables soportados a diferentes niveles en el mismo poste.

Los espacios para trabajar no se obstruyen por cables verticales o derivados, siendo colocados, preferiblemente, en el lado del poste, opuesto al lado destinado para escalar, de no ser esto posible, pueden colocarse en el mismo lado para escalar, siempre que queden separados del crucero por una distancia no menor que el ancho del espacio para escalar requerido para los cables de mayor voltaje.

Los cruceros transversales, pueden emplearse siempre y cuando se mantenga el espacio para escalar, en 34,5 kV se deja el espacio lateral para trabajar, conforme a la distancia vertical entre los cables derivados, sujetos al crucero transversal y los cables de línea.

Figura 31. **Espacio para trabajar**



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 26.

2. TRANSFORMADORES

El transformador de distribución es necesario para la reducción del voltaje primario de 34,5 kV al voltaje secundario 120/240 V, 120/208 V, etc, tienen una capacidad no mayor de 500 kVA. Para su empleo se incluye el poste, armados, accesorios de maniobra y protección del lado primario y secundario; y los herrajes que soportan al transformador y a los accesorios. La alimentación es aérea, con cable desnudo y se monta en postes de concreto de 10,5, 12 y 14 m.

Los transformadores en el área rural, son monofásicos, con uno o dos *bushings* en el primario, convencionales o autoprottegidos, para montaje en poste o en plataforma (bancos trifásicos mayores de 225 kVA).

2.1. Transformador convencional S

Es el más empleado en el área rural, posee dos *bushings* en el primario y tres en el secundario, no tiene protecciones incorporadas, por que se emplea el cortacircuitos (sobrecorrientes) y pararrayos (sobrevoltajes) conectados en el primario, se emplean para conexión de bancos trifásicos, para 60 hz, su enfriamiento es por inmersión en aceite dieléctrico, su voltaje primario es 19,92/34,5 kV y el secundario de 120/240 V; con NBI de 150 kV o 125 kV (reducido), puede regular el voltaje con el cambiador de *taps* incorporado, de 2 * 2 ½ % para ± 5% en total; en capacidades de 10, 15, 25, 50 y 75 kVA.

2.2. Transformador autoprotegido CSP (*complety self protected*)

En el área rural, se emplea el transformador CSP con un solo *bushings* en el primario, en potencias de 10, 25, 50 y 75 kVA.

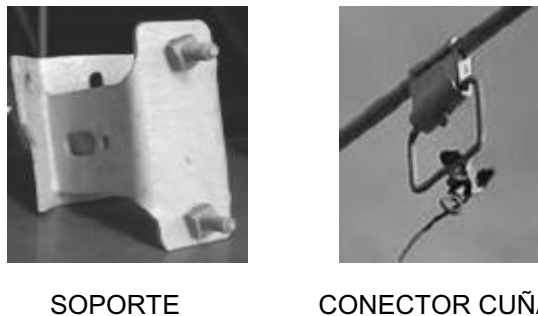
Trae incorporadas las protecciones en el primario, contra sobrevoltajes (pararrayos), sobrecorrientes (fusibles) y, sobrecargas (flipón) en el secundario, tiene luz indicadora de sobrecarga, que enciende al dispararse el flipón en el secundario, y se mantiene, aunque se reduzca la carga, se apaga por medio de la palanca de operación, que esta marchamada en posición normal, y, se opera con pértiga; se emplea en servicio monofásico o en conexiones en delta abierta trifásica, para 120/240 V; puede regular el voltaje con el cambiador de *taps* incorporado, de $2 * 2 \frac{1}{2} \%$ para $\pm 5\%$ en total;

Figura 32. **Transformador**



Fuente: ABB, *Distribution transformer guide*. p. 08.

Figura 33. **Accesorios**



Fuente: Deorsa-Deocsa, *Manual de diseño de redes de distribución*. p. 60.

El transformador se fija al poste por medio de herrajes, figura 33. El voltaje máximo es 5% del voltaje nominal.

Tabla XLVI. Transformador CSP

| VALORES MECANICOS | | | | |
|--|-----------|---------|-------|-------|
| Potencia kVA | 10 | 25 | 50 | 75 |
| Peso (kg) | 135 | 190 | 330 | 450 |
| Diámetro cuba (mm) | 400 | 450 | 550 | 600 |
| Altura total (mm) (1) | 900 | 1100 | 1300 | 1350 |
| Superficie frontal (m2)) (2) | 0,200 | 0,315 | 0,495 | 0,570 |
| Superficie lateral (m2) (2) | 0,200 | 0,315 | 0,495 | 0,570 |
| Fondo (mm) | 600 | 650 | 750 | 800 |
| Aceite (L) | 50 | 85 | 150 | 200 |
| VALORES ELÉCTRICOS | | | | |
| Voltaje primario (KV) | 19,9/34,5 | | | |
| Voltaje secundario (V) | 120/240 | | | |
| Voltaje de cortocircuito | ≤ 3% | | | |
| BIL primario (KV) | 150 | | | |
| BIL secundario (KV) | 30 | | | |
| frecuencia (hz) | 60 | | | |
| Refrigeración | ONAN | | | |
| Elevación de temperatura | 65°C | | | |
| Voltaje a baja frecuencia (KV) | 50 | | | |
| BUSHINGS | | 34,5 kV | BT | |
| BIL primario (KV) | 200 | | 30 | |
| voltaje a frecuencia industrial en seco, 1 min (kV) | | | 10 | |
| Voltaje a frecuencia industrial bajo lluvia, 10 s (kV) | | | 6 | |
| Distancia de arco mínima (mm) | ≥ 660 | | | |
| V _{máx.} PARA ACCESORIOS | | | | |
| Voltaje nominal (V) | 34,500 | | | |
| Voltaje máximo (V) * | 36,225 | | | |

Fuente: elaboración propia.

La conexión se hace desde la línea de 34,5 kV hasta el *bushing* del transformador, pasando por el pararrayos, sin cortar ni empalmar, la longitud se reduce al mínimo, el cable empleado es de cobre desnudo 2 AWG, se conecta a la línea empleando conector cuña con estribo y conector fargo para estribo.

El cable del *bushings* de BT, depende de la corriente nominal y cortocircuito. Cuando se conecta el transformador a una red de BT nueva, los cables se conectan directamente a los *bushings* de BT; si es una red existente, se hacen los puentes entre los *bushings* y la red, estas conexiones se hacen con terminales de espiga, doble agujero, de pin o de compresión tipo pletina con adaptador.

Tabla XLVII. Cables de BT

| Potencia (kVA) | Puente | Cable | Puentes | |
|--------------------------|-------------------|---------------------------------|-------------|---------|
| 10 | Simple | Triplex 1/0 AAC – 1/0 ACSR | --- | |
| | Doble | Triplex #2 AAC / #2 AAC | --- | |
| 25 | Simple | Triplex 4/0 AAC – 4/0 ACSR | --- | |
| | Doble | Triplex 1/0 AAC – 1/0 ACSR | --- | |
| 50 y 75 | Simple | Triplex 336,4 AAC – 4/0 ACSR | --- | |
| | Doble | Triplex 4/0 AAC – 4/0 ACSR | --- | |
| 2 × 25 | Simple | Cuadriplex 4/0 AAC – 4/0 ACSR | 4/0 ACSR | |
| | Doble | | | |
| 2 × 50 ó 2 × 75 | Simple | Cuadriplex 336,4 AAC – 4/0 ACSR | | |
| | Doble | Cuadriplex 4/0 AAC – 4/0 ACSR | | |
| 3 × 50 ó 3 × 75 | Doble | Cuadriplex 336,4 AAC – 4/0 ACSR | | |
| Triplex | | | | |
| Fase | Tamaño | #2 AWG | 1/0 | 4/0 |
| | Tipo | AAC | AAC | AAC |
| | Nº alambres | 7 | 7 | 19 |
| | Aislado / desnudo | Aislado | Aislado | Aislado |
| Neutro | Tamaño | #2 AWG | 1/0 | 4/0 |
| | Tipo | AAC | ACSR | ACSR |
| | Nº alambres | 7 | 6/1 | 6/1 |
| | Aislado / desnudo | Desnudo | Desnudo | Desnudo |
| Corriente máxima (A) | | 150 | 205 | 300 |
| Cuadriplex | | | | |
| Fase | Tamaño | | 4/0 | 336,4 |
| | Tipo | | AAC | AAC |
| | Nº alambres | | 19 | 19 |
| | Aislado / desnudo | | Aislado | Aislado |
| Neutro | Tamaño | | 4/0 | 4/0 |
| | Tipo | | ACSR | ACSR |
| | Nº alambres | | 6/1 | 6/1 |
| | Aislado / desnudo | | Desnudo | Desnudo |
| Corriente máxima (*) (A) | | | 275 | 370 |

Fuente: elaboración propia.

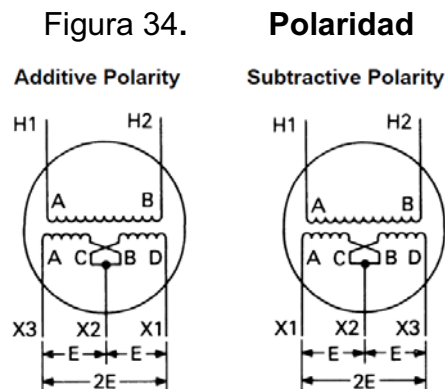
Los conectores de BT son de tornillo, tipo pala o bandera. El conector del terminal es tipo anillo apernado, admite cables 2 y 4/0, la conexión es vertical.

2.3. Bancos trifásicos

El diagrama fasorial se emplea para determinar la conexión del banco trifásico. La polaridad determina la posición de las terminales del transformador, las cuales se marcan con letras y números.

En los terminales primarios, se emplea la letra “H”, y en los secundarios la letra “X”, llevan la numeración 1, 2, 3, etc.; el número más bajo y el más alto indican los terminales del arrollamiento total, y los números intermedios, las derivaciones. La polaridad es sustractiva si H1 y X1 están colocados en seguida o frente uno de otro, y aditiva si X1 está en diagonal con H1.

Los transformadores monofásicos, en banco trifásico, conectado en delta-delta, tienen las mismas relaciones de voltaje, impedancia y polaridad; en conexión delta abierta, tienen las mismas relaciones de voltaje, la misma impedancia (la diferencia no es mayor del 10%), y la misma polaridad, ambos aditiva o sustractiva.



Fuente: ABB, *Distribution transformer guide*. p. 22.

Transformadores monofásicos 120/240 V, con capacidad hasta de 75 kVA, se conectan en paralelo con polaridad “aditiva”, para capacidades mayores, se conecta con polaridad “sustractiva”.

Las condiciones para conectar transformadores en paralelo es que las unidades deben tener valores iguales en la relación de espiras y voltaje, relación de resistencia a reactancia, capacidad de devanados, porcentaje de impedancia (referida a la misma base), voltaje en el primario y el secundario, relación de transformación en vacío, tipo de enfriamiento, aislamiento y temperatura de operación, altura de operación, edad, NBI, frecuencia, rotación de fases, polaridad, desplazamiento angular, factor de potencia, etc.

En transformadores monofásicos, no hay rotación ni desplazamiento. Si la relación de espiras no es la misma, circula corriente en vacío. Si el porcentaje de impedancias o la relación de resistencias a reactancias son diferentes, no existen corrientes en vacío, pero las cargas no se reparten proporcionalmente a la capacidad de los transformadores.

La tolerancia permitida para el porcentaje de impedancia en los dos bobinados de los transformadores no supera el 7%; y la relación de transformación entre el voltaje primario y el secundario es menor al 1%.

La rotación de fases, es el orden en el cual los voltajes alcanzan su valor máximo, al llegar a los terminales del transformador de igual polaridad; en paralelo, se conectan los terminales con voltajes máximos simultáneos.

Se emplean diagramas estándar para representar los grupos de conexión, que incluyen letras y números, el código se lee de izquierda a derecha, la primer letra representa el devanado primario, la segunda indica el secundario.

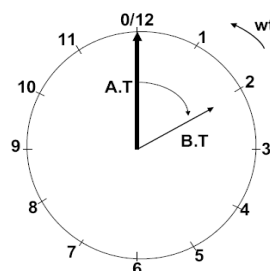
Las letras mayúsculas representan el primario, las minúsculas el secundario. D, d = delta; Y, y = estrella; N, n = neutral. El número final, de 0 a 11, corresponde a las horas del reloj (se emplea el “0” en lugar del “12”) es un multiplicador de 30° , indica el desfase (índice horario) entre devanados. La norma IEC 60076-1, 2, 3, 4, indica detalladamente esta nomenclatura.

La nomenclatura Ydi indica primario estrella, secundario delta, desfase de $i \times 30^\circ$ entre vectores de fase de f.e.m. primario y secundario. El desplazamiento angular, es el ángulo, formado en el diagrama vectorial, entre la línea que sale del neutro a H1, con otra línea que sale del neutro a X1. Es el ángulo de tiempo entre voltaje primario y secundario de referencia, en sistema trifásico, midiendo el ángulo en dirección contraria a las manecillas del reloj.

Las combinaciones en delta y estrella, producen cambio de fase (si no 0) de 30° o múltiplos de 30° . En la norma UNE-EN 60076-4 se describe, detalladamente, el “índice horario”.

Según el método de índice horario, i toma valores entre 0/12, 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11 (conexiones con $i = 3, 9$ no se hacen). Los subíndices impares se obtienen en conexión estrella, Yd o Dy, en los demás, el índice es par.

Figura 35. **Índice horario**



Fuente: elaboración propia

El ángulo de desplazamiento se obtiene, midiendo el barrido angular del vector de una fase del primario, hasta el vector de la misma fase en el secundario, este último se considera en atraso.

La conexión Y/D produce un desplazamiento de fases de 30° entre el voltaje primario y secundario, los transformadores con esta conexión, no se conectan en paralelo con otros transformadores con conexión Y/Y o D/D.

El desplazamiento angular, según ANSI, para sistema delta-estrella, delta-delta o estrella-estrella, el primario está adelantado 0° respecto al secundario; y, para delta-estrella o estrella-delta, es de 30°. Cuando dos o más bancos se conectan dentro del mismo sistema secundario o se conectan en paralelo, deben tener el mismo desplazamiento angular para evitar corrientes circulantes.

En la conexión estándar, las unidades tienen polaridad aditiva y desplazamiento angular según ANSI. En la conexión simplificada, el secundario está en delta, polaridad aditiva, desplazamiento angular no estándar de 180°.

Figura 36. Conexiones

| | | |
|----------------------------------|--|--|
| GRUPO 1 DESFAZAMIENTO 0° | | |
| GRUPO 2 DESFAZAMIENTO 180° | | |
| GRUPO 3 DESFAZAMIENTO 30° | | |
| | | |

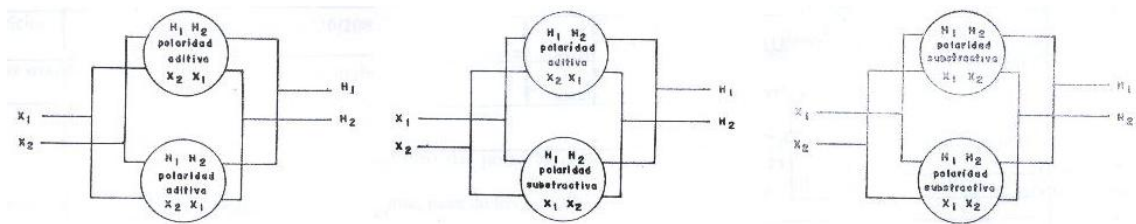
Fuente: ANSI C57,12,90-1999. p. 18.

Para mayor capacidad, se conectan en paralelo dos transformadores de igual o distinta potencia nominal. Los transformadores monofásicos, de polaridad aditiva o sustractiva, se conectan, según la figura 37, cumpliendo con tener voltajes nominales idénticos, ajuste de tomas idénticos, frecuencia de operación idéntica y el porcentaje de impedancia de un transformador debe estar entre el 92,5% y el 107,5% del otro.

Transformador con capacidad hasta 75 kVA, se conecta en paralelo con polaridad “aditiva”, capacidad mayor se conecta con polaridad “sustractiva”.

La norma ANSI C57,12,00, literal 5,7,1 para transformadores, especifica polaridad “aditiva” como estándar sobre todas las unidades monofásicas, en tamaños hasta 200 kVA, con bobina de primario hasta 8 660 volts. Todas las otras unidades tienen polaridad “sustractiva”.

Figura 37. **Conexión en paralelo**

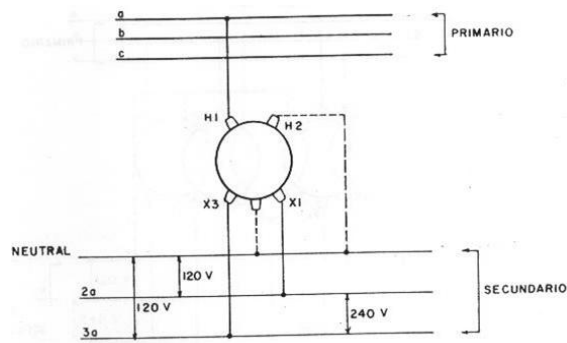


Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 200.

2.4. Conexiones en BT

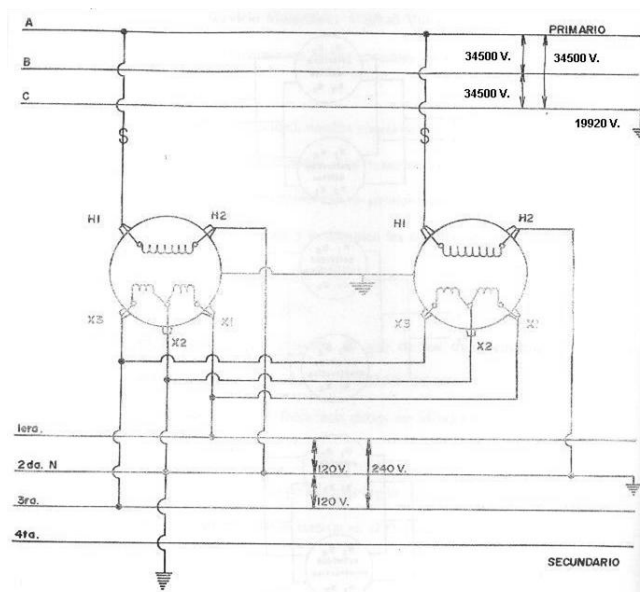
Se indican a continuación, los diagramas de las conexiones más empleadas en la red de distribución, para área rural

Figura 38. **Servicio monofásico, 120/240 V**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 61.

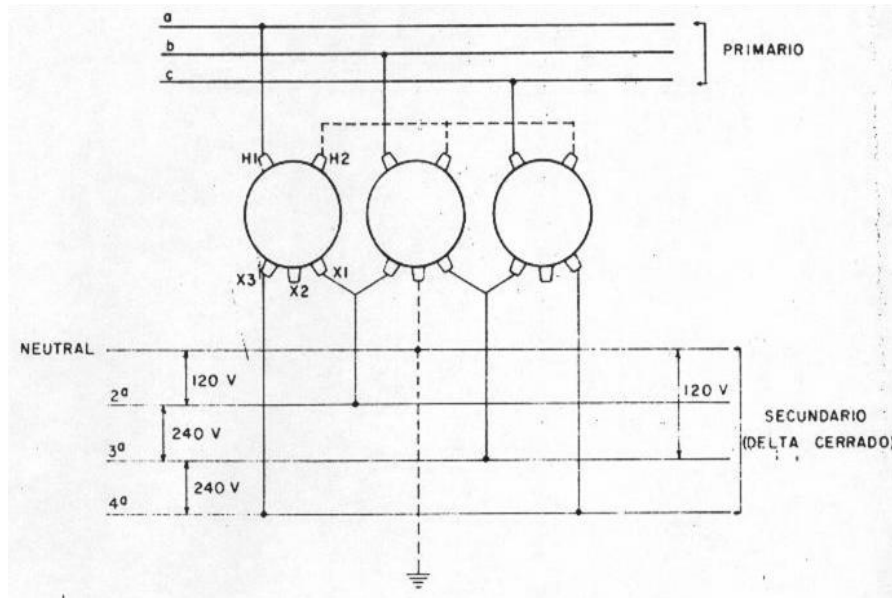
Figura 39. **Servicio monofásico, 120/240 V, dos transformadores**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 62.

Empleada únicamente en emergencia. Esta conexión es antieconómica.

Figura 40. **Servicio trifásico, estrella-delta 120/240 V**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 203.

Para cargas predominantemente trifásicas a 240 V, con un porcentaje pequeño de carga monofásica a 120/240 V. Las cargas fluctuantes se conectan entre la 3a. y 4a. línea, el neutro del primario se deja flotante, el neutro del secundario se conecta sólidamente a tierra.

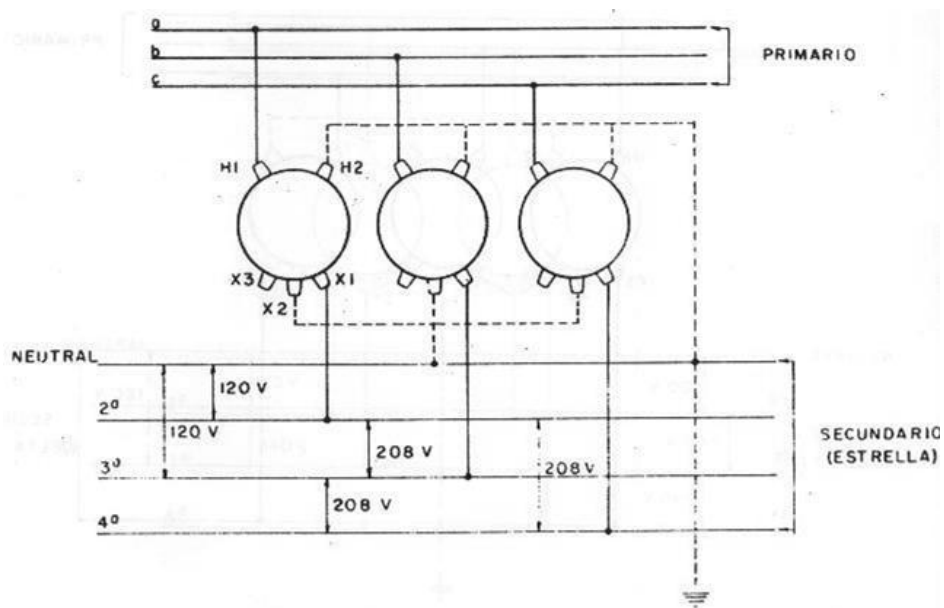
El transformador con la toma intermedia, conduce $\frac{2}{3}$ de la carga monofásica 120/240 V y $\frac{1}{3}$ de la carga trifásica a 240 V, cada una de las otras dos unidades conduce $\frac{1}{3}$ de la carga 120/240 V y $\frac{1}{3}$ de la carga 240 V.

La conexión estrella-delta con neutro primario flotante, 34,5 kV, a 4 hilos, produce ferorresonancia, que puede ser hasta cinco veces el voltaje nominal del sistema, quemando el banco, esto se produce cuando se energiza o desenergiza el banco, empleando desconectores monofásicos, localizados en las terminales del primario.

Estos transformadores se queman fácilmente si se produce algún cortocircuito en el primario, porque cada transformador actúa como transformador para conexión a tierra, en presencia de desequilibrio en el primario, lo cual reduce su capacidad propia respecto a la carga conectada y aumenta la posibilidad que se quemem. Si se abre cualquier fase del circuito de alimentación primario, el banco queda automáticamente conectado en estrella abierta – delta abierta, y, continúa suministrando energía trifásica a capacidad reducida. Con esta conexión, los transformadores se queman o los interruptores se disparan.

El neutro del lado primario del transformador no se conecta al neutro del circuito, pues se provoca circulación de corrientes en la delta, que trata de equilibrar cualquier desequilibrio de carga conectada al primario, y provoca que el banco se quemem.

Figura 41. **Servicio trifásico, estrella-estrella 120/208 V**



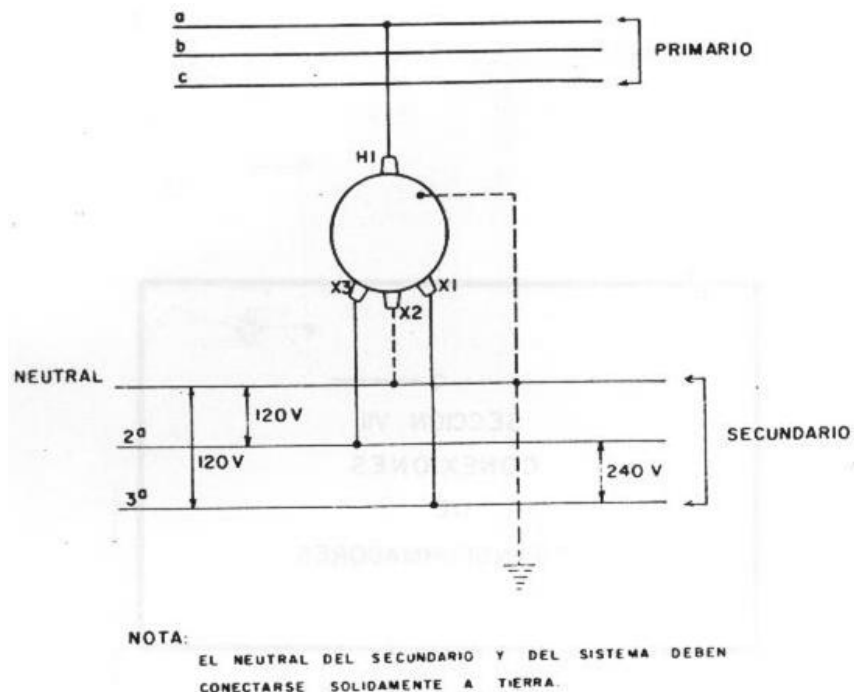
Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 204.

Para cargas trifásicas comerciales o industriales, con grandes cargas de iluminación y fuerza monofásica. Las cargas son tomadas de las tres fases por lo que se obtiene un sistema balanceado.

Se colocan las bobinas del lado secundario del transformador, en paralelo, para obtener 120/208 V. El neutro es sólido y de baja resistencia. El neutro del primario se conecta al neutro del sistema y ambos se conectan sólidamente a tierra, de lo contrario, pueden producirse voltajes excesivos en el secundario.

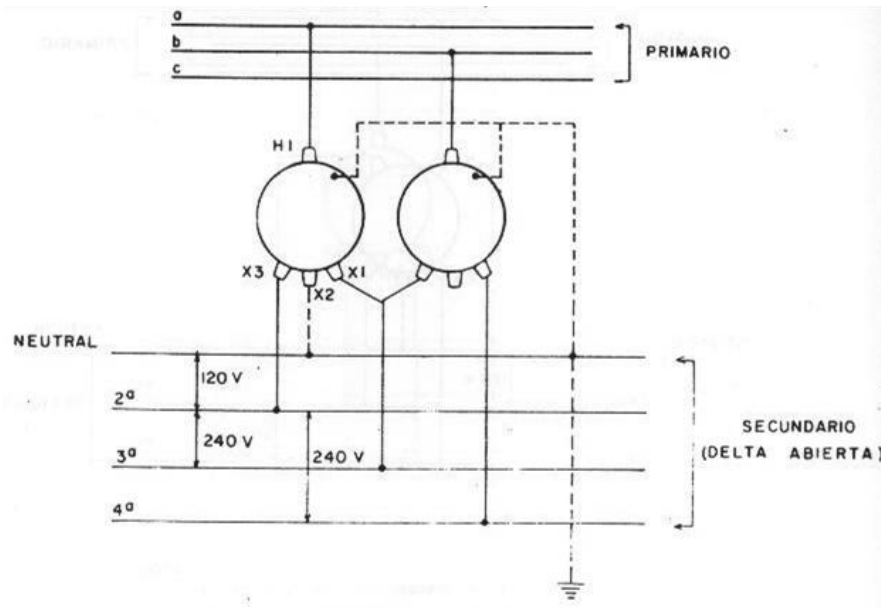
Para prevenir ferorrresonancia, las cargas trifásicas son suministradas por un banco estrella-estrella, con ambos neutrales sólidamente aterrizados, aunque esto genera corrientes de tercera armónica, y el banco queda fuera de servicio, si uno de los transformadores monofásicos se avería.

Figura 42. **Servicio monofásico, 120/240 V, con CSP**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 205.

Figura 43. **Servicio trifásico, estrella abierta – delta abierta 120/240 V**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 206.

Bajo la condición que el factor de potencia de la carga monofásica es más elevado que el de la carga trifásica, se prefiere la conexión en adelanto, ya que proporciona mejor uso de la capacidad del transformador, menor caída y desequilibrio de voltaje, aunque la regulación monofásica es un poco mayor.

En la conexión en adelanto, la carga monofásica se conecta al transformador, con voltaje 120° en adelanto respecto al otro transformador, conectando la carga monofásica a la 1a. y 3a. línea. El neutral del secundario y del sistema, se conectan a tierra.

Se aplica para suministro de energía monofásica a 120/240 y pequeños porcentajes de energía trifásica (por lo común, se emplean transformadores de distinta capacidad). Es más apropiada cuando la carga monofásica es igual o mayor que la trifásica.

Se recomienda que la carga monofásica sea más del doble que la trifásica, ya que la capacidad es solo 86,6% de la correspondiente a dos unidades, que forman el banco trifásico. La capacidad de esta conexión es 57,7% del banco delta-delta de 3 unidades. Cargas fluctuantes se conectan entre la 3a. y 4a. línea.

Esta conexión resulta en voltajes secundarios desbalanceados, que dañan equipos trifásicos, si se emplea en cargas predominantemente trifásicas. Sirve en casos de emergencia, cuando se daña una unidad del banco estrella-delta.

Para el servicio monofásico 120V o 120/240V se emplea transformador CSP y para servicio trifásico 120/240V o 120/208V, se emplea el convencional. Para el área rural, se prefiere el empleo del CSP, siendo de bajas pérdidas, para cumplir lo establecido por la CNEE. Para los bancos trifásicos se emplea el transformador convencional, de bajas pérdidas. Ambos tipos de transformadores, llevan *tap's*, de 5 posiciones (2 ½ % arriba y abajo) para regular voltaje, y emplean aceite dieléctrico, sin PCB's, mineral, ASME tipo II (contra incendios)

Los detalles constructivos de los transformadores están en las normas ANSI C57,12,00 y C57,12,10, IEC 60076-1, 60076-2, 60076-5 y 60076-8; y los protocolos de pruebas en ANSI C57,12,1999, IEC 60076-3 y 60076-4.

Las pruebas RT (*routine test*) de fábrica incluyen: voltaje nominal y grupo vectorial, corriente de magnetización y pérdida sin carga, impedancia y secuencia cero, operación del *tap's*, nivel de ruido, resistencia de bobinado, sobrevoltaje aplicado e inducido, impulso por rayo, resistencia del aislamiento, y componentes secundarios, las TT (*type test*) incluyen elevación de temperatura, impulso por maniobra, presión en vacío y componentes secundarios.

2.5. Cálculos eléctricos

El devanado primario se conecta entre una fase y el neutral. Se determina la corriente de cortocircuito. en el secundario. del transformador, para dimensionar y coordinar las protecciones, según la potencia empleada.

$$I_{MT} = \frac{P_n \cdot \sqrt{3}}{U_{MT}} \quad (A)$$

Corriente en el primario (A)

$$I_{BT} = \frac{P_n \cdot 10^3}{U_{BT}} \quad (A)$$

Corriente en el secundario (A)

$$I_{BT} = \frac{P_n \cdot 10^3}{U_{BT}} \quad (A)$$

Corriente de cortocircuito en *bushing* de BT (A)

P_n : Potencia aparente (kVA)

I_n : Corriente nominal (A)

U_{MT} : Voltaje primario entre fases (kV)

U_{BT} : Voltaje secundario entre fases (V)

U_{cc} : Voltaje de cortocircuito. Se toma 1,5 % para todos los transformadores.

Tabla XLVIII. Corrientes y usuarios

| Potencia (kVA) | Corriente Nominal (A) 34,5/19,92 kV | Corriente Cortocircuito (A) 34,5/19,92 kV | Un transf. Corriente nominal (A) 240V | Dos transf. Corriente nominal (A) delta abierta 240/120 V | Tres transf. Corriente nominal (A) estrella 208/120 V | Corriente cortocircuito (A) 240 V | Usuarios por transf, área rural |
|----------------|--|--|--|---|---|--------------------------------------|---------------------------------|
| 10 | 0,5 | 33,33 | 41,67 | | | 2 778 | 15 |
| 25 | 1,26 | 84 | 104,17 | 104,17 | | 6 944,67 | 39 |
| 50 | 2,51 | 167,33 | 208,33 | 208,33 | 416,67 | 13 888,67 | ** |
| 75 | 3,77 | 251,33 | 312,5 | 312,5 | 625 | 20 833,33 | ** |

Transformadores CSP, con brazo máx., de 350 m.

Carga promedio por usuario de 0,65 kW.

Cantidad de servicios cuando se usa $f_c = 0,75$.

Se considera un año de servicio del transformador para la saturación.

** depende de la distancia del brazo secundario, puede ser mayor o menor, según la densidad de carga.

Fuente: elaboración propia.

2.6. Cálculos mecánicos

Se determinan los esfuerzos producidos por el montaje de uno ó varios transformadores sobre el poste, para no sobrepasar el límite permitido. Los esfuerzos más significativos son provocados por el viento sobre los transformadores, sumándose a los ejercidos sobre el poste por la línea de MT, el neutral, la línea de BT y cables de otros servicios. Una vez calculados los esfuerzos, se comparan con el esfuerzo nominal del poste comprobando la resistencia adecuada.

Debido a límites mecánicos, sólo se montan bancos de transformación hasta 225 kVA máximo (3 de 75 kVA) sobre postes de concreto, bancos de mayor capacidad se montan sobre plataforma de concreto.

Tabla XLIX. Valores mecánicos

| Poste de concreto | | | | | | |
|--|-----------------------|-----|----------------------------|--------|--------------------|--------|
| Altura (m) | 10,5 | | 12 | | 14 | |
| Esfuerzo (daN) | 300 | 500 | 500 | 800 | 500 | 800 |
| Hl (m) | 9,1 | | 10,45 | | 12,25 | |
| H c.g.t. (m) | 6,4 | | 7,8 | | 8,2 | |
| h _v (m) | 9,5 | | 10,85 | | 12,65 | |
| h _L (m) | 8,95 | | 10,3 | | 12,1 | |
| h _N (m) | 5,75 | | 7,1 | | 7,48 | |
| h _s (m) | 4,94 | | 6,09 | | 6,47 | |
| h _{eq} (m) | 8,8 | | 10,15 | | 11,95 | |
| Empotramiento (m) | 1,4 | | 1,55 | | 1,75 | |
| Cable | 477 MCM (Hawk) | | 266 MCM (Partridge) | | 1/0 (Raven) | |
| Diámetro nominal (mm) | 21,793 | | 16,307 | | 10,109 | |
| Peso (daN/m) | 0,956 | | 0,535 | | 0,212 | |
| Transformador de 34,5 kV | | | | | | |
| Potencia transformador | | | 10 kVA | 25 kVA | 50 kVA | 75 kVA |
| Peso (kg) | | | 135 | 190 | 330 | 450 |
| Superficie frontal (m ²) (2) | | | 0,200 | 0,315 | 0,495 | 0,570 |
| Superficie lateral (m ²) (2) | | | | | | |

Fuente: elaboración propia.

- HI: Altura libre sobre el terreno.
- h_V : Altura cable situado sobre el aislador vertical (m).
- h_L : Altura de los cables sobre aisladores laterales (m).
- h_N : Altura del neutro, situado en la posición más baja (m).
- h_S : Altura del cable, equivalente, de otros servicios (m).
- $H_{c.g.t.}$: Altura del centro de gravedad del transformador.

El empotramiento es la longitud del poste enterrada, que es inferior a la profundidad de la cimentación, ver inciso 1.5.2.

Solo se considera la acción del viento en dirección transversal a la línea. El poste soporta el esfuerzo del viento sobre cada transformador y el vano correspondiente. Las condiciones de cálculo, dependen de la zona donde se instala el poste.

Las zonas de carga están definidas en el inciso 1.2.2. La presión del viento está indicada en el artículo 19, literales 19,1, 19,2 y la tabla 12, de las normas NTDOID.

El esfuerzo, producido por la acción del viento sobre la superficie de los transformadores, es referido al esfuerzo equivalente, del viento que actúa sobre toda la superficie de cada transformador.

En un banco de tres transformadores, se resta la superficie del poste que protege el tercer transformador, el cual no recibe la presión del viento.

La presión del viento sobre la superficie del transformador, se considera, aplicada a la altura del centro de gravedad del transformador, en el punto medio de los anclajes del transformador al poste.

$$F_T = \frac{P_V \cdot S \cdot h_T}{h_{eq}} \cdot n \quad (\text{daN})$$

Para uno ó dos transformadores:

$$F_T = \frac{P_V \cdot S \cdot h_T}{h_{eq}} \cdot n - P_V \cdot a_T \cdot \phi_P \quad (\text{daN})$$

Para tres transformadores

$$a = \frac{(F_n - F_T) \cdot h_{eq}}{P_V \cdot [\phi_C \cdot (h_V + 2 \cdot h_L) + \phi_N \cdot h_N + \phi_S \cdot h_S]} \quad (\text{m})$$

Vano máximo (m)

F_T : esfuerzo equivalente del poste, por viento en los transformadores (daN).

P_V : presión de viento (daN/m²).

S : superficie del transformador sobre la que actúa el viento (m²).

h_T : altura del centro de gravedad de los transformadores (m).

h_{eq} : altura del punto de aplicación del esfuerzo equivalente (m).

n : número de transformadores.

a_T : altura del transformador (m).

F_n : esfuerzo nominal del poste (daN)

ϕ_P : diámetro del poste a la altura de los transformadores, 245 mm (m)

ϕ_C : diámetro del cable de línea (m)

ϕ_N : diámetro del cable neutral (m)

ϕ_S : diámetro equivalente al conjunto de cables de otros servicios (m)

La tabla L indica los esfuerzos aplicados a la altura del centro de gravedad del transformador, en función de su capacidad, teniendo en cuenta la porción de poste protegida por el tercer transformador.

Se consideran los esfuerzos anteriores que soporta el poste, y los aplicados por el viento sobre los transformadores, para calcular los vanos máximos, según el cable y la zona climática.

El vano depende del cable, poste, número de transformadores y zona climática, el caso mas critico es para transformador de 75 kVA.

Tabla L. **Esfuerzo para viento a 120 km/h**

| Transformadores de 34,5 kV – Viento 120 km/h | |
|--|--|
| Potencia transformador (kVA) | Esfuerzo (daN) |
| 10 | $F_T = 1360 \cdot n \cdot \frac{h_T}{h_{eq}} - 1666 \cdot a_T$ |
| 25 | $F_T = 2143 \cdot n \cdot \frac{h_T}{h_{eq}} - 1666 \cdot a_T$ |
| 50 | $F_T = 3367 \cdot n \cdot \frac{h_T}{h_{eq}} - 1666 \cdot a_T$ |
| 75 | $F_T = 3877 \cdot n \cdot \frac{h_T}{h_{eq}} - 1666 \cdot a_T$ |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 68.

Tabla LI. **Vano máximo para transformador (120 km/h)**

| Vanos máximos (m) | | Un transformador | | | Dos transformadores | | | Tres transformadores | | |
|-------------------|--------|------------------|-------------------|-----------|---------------------|-------------------|-----------|----------------------|-------------------|-----------|
| Poste | | 477 MCM Hawk | 266 MCM Partridge | 1/0 Raven | 477 MCM Hawk | 266 MCM Partridge | 1/0 Raven | 477 MCM Hawk | 266 MCM Partridge | 1/0 Raven |
| 300 daN | 10,5 m | 35 | 43 | 55 | 31 | 39 | 49 | --- | --- | 47 |
| | 12 m | 61 | 76 | 96 | 58 | 71 | 90 | 56 | 69 | 88 |
| 500 daN | 12 m | 60 | 73 | 92 | 56 | 69 | 87 | 54 | 66 | 84 |
| | 14 m | 63 | 78 | 99 | 59 | 73 | 93 | 58 | 71 | 91 |
| 800 daN | 12 m | 98 | 120 | 152 | 94 | 116 | 146 | 92 | 114 | 143 |
| | 14 m | 103 | 127 | 162 | 99 | 123 | 156 | 98 | 121 | 154 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 69.

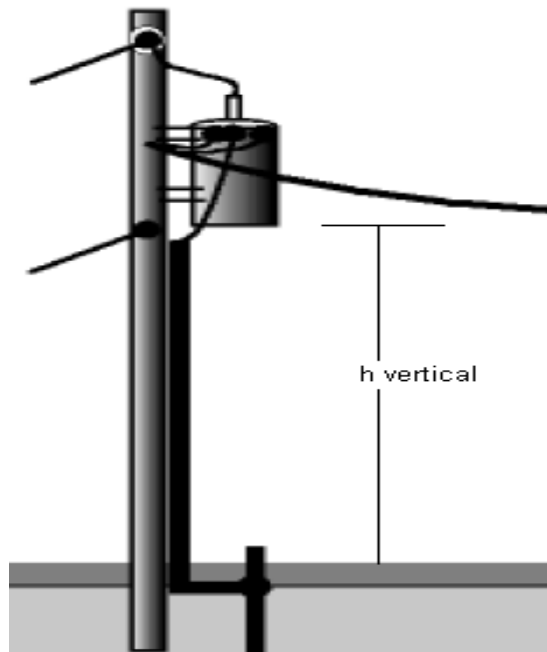
2.7. Distancia vertical para transformador tipo poste

Se cumple con lo estipulado en el artículo 18, literal 18,6 y la tabla 10 de las normas NTDOID.

La colocación del transformador en poste, asegura que las partes sometidas a voltaje, no protegidas contra contactos accidentales, se colocan como mínimo a 4,5 m de altura sobre el suelo, en áreas accesibles solo a peatones, y 5,5 m en áreas transitadas por vehículos

La parte inferior del equipo (tanque de transformador, interruptor, etc.= se coloca a una altura h del suelo no inferior a 3,5 m, en áreas accesibles solo a peatones, y 4,6 m en áreas transitadas por vehículos.

Figura 44. Distancia vertical



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 44.

3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN, MANIOBRA Y MEDIDA

Los sistemas de protección detectan y aíslan fallas, reduciendo los daños, operando solo en presencia de falla, aplicándose por zonas; considerando la confiabilidad para operar correctamente, la velocidad para eliminar la falla sin dañar el equipo a proteger, la selectividad para aislar el punto de falla, cuando ocurre en la porción de red bajo su protección, la economía para obtener la máxima protección, al mas bajo costo, y la simplicidad, al concentrar los dispositivos en uno solo, con pocos elementos.

El transformador y la línea de distribución, cuentan con protección contra sobrevoltajes, sobrecorrientes, cortocircuitos y puestas a tierra.

La protección evita los efectos nocivos en las instalaciones aguas arriba del punto de falla, aislándola del resto de la red, que debe quedar en servicio, y, protegiendo a las personas de contactos accidentales.

Las protecciones, pueden ser causantes de fallas, por lo que se emplean con medida, para evitar sobreprotección y un mayor número de incidencias.

Para protección de línea, la protección principal en MT es el interruptor de cabecera, en el alimentador principal, el interruptor-seccionador es la solución más económica y flexible; no se instalan más de dos fusibles en serie, ni mas de cuatro elementos de protección en serie. En el área rural, el interruptor de cabecera posee reenganche automático, con ciclo R+2L, instalándose reclosers donde es necesario, principalmente en líneas radiales de gran longitud.

Donde la potencia de cortocircuito es mayor a la capacidad del fusible de expulsión, se instalan fusibles de alto poder de corte.

Factores como longitud de línea, orografía, carga, calidad de suministro, etc., intervienen en la selección de las protecciones. En subalimentadores, se instalan interruptores, recloser, seccionadores y cortacircuitos. En alimentadores laterales, la protección y maniobra se realiza con cortacircuitos.

Cuando la derivación se hace en una línea de distribución y la distancia del punto de toma al transformador es mayor o igual a 1 km, se colocan pararrayos y cortacircuitos en la línea derivada, si la distancia es menor a 1 km, se emplea únicamente cortacircuitos en el alimentador lateral.

En lugares con elevado nivel isocerámico, se emplea hilo de guarda como protección contra el rayo, en el alimentador principal

En red de distribución, los pararrayos se instalan cada 3 o 4 tramos, y el neutro del primario se conecta a tierra cada 300 m.

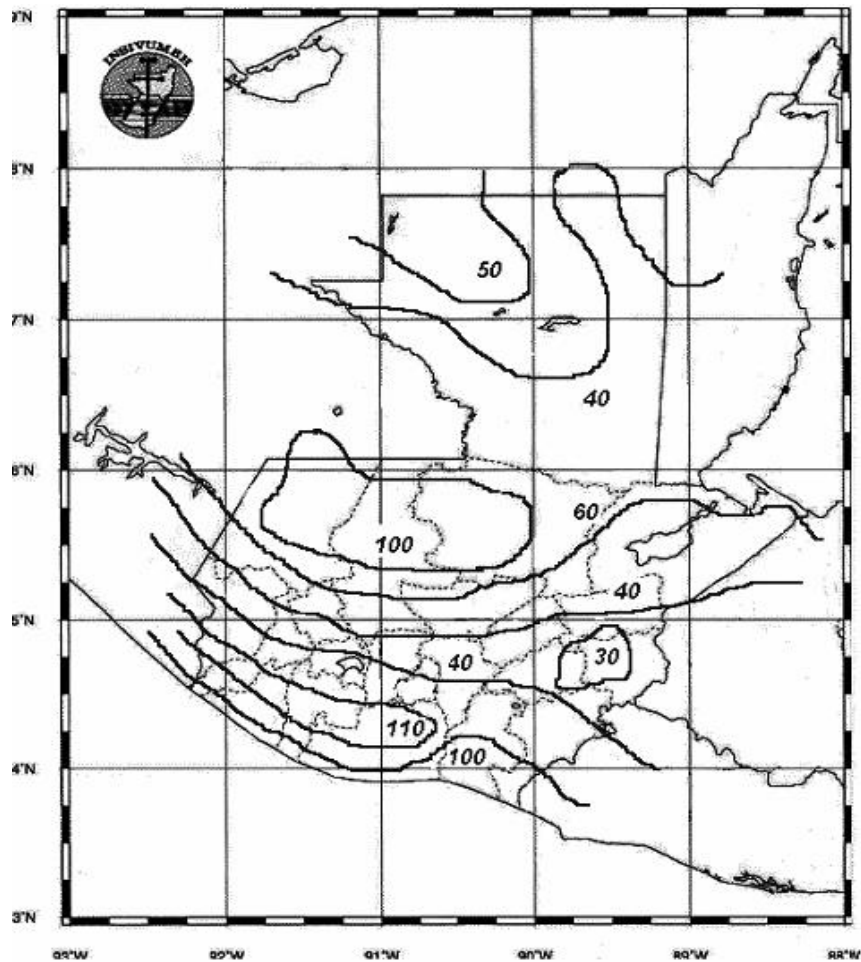
Los transformadores montados en poste son CSP y sus protecciones están descritas en el inciso 2.2.

La protección contra sobrevoltajes se hace con pararrayos de óxidos metálicos (MCOV) de envoltorio polimérica y soporte aislante. Los transformadores vienen de fábrica con esta protección, adecuada al voltaje de línea, se instala siempre sobre el tanque, su función principal es drenar las ondas de sobrevoltaje por rayo. La protección contra el rayo esta especificada en las normas IEC 62305-2006 Protección contra el rayo, y, en IEC 60071-1996 *Insulation Coordination*.

En la costa sur y noroccidente de Guatemala, donde el nivel ceráunico es elevado, se emplea el hilo de guarda en el alimentador principal, para protección contra sobrevoltajes por rayo.

El nivel isoceráunico es el número promedio de días con tormenta anual en un lugar específico, considerándose bajo entre 5 y 15, medio entre 15 y 30, alto entre 30 y 90, muy alto si es mayor a 90.

Figura 45. Nivel isoceráunico



Fuente: INSIVUMEH

Se considera el nivel cerámico, porque los rayos incrementan los índices individuales de calidad del servicio técnico, establecidos como FIU y TIU por la CNEE en las Normas técnicas del servicio de distribución NSTD.

FIU = Frecuencia de interrupción, por usuario

TIU = Tiempo de interrupción, por usuario

La protección contra el rayo, se provee con cables de guarda, pararrayos en múltiples puntos y el aterrizaje efectivo del neutral.

3.1. Hilo de guarda

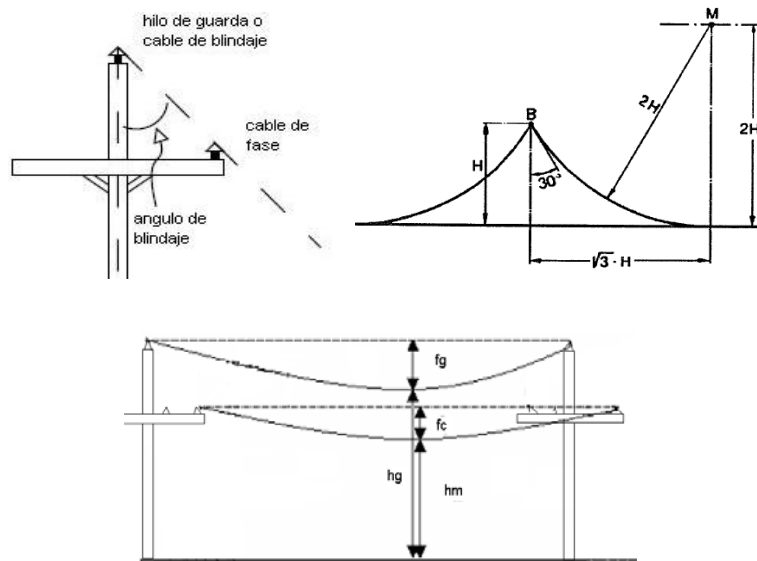
Ofrece buena protección contra descargas por rayo en líneas de distribución, proporcionando un blindaje contra descargas directas en los cables de fase. Está determinado por su posición respecto a los cables de fase.

El blindaje es el ángulo entre el hilo de guarda y los cables de las fases externas de la línea. Las normas en Guatemala, contemplan 30° , para dar una zona de protección adecuada, en líneas con altura no mayor de 30 m. Es posible que un cable de guarda no sea suficiente para proteger a todos los cables de fase, por lo que se instalan dos o hasta tres cables de guarda.

Se emplea cable de guarda en postes con armados en triángulo equilátero; cuando el ángulo de blindaje para los cables de fase más externos es suficiente, se emplea un cable de guarda; en zonas con alto nivel cerámico, si el índice por fallas de blindaje es elevado, se emplean dos cables de guarda.

Un rayo que cae en el cable de guarda, da lugar a un sobrevoltaje menor, si la línea está aterrizada en forma efectiva.

Figura 46. Hilo de guarda



Fuente: REA. *Design manual for high voltage transmission lines*. p.42.

h_g cable de guarda

$H = h_g - 2/3 * f_g$ para cables de fase

$h_m = h_c - 2/3 * f_c$ altura del cable de fase en medio del vano

$H = h_g$ $h_m = h_c$ Terreno ondulado

$H = 2h_g$ $h_m = 2h_c$ Terreno montañoso

Cuando ocurre una falla en el cable de guarda y la descarga termina en el cable de fase, se generan sobrevoltajes.

$V_s(t) = 1/6(Z_g + 2Z_t) * i(t)$ sobrevoltaje de rayo, en la fase inducida

$V_n(t) = 1/6(Z_g + Z_t) * i(t)$ sobrevoltaje de rayo, en las otras dos fases

$i(t)$ corriente del rayo

Z_g : impedancia característica del cable de guarda

Z_t : impedancia característica al pie del poste

$Z_g = 800 \Omega$, $Z_t = 400 \Omega$, $V_s(t) = 300i(t)$, $V_n(t) = 400i(t)$ para distribución

Un rayo de suficiente magnitud, que cae en el cable de guarda, puede producir un arco, que salte del cable de guarda o del poste, al cable de fase, esto se conoce como voltaje de flameo inverso o sobrevoltaje de retorno (*back flashover*) causado por la descarga retroactiva, presente cuando el rayo cae sobre un poste o sobre los hilos de guarda. Los casos extremos son cuando el rayo cae en el punto medio del vano, sobre los cables de guarda, conectados a los postes, la corriente se conduce a tierra. Se presentan sobrevoltajes porque no existe blindaje o no opera correctamente (falla por blindaje).

Si el rayo cae sobre el cable de guarda, se originan dos ondas, con valor de $\frac{1}{2}I$, que viajan en sentido opuesto, hacia los otros postes (Z_i), a través de los cuales se descarga a tierra (si ésta es efectiva) esta fracción depende de Z_g .

$$Z_g = 60 \ln 2 (H_g / r_g)$$

$$V_g = Z_g \frac{1}{2} I \quad \text{onda de voltaje}$$

H_g : altura del cable de guarda en el poste

r_g : radio del cable de guarda

Las líneas con dos hilos de guarda, presentan un blindaje mas efectivo, cierto para voltajes superiores a 34,5 kV, por las características de los postes, pero en sistemas de distribución, resulta poco practico el empleo de multiples cables de guarda, desde el punto de vista económico.

Con dos cables de guarda, la impedancia equivalente es $Z_g/2$, reduciendo el potencial en la parte superior del poste, y como el voltaje en la cadena de aisladores es proporcional a este valor, se reduce por la misma razón, por lo que se deben mejorar las puestas a tierra o tener un buen nivel de resistencia al pie del poste, para que los efectos de las descargas, no incidan en el aislamiento o salte a los cables a través del poste.

El cable empleado como hilo de guarda, para 34,5 kV, es de acero galvanizado HS de ¼" como mínimo, de material no corrosivo. Los esfuerzos mecánicos son los mismos que soporta el cable de fase, indicados en 1.2.2.

La selección del cable de guarda, se basa en consideraciones mecánicas, en lugar de eléctricas. El diámetro, diseño y resistencia mecánica del cable de guarda son importantes en el diseño de la línea. Los problemas que se presentan, son por dificultades mecánicas o selección inadecuada del material.

Un pequeño incremento en el diámetro, afecta ligeramente la protección, pero el incremento en el costo no garantiza que sea lo mejor. Se aumentan las mejoras, invirtiendo en otros factores. Se tiene una ligera mejora, al incrementar las dimensiones del cable de guarda. Una reducción de la resistencia al pie del poste, tiene el mismo efecto en el diseño y es más económico.

Para el cable de guarda, el precio promedio por vano es de Q 450,00, considerando que para instalarlo, es necesario desenergizar los cables de fase, aumentando los índices TIU y FIU. La figura 24 muestra la posición del cable de guarda y los postes cumplen las libranzas, según la configuración empleada.

El diseño de la línea de distribución, es independiente del voltaje de operación. La consideración principal, es obtener el nivel de protección, para el desempeño deseado, basado en la teoría de impactos directos.


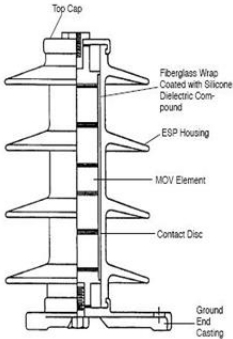

Se instalan cables de guarda, de suficiente resistencia mecánica, para defender los cables de fase, de los rayos. Se mantienen las distancias, desde el cable de fase al poste o a tierra, para un aislamiento del poste (libranzas) y la resistencia la pie del poste, debe ser tan baja, como sea económicamente justificable.

3.2. Pararrayos autoválvular

Empleados en el área rural y en transformadores CSP, son tipo MOV (voltaje máximo de servicio continuo) equipados con resistencias de óxidos metálicos, de característica extremadamente “no lineal” y sin de descargadores.

A voltaje nominal, drenan a tierra una corriente en miliamperios, tolerada en forma permanente; al aumentar el voltaje, la resistencia disminuye muy rápido, drenando a tierra el sobrevoltaje. Al no contar con explosores de aire, el accionamiento es más rápido, consiguiendo un mayor margen de protección, ver *bulletin EU-1044-HR Zinc-Oxide Arrester Design and Characteristics, Hubbell, USA 2004, Bayliss, Colin. Transmission & Distribution Electrical Engineering, USA 1996, Cap. 9.5, Surge Protection, Power Systems Capacitors. UK 2006, Cap. 18, Surge Protection.*

Tabla LII. Pararrayos de distribución

| Figura | Esquema | Símbolo | Voltaje asignado (kV) | 34,5 |
|---|---|---|--|------------|
|  |  |  | Voltaje nominal (Arrester rating) (kV) | 27 |
| | | | Voltaje de descarga (8/20 μ s – 10 kA) (kV) | ≥ 78 |
| | | | Voltaje máximo de servicio (kV) | 22 |
| | | | Corriente nominal de descarga (Heavy Duty – kA) | 10 |
| | | | Frecuencia nominal (Hz) | 60 |
| | | | Máx voltaje descarga residual onda 8/20 μ s (kV) | 89 |
| | | | Alto total (mm) | 390 |
| | | | Distancia del centro del pararrayos al centro de sujeción del taladro (mm) | 115 |
| | | | Diámetro de la campana (mm) | ≥ 100 |
| | | | Peso aproximado (kg) | 4.4 |
| | | | Línea de fuga (mm) | ≥ 900 |

Fuente: elaboración propia.

3.3. Margen de protección

Es la relación entre el nivel de aislamiento (BIL) del equipo a proteger y el voltaje máximo al que se somete, en condiciones de descargas atmosféricas, depende del tipo y amplitud de la descarga, las características del pararrayos y su localización en la instalación.

$$MP(\%) = \frac{\text{Nivel de aislamiento (kV)}}{\text{Nivel de protección (kV)}} - 1 = \left(\frac{\text{BIL}}{V_{bc}} - 1 \right) \times 100$$

Margen de protección

V_{L1} : Voltaje en el cable de la línea con el pararrayos

V_R : Voltaje en el pararrayos

V_{L2} : Voltaje en el cable del pararrayos a tierra

R_t : Resistencia a tierra

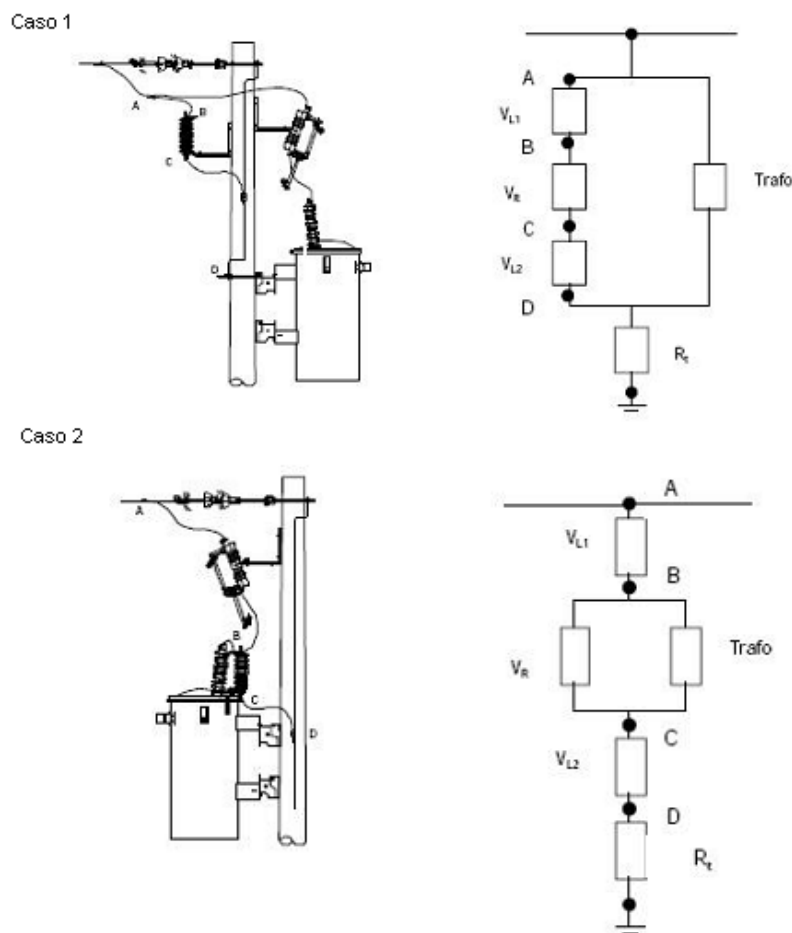
BIL: Nivel de aislamiento

La protección contra sobrevoltajes por rayo, es más eficaz, cuando es mayor el margen de protección que proporciona el pararrayos. El margen mínimo es de 20%, (ANSI e IEEE) sin embargo, la experiencia aconseja valores superiores, si se desea garantizar la protección, considerando el envejecimiento producido en el material, con la consiguiente reducción del nivel de aislamiento efectivo, y la posibilidad de descargas atmosféricas con pendientes mayores en el frente de onda y mayores amplitudes que las consideradas en las normas.

La conexión en MT al pararrayos y al *bushing* primario del transformador, se hace con cable de cobre desnudo No. 2, sin cortes ni empalmes, conectando a la línea, mediante conector cuña con estribo. La conexión entre el borne de tierra del pararrayos y la línea de puesta a tierra, se hace con cable de cobre desnudo No. 2, siendo lo más corto posible, minimizando la autoinducción, resistencia óhmica y obteniendo el mayor margen de protección

La ubicación del pararrayos afecta el margen de protección, concretamente, la longitud del cable de conexión de la red al pararrayos. La caída de voltaje, al circular una corriente de $8/20 \mu s$ y 10 kA es 5 kV/m de cable, ver *The Lightning-Protected Transformer, Cooper Power Systems, USA 1992*.

Figura 47. **Margen de protección**



| Margen de Protección | | | | |
|------------------------|----------|-------------------------|-----------|-----------|
| Voltaje fase-fase (KV) | BIL (KV) | Voltaje pararrayos (KV) | MP caso 1 | MP caso 2 |
| 34.5 | 200 | 89 | 83.50% | 124.70% |

Fuente: elaboración propia.

En el caso 1, cuando el pararrayos se ubica antes del cortacircuitos, el voltaje en el transformador es V_{AD} , por lo que, al voltaje residual del pararrayos, se le agrega la caída de voltaje en el cable de conexión, con una longitud de 4 m, esta caída es de 20 kV, $V_{AD} = V_{AB} + V_{BD} = 5 \text{ kV/m} \times 4 \text{ m} = 20 \text{ kV}$.

En el caso 2, cuando el pararrayos se ubica después del cortacircuitos, la longitud del cable es pequeña, por lo que el voltaje en el transformador, es, exclusivamente, el voltaje residual del pararrayos. La diferencia entre ambas configuraciones tiene incidencia directa en el margen de protección.

El margen de protección proporcionado, es mayor en el caso 2, para el tipo de descarga considerada, pero en realidad, esta diferencia es superior. Se dan curvas reales de mayor pendiente de frente de onda a los $8 \mu\text{s}$ y amplitud mayor de 10 kA, con una mayor caída de voltaje en los cables, por esta razón se coloca el pararrayos sobre el tanque del transformador.

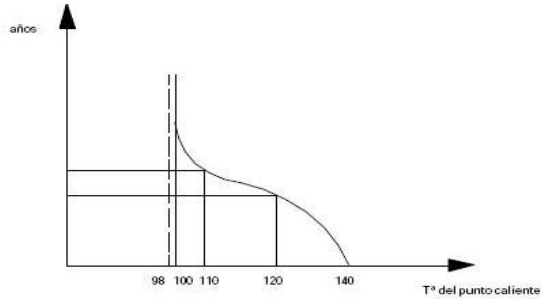
3.4. Protección contra sobrecorrientes

En el área rural, se instalan cortacircuitos adecuados, en los alimentadores laterales de los transformadores. Los elementos de protección, controlan que la temperatura no supere el valor crítico, interrumpiendo el servicio, cuando las sobrecargas producen esta temperatura.

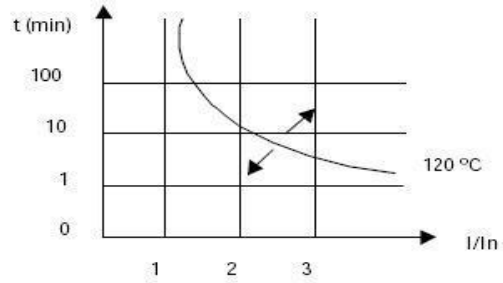
La capacidad de carga máxima del transformador, se determina por la limitación térmica, es la carga que produce una elevación de la temperatura por encima del valor crítico, que resulta en el envejecimiento prematuro de los aislantes y la reducción de la vida útil del transformador. La limitación económica, es la carga, a partir de la cual, el costo de las pérdidas por efecto Joule, aconsejan la sustitución del transformador, por otro de mayor potencia.

Figura 48. **Curvas de operación**

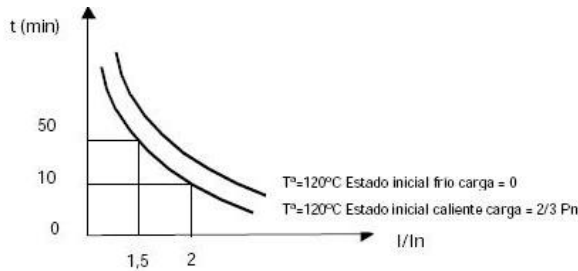
Vida útil, según la temperatura del punto caliente



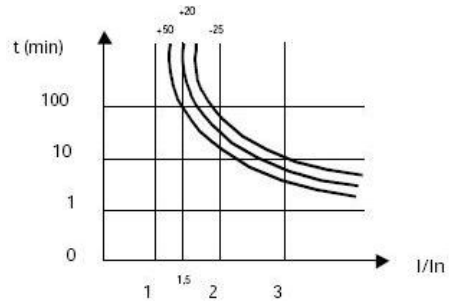
Tiempo máximo admisible, según la sobrecarga



Estado de carga previo



Temperatura ambiente de operación



Fuente: elaboración propia.

El funcionamiento del transformador, en sobrecarga, está condicionado por la temperatura, el régimen de carga previo a la sobrecarga y el ambiente.

La característica crítica del transformador, es una curva, figura 48, que indica el tiempo máximo admisible, para un porcentaje de sobrecarga determinado, sin que la temperatura del punto caliente sobrepase el valor crítico (120°) y sin que se produzca envejecimiento apreciable que acorte su vida útil.

Al bajar la temperatura ambiente, el transformador admite mayor sobrecarga, la curva se desplaza hacia arriba y al subir la temperatura, la carga admisible es menor y la curva se desplaza hacia abajo, figura 48.

La sobrecarga admisible es mayor, si, antes de producirse, el transformador esta descargado, con carga previa elevada, se admite una menor sobrecarga, figura 48.

Los elementos de protección contra sobrecargas, se adaptan a estas curvas críticas, cumpliendo con desconectar el transformador, cuando las cargas produzcan temperaturas cercanas a la crítica y no desconectar, si las cargas son soportables para el transformador.

La curva teórica de actuación de las protecciones, es paralela a la curva crítica del transformador, lo mas próxima posible a ésta, y, tiene desplazamientos en función de las condiciones ambientales, carga previa a la sobrecarga, etc., similares a los que sufre la propia curva del transformador. Esto se conoce como imagen térmica.

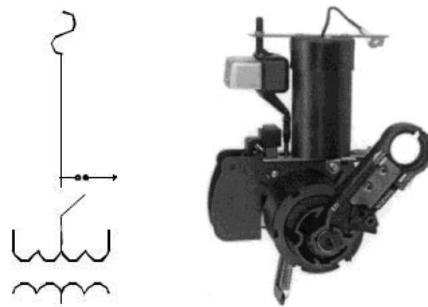
La protección del transformador en el área rural se realiza con el empleo del transformador CSP, equipado con relé termomagnético en MT, pararrayos sobre el tanque; también se emplea el fusible de respaldo, en cortacircuitos o tipo limitador de corriente, sobre el *bushing* del pararrayos. Cuando se instalan transformadores, sin interruptor termomagnético, se protegen contra sobrecorrientes empleando cortacircuitos.

3.5. Interruptor termomagnético interno

Protege al transformador de sobrecargas, figura 49, se instala en el primario del transformador, dentro del tanque, figura 50, sirve como llave de interrupción, su curva de accionamiento se adapta a la de sobrecarga, entre sus ventajas está su sensibilidad a la temperatura del refrigerante, se adapta a las condiciones ambientales y a los estados de carga, anteriores a la sobrecarga.

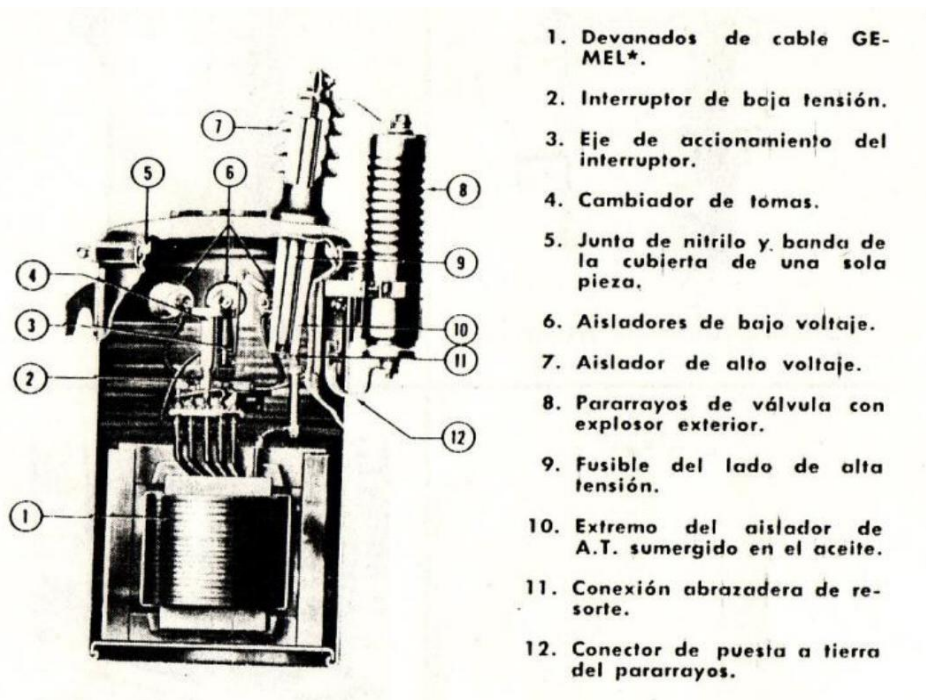
Produce la desconexión del primario del transformador, ante un problema de sobrecorriente y/o cortocircuito en el lado de BT, posee bajas pérdidas durante la sobrecarga, comparadas con las de un interruptor secundario.

Figura 49. **Interruptor termomagnético**



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 64.

Figura 50. **Proteccion del transformador**



Fuente: General electric company, Distribution transformer manual. p. 83.

Como es un elemento fiable de protección contra sobrecargas, se emplea en zonas con elevada tasa de fraude, donde no se usan métodos estadísticos de carga, para dimensionar el transformador. Se emplea como interruptor principal, desconectando los devanados del transformador, no sólo la carga, evitando pérdidas en el núcleo, por funcionamiento en vacío, a diferencia de un interruptor instalado en el secundario. Viene instalado de fábrica en los transformadores, quedando garantizada la protección contra sobrecargas.

Para garantizar la separación del transformador de la red, en caso de cortocircuito interno de éste, se instala fusible de protección como respaldo, en área rural, se realiza con el cortacircuitos del alimentador lateral, eliminando el uso de cortacircuitos en cada transformador, reduciendo los costos. El fusible de respaldo se instala, eléctricamente, antes del pararrayos, garantizando la no fusión del eslabón fusible por la corriente de descarga, durante la actuación del pararrayos. Para fusibles tipo K, el valor nominal mínimo que cumple esta condiciones es de 30 Amp.

La tabla LIII indica los fusibles de respaldo, para cada transformador. Se emplea un único calibre de fusible, facilitando la actuación de los equipos de mantenimiento y reduce el stock necesario. El calibre del fusible, corresponde a la protección del alimentador lateral, en redes con este tipo de estructura.

Cuando se instalan transformadores convencionales, sin interruptor termomagnético interno, se emplean los fusibles del cortacircuitos, como única protección contra sobrecargas y cortocircuitos, por fallas internas del transformador y en BT. La tabla LIII indica los eslabones fusibles (sin *magnex*).

El pararrayos, se ubica sobre el tanque del transformador, conectado eléctricamente después del fusible.

Tabla LIII. **Fusibles para 34,5 kV**

| Potencia (kVA) | Fusible de respaldo | Fusible (sin magnex) |
|----------------|---------------------|----------------------|
| 10 | 40K | 1,5D |
| 25 | | 1,5D |
| 50 | | 3D |
| 75 | | 5D |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 66.

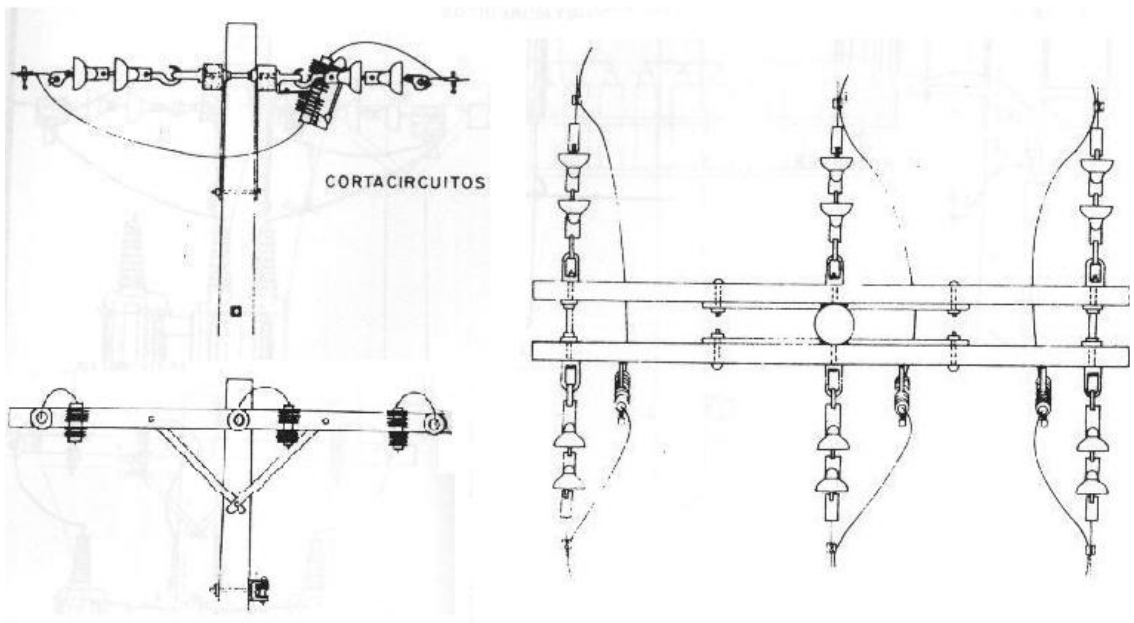
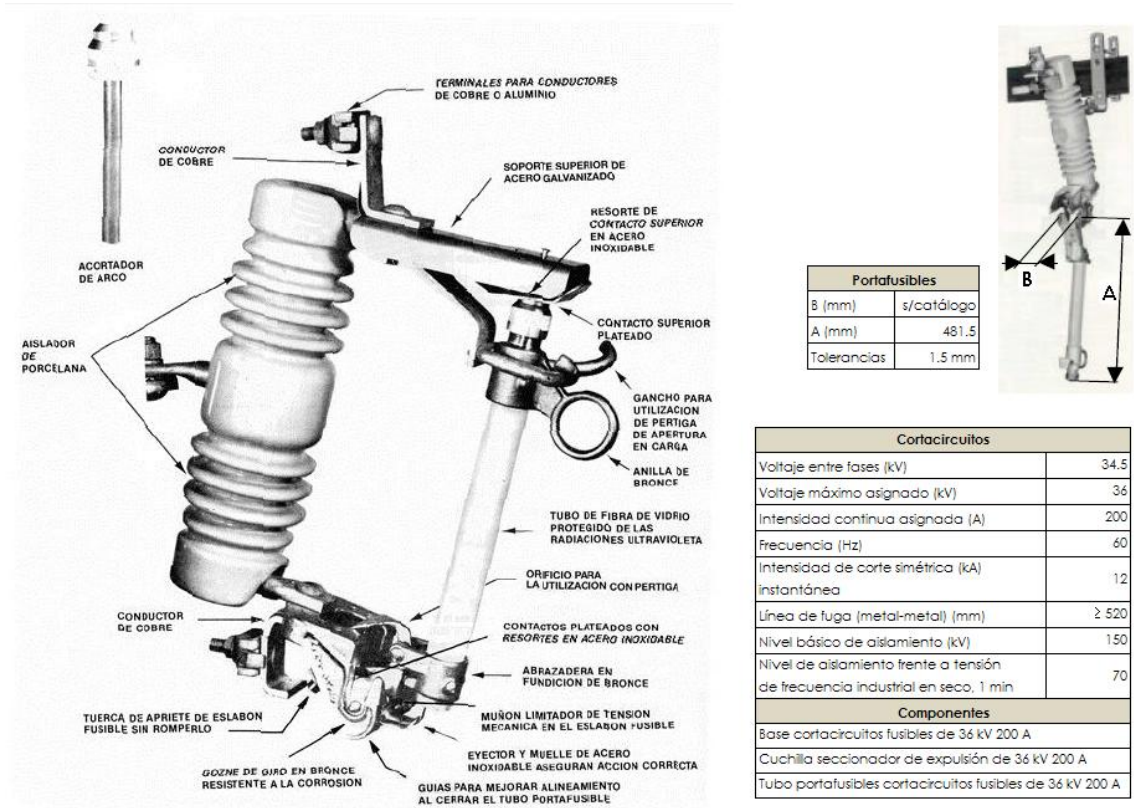
Dadas las corrientes nominales de los fusibles necesarios para la protección de transformadores, las curvas de los fusibles tipo K no son adecuadas. Los fabricantes disponen de fusibles diseñados, especialmente, para tener en cuenta el efecto de la sobrecarga, ofreciendo fusibles de corrientes nominales de 1 a 20 A, especialmente lentos (tipo D). Los fusibles tipo K solo protegen contra cortocircuitos.

3.6. **Cortacircuitos o seccionador fusible de expulsión (*cut-out*)**

Aparato de protección, mecánico, capaz de abrir y cerrar un circuito con corrientes despreciables, incluye un elemento fusible (tipo mecha) que al fundirse, provoca la apertura del seccionador, figura 51.

No posee poder de apertura de corriente nominal, tiene poder de cierre sobre cortocircuito, proporciona aislamiento de segmentos de red, incorpora fusible de expulsión, sirve para la protección y maniobra de transformadores, alimentadores laterales y subalimentadores, es monofásico, pueden instalarse en conjuntos de 2 o 3 unidades, para subalimentadores, alimentadores laterales trifásicos, operados fase a fase. Sirve como protección contra cortocircuitos del transformador, como fusible de respaldo en transformador con interruptor termomagnético, y, contra sobrecorrientes en transformador convencional.

Figura 51. Cortacircuitos



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 194.

Interrumpe el servicio, mediante el empleo de pértiga, insertándola en el anillo del portafusibles y tirando de él. En posición abierta, el tubo portafusibles queda vertical, de manera que su apertura permanece visible, se conecta a la línea por medio de conector cuña con estribo.

La elección de la corriente nominal del fusible, considera que la función es proteger a cualquier transformador del alimentador lateral, contra cortocircuitos. La corriente nominal del fusible, soporta la suma de las corrientes de los transformadores del alimentador lateral, trabajando al 100%. Se considera la corriente de cortocircuito, en el punto de instalación del fusible, a veces, es necesario instalar fusibles limitadores de corriente.

Las piezas del cortacircuitos, son intercambiables entre distintas marcas, permitiendo el cambio de piezas desgastadas. El equipo garantiza la intercambiabilidad del tubo portafusibles, independiente del fabricante, según la longitud del tubo portafusible, al eje de giro y el ancho de la base.

3.7. Fusible de expulsión

Elemento de protección, tipo mecha, al fundirse, aísla una parte de la red. Su corriente asignada, es la corriente máxima que soporta, de manera continua, sin sobrepasar los 40°C. Para realizar la selección, es importante considerar varios factores y conocer las condiciones de falla bajo las cuales opera, y que se determinan a través del estudio de cortocircuito. Para el fusible adecuado, se considera la corriente nominal, voltaje nominal, frecuencia, capacidad interruptiva, localización, montaje y coordinación, así como la naturaleza del equipo a proteger.

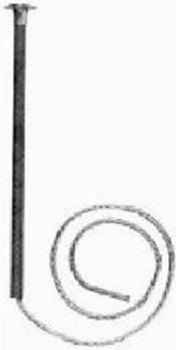
3.7.1. Tipo K

Para intemperie, se recomienda su uso a partir de 12/16 A, ubicado lo mas alejado posible de equipos de corte, bancos de capacitores y de pararrayos; de fusión rápida, soporta 150% de corriente nominal, con funcionamiento normal, para transformador sin interruptor termomagnético.

3.7.2. Tipo D

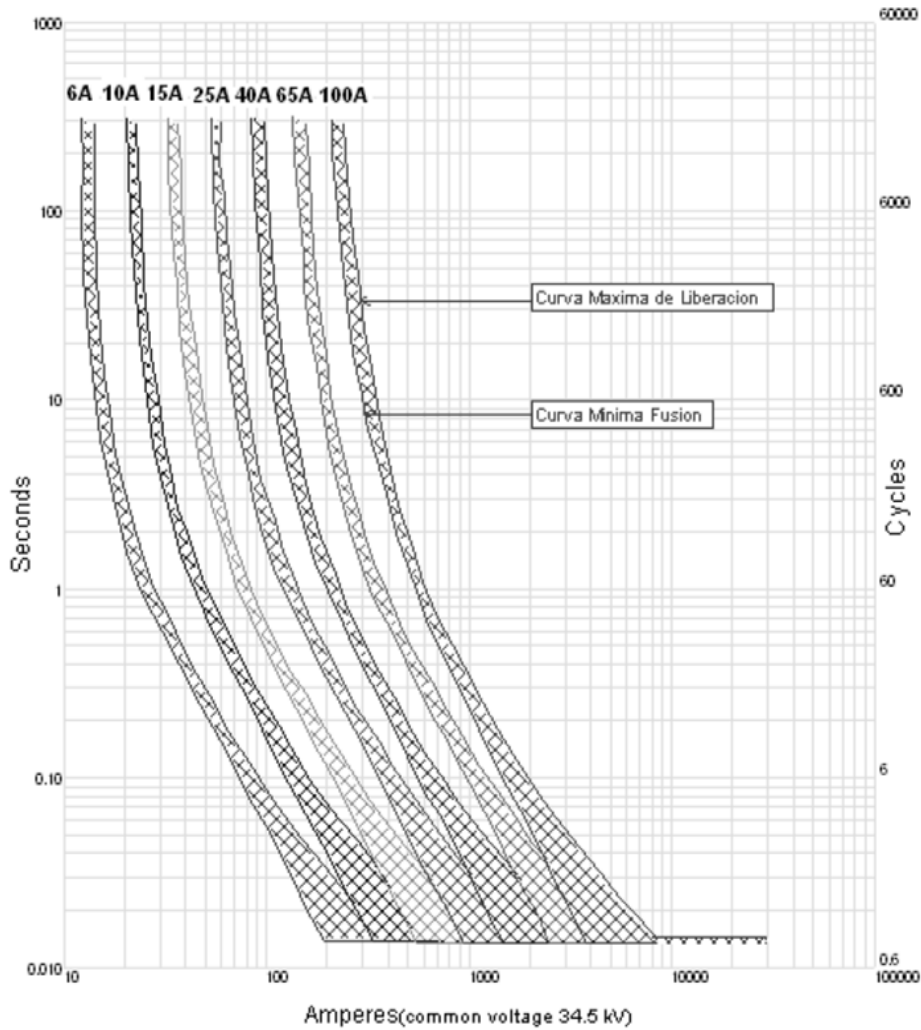
Para intemperie, se recomienda su uso de 1,5 a 20 A, de fusión lenta y soporta sin fundir, ni envejecer, se considera fiable en la proximidad del pararrayos, para sobrecorrientes debidas a impulso tipo rayo, arranque de motores, descargas de pararrayos cercanos, etc., funciona al 100% de la corriente nominal, para transformador con interruptor termomagnético.

Tabla LIV. Fusibles

| Elemento fundible | Fusibles mas empleados | Fusibles tipo K | | |
|---|-----------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|  | Fusible de expulsión 1,5 A tipo D | 34,5 kV | | |
| | Fusible de expulsión 3 A tipo D | Potencia KVA | In transf A | In fusible A |
| | Fusible de expulsión 5 A tipo D | 25 | 0,48 | 1 |
| | Fusible de expulsión 7 A tipo D | 50 | 0,96 | 2 |
| | Fusible de expulsión 10 A tipo D | 75 | 1,44 | 2 |
| | Fusible de expulsión 15 A tipo D | Especificaciones | Tipo K | Tipo D |
| | Fusible de expulsión 20 A tipo D | Ratio velocidad (promedio) (s) | 6 a 8,1 | 7 a 46 |
| | Fusible de expulsión 40 A tipo K | Descripción | Rápido | Muy lento |
| | Fusible de expulsión 65 A tipo K | Sobrecorriente admisible (%) | 150 | 100 |
| | Fusible | 40K | 65K | D |
| | Longitud total(mm) | 584 (23") | 584 (23") | 584 (23") |
| | Longitud tubo auxiliar (mm) | 136,5 (5-3/8") | 136,5 (5-3/8") | 136,5 (5-3/8") |
| | Diámetro tubo auxiliar (mm) | 7,15 (9/32") | 9,5 (13/32") | 9,5 (13/32") |
| | Diámetro interior cabeza(mm) | 12,7 (1/2") | 12,7 (1/2") | 12,7 (1/2") |
| Diámetro exterior cabeza (mm) | 19,5 (3/4") | 19,5 (3/4") | 19,5 (3/4") | |

Fuente: ANSI C37,42.

Figura 52. Curvas para fusible tipo K



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 68.

3.8. Indicador de falla

Indica, visualmente, el paso de sobrecorriente, por falla en la línea. La indicación es tipo luminoso o con una bandera reflectante (útil para las brigadas de operación) o telecontrolable (localización del tramo en falla por SCADA). Su reposición al estado normal, se da por presencia de voltaje, corriente o tiempo.

Detecta el paso de sobrecorrientes de falla, indicando visualmente, mediante destellos; se resetea, al permanecer el voltaje normal de la red, durante un tiempo prefijado, tiene autoalimentación a través de la propia red.

Figura 53. **Indicador de falla**



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 70.

3.9. Protección en BT

No se instala ningún dispositivo de protección en BT, hasta las protecciones de las acometidas del usuario, dado que la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, se garantiza con el interruptor térmico instalado en el transformador y el fusible de respaldo.

3.10. Puesta a tierra (PAT)

La puesta a tierra cumple con lo estipulado en el artículo 16, 28, 29, 30, 31, 32 y 33, título II, capítulo IV, de las normas NTDOID.

El transformador, provisto de PAT, limita los voltajes de masa a tierra, por la propia instalación, descargando a tierra de corrientes de falla, eliminando el riesgo eléctrico, por voltajes de paso y de contacto, con las masas, eventualmente bajo voltaje.

Para el correcto funcionamiento del transformador CSP, debe existir conexión del transformador al cable neutral y a la tierra del poste.

La resistencia de PAT debe ser lo mas cercana a 0 Ω , se conectan a tierra los herrajes, equipos y el neutral, en los postes de concreto; en los de madera, se prescinde de la PAT de los herrajes del poste.

Se coloca un mínimo de 3 conexiones del nuestro a tierra, por cada kilometro de línea, sin tener en cuenta las conexiones a tierra de los usuarios.

La bajante para tierra, se instala en el interior del poste, para postes existentes, se instala en el exterior, empleando protector de madera. Todos los neutros contiguos y bajantes de tierra, deben estar interconectados, independientemente que no correspondan al mismo circuito o área en BT.

El valor de resistencia de PAT, medido en cualquier poste, no es mayor a 5 Ω , teniendo en cuenta el funcionamiento en paralelo de todas las resistencias de PAT individuales de la línea, y la resistencia de PAT individual en cada poste no es mayor de 50 Ω , esto garantiza que los voltajes de paso y contacto, no superan los valores máximos indicados en *IEEE, Guía para la seguridad en la puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna*.

$$V_p = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad (V) \quad V_p: \text{Tensión de paso máxima admisible (V).}$$

$$V_c = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \cdot \left(1 + \frac{15 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad (V) \quad V_c: \text{Tensión de contacto máxima admisible (V).}$$

t_s : Duración de la corriente de cortocircuito (s).
 ρ_s : Resistividad superficial del terreno ($\Omega \cdot m$).

La densidad de corriente disipada, es el cociente entre corriente de defecto y superficie total de la varilla, en contacto con tierra, es inferior al valor:

$$\delta = \frac{11600}{\sqrt{\rho \cdot t}} \quad (\text{A/m}^2)$$

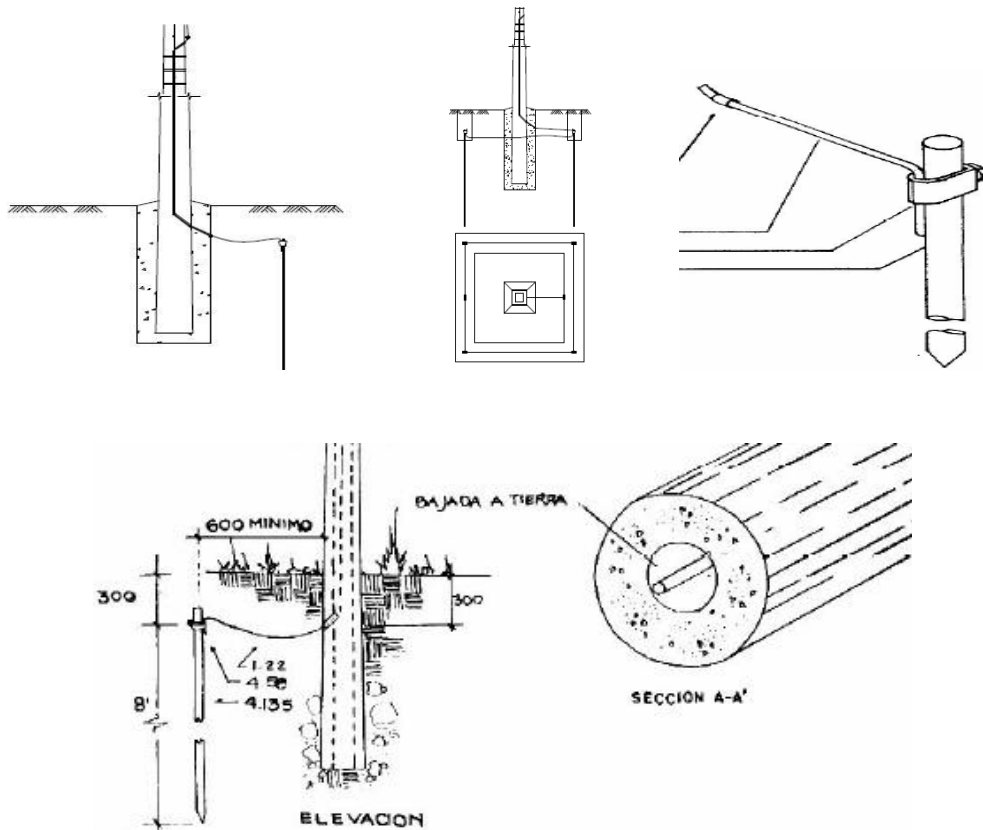
δ : Densidad de corriente disipada (A/m²).

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot \text{m}$).

t: Tiempo de duración del defecto (s).

El cable, que une la varilla de tierra con el punto del poste que se conecta a tierra, es de cobre desnudo No. 2, con resistencia mecánica apropiada, nunca se deben utilizar cables ACSR o AAC. La unión entre el cable y la varilla de PAT se realiza mediante conector cuña a presión (chucho o grapa) o con soldadura exotérmica (*cadwell*).

Figura 54. **Puesta a tierra**



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 73.

La PAT sencilla, se realiza por medio de una varilla con alma de acero y recubrimiento de cobre electrolítico, con pureza al 99,9%, con espesor de 25 micrones (*cooperweld*) de 5/8" de diámetro y 8' de longitud, colocada al pie del poste. La parte superior de cada varilla, queda al nivel de humedad permanente, un mínimo de 0,5 m por debajo de la superficie del terreno, a esta profundidad va también el cable de tierra que conecta la varilla con el poste.

La PAT en anillo, se realiza por medio de un cuadrado cerrado de cable de cobre desnudo No. 2, enterrado a 0,5 m, cada esquina del cuadrado quede a 1 m mínimo de la cimentación. Se conecta en cada esquina del anillo a una varilla enterrada, mediante conector de cuña a presión o soldadura exotérmica. Esta configuración se emplea en postes que soportan dispositivos de maniobra (seccionadores, recloser, interruptores, etc.).

3.11. Coordinación de protecciones

Minimiza los efectos de las fallas en los elementos de red, dejando fuera de servicio la menor porción de línea, actuando primero la protección que se encuentra más próxima a la falla "aguas arriba", para que no se traslapen las protecciones, evitando que los dispositivos mas alejados, actúen antes que los mas próximos a la falla, para esto, el tiempo máximo de apertura del dispositivo mas próximo, es menor que el tiempo mínimo de actuación del siguiente dispositivo mas cercano a la falla.

El interruptor termomagnético del transformador, actúa ante sobrecargas, fallas en el bobinado de BT, de MT y cortocircuitos en BT.

Se compara la corriente de cortocircuito, con la capacidad de corte del fusible tipo mecha instalado en el cortacircuitos. Por lo general, el fusible 40K es el mas empleado para potencia de transformador de 10 a 75 kVA, a 34,5 kV.

En área rural, se emplea el cortacircuitos en el inicio del alimentador lateral, entre la red primaria y el pararrayos, el cual actúa antes que el interruptor termomagnético, para corrientes de falla, superiores al poder de corte del interruptor. Cuando no hay cortacircuitos, la coordinación es entre el interruptor termomagnético y el siguiente elemento de corte “aguas arriba”.

Las curvas del interruptor termomagnético y del fusible, indican la corriente máxima en el primario, ante un cortocircuito en el secundario, y la corriente máxima que abre el interruptor bajo falla.

Las protecciones del transformador a 34,5 kV incluyen cortacircuitos y fusibles de expulsión tipo K y D, pararrayos autovalvular de óxidos metálicos, para 10 kA; en derivaciones con distancia mayor o igual a 1 km entre el transformador y el punto de enganche, se colocan pararrayos y cortacircuitos en el lateral final; si la distancia es menor a 1 km, se emplea únicamente el cortacircuitos; el alimentador principal se protege con pararrayos y cortacircuitos, los laterales únicamente con cortacircuitos.

En el alimentador lateral, el número de transformadores conectados no es superior a 8 o un máximo de 200 kVA, y ninguno se sitúa a mas de 4 km del elemento de corte. La línea primaria se protege con hilo de guarda en lugares con alto nivel isoceráunico, como la costa sur y noroccidente (Huehuetenango, Quiché y Cobán). El neutral del primario se aterriza cada 300 m, con un mínimo de 3 puestas a tierra por kilometro, una en cada transformador, una en los remates de línea y en cada remate de fin de línea.

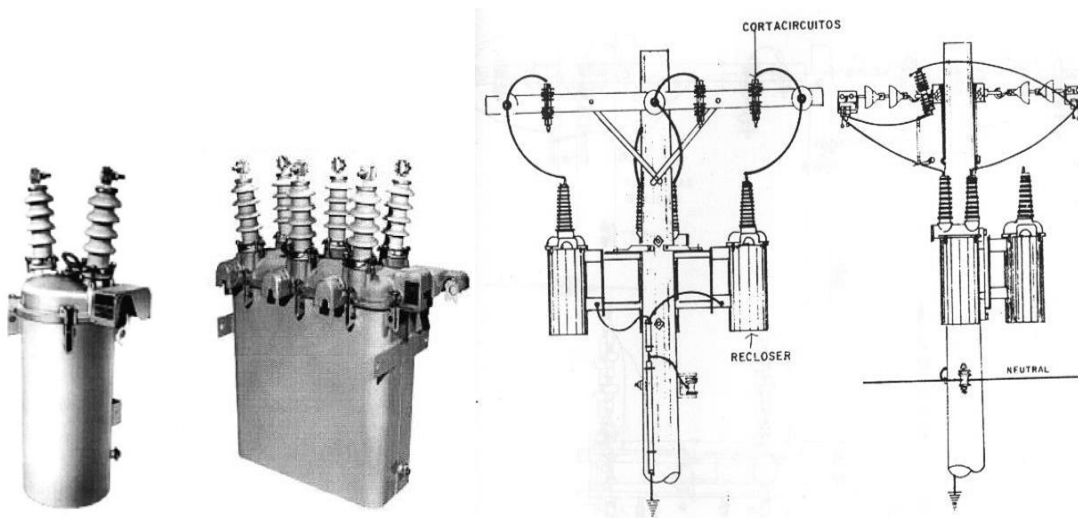
Para maniobras, se emplea el cortacircuitos, en el origen del alimentador lateral o en el poste; el interruptor termomagnético permite la desconexión manual del transformador; también se usa el recloser y el interruptor de línea.

3.12. Reconectador o reenganchador (*recloser*)

Elemento de protección y maniobra, con reenganche automático, capaz de abrir y cerrar sobrecorrientes de cortocircuito. Cuenta con un mecanismo automático, para establecer los ciclos de apertura y cierre, regulables según el tiempo y número de ciclos, permitiendo despejar fallas fugaces que afectan la red (ramas que tocan la línea, etc.) evitando la fusión innecesaria de fusibles en los alimentadores laterales. Se instalan en la cabecera de la línea.

Con poder de apertura en cortocircuito, para protección y reenganche con selectividad, respecto al interruptor de cabecera, colocado en la subestación, con posibilidad de control a distancia y nivel de aislamiento (selección por áreas, selectividad).

Figura 55. **Recloser**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 193.

Tabla LV. **Recloser**

| Máxima Corriente Nominal Continua (A) | Corriente maxima de cortocircuito (rms sym A) | Medio de interrupción | Control |
|---------------------------------------|---|--|---------------------------|
| Monofásico | | | |
| 560 | 8 000 | Aceite | Hidráulico |
| Trifásico | | | |
| 560 | 8 000 | Aceite | Hidráulico Electrónico |
| | 12 000 | Vacío | Hidráulico Electrónico |
| | 16 000 | | Electrónico |
| 630 | 12 500 | | Electrónico |
| Trip-coil rating (cont. A) | Min. Trip rating (A) | Corriente maxima de cortocircuito (rms sym A) | |
| | | Aceite | Vacío |
| monofasico | | | |
| 60 | 100 | 3 000 | |
| 70X | 100 | | |
| 100 | 200 | 6 000 | |
| 140 | 280 | 8 000 | |
| 160 | 320 | | |
| 185 | 370 | | |
| 225 | 450 | | |
| 280 | 560 | | |
| 400 | 800 | | |
| 400X | 560 | | |
| 560 | 1 120 | | |
| 560X | 750 | | |
| trifasico | | | |
| 5 | 10 | 300 | |
| 10 | 20 | 600 | |
| 15 | 30 | 900 | |
| 25 | 50 | 1 500 | |
| 35 | 70 | 2 100 | |
| 50 | 100 | 3 000 | |
| 70 | 140 | 4 200 | |
| 70X | 100 | | |
| 100 | 200 | 6 000 | |
| 100X | 140 | | |
| 140 | 280 | 8 000 | |
| 140X | 200 | | 8 400 |
| 160 | 320 | | 9 600 |
| 160X | 224 | | 11 100 |
| 185 | 370 | | |
| 185X | 259 | | |
| 225 | 450 | | |
| 225X | 315 | | |
| 280 | 560 | | |
| 280X | 392 | | |
| 400 | 800 | | |
| 400X | 560 | | |
| 560 | 1 120 | | |
| 560X | 750 | | |

Fuente: elaboración propia.

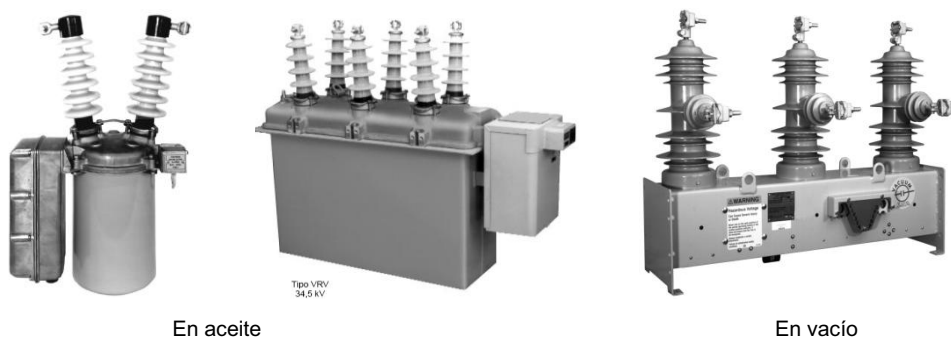
3.13. Interruptor

Permite la apertura y cierre de corriente nominal y sobrecorrientes de cortocircuito, opera a base de relés; situado en la cabecera de la línea principal, incluye la función de reenganche automático. El medio de interrupción del arco voltaico, puede ser aire, aceite, vacío o SF6; su operación puede ser local (por pértica, palanca o con accionamiento por motor) o a distancia (telecontrol).

Las características para su selección incluyen voltaje del circuito, frecuencia del sistema, corriente de carga continua, requerida, corriente de cortocircuito, máxima corriente asimétrica de falla del primer circuito, tiempo nominal de separación o apertura de los contactos.

Su aplicación depende de recierre automático, trabajo repetitivo por conexión/desconexión de reactores, capacitores, transferencias rápidas y cualquier condición inusual.

Figura 56. Interruptor



Fuente: *Cooper Power Systems*, Interruptores. p. 2.

BIL es la abreviación de “*Basic lightning impulse Insulation level* (nivel básico de aislamiento a impulso atmosférico)”.

Tabla LVI. Interruptor

| Especificaciones | | | | |
|---|----------|--|--------------------------|----------|
| Voltaje máximo del material Um kV | 34,5 | Fase-Tierra (conductor-estructura) | 320 mm | |
| Corriente de cortocircuito, 1s, kA | 36 | Fase-Tierra (punta-estructura) | 370mm | |
| Voltaje soportado kV | 25 | Fase-Fase rígidas (barras mismo circuito) | 430 mm | |
| Voltaje soportado asignada al impulso tipo rayo, U_p , BIL, kV | 170 | Fase-Fase flexibles (mismo circuito) | 540 mm | |
| Voltaje soportado asignada de corta duración a frecuencia industrial 1 min. seco U_d , kV | 70 | Fase-Fase rígidas (circuitos diferentes) | | |
| Frecuencia nominal, f_r , Hz | 60 | Fase-Fase flexibles (circuitos diferentes) | 680 mm | |
| Distancia de fuga mínima mm | Nivel IV | 1 116 | De trabajo horizontal | |
| Entre fase y tierra, mm. (1) | | | De trabajo vertical | 3 000 mm |
| | | | Altura base para equipos | 2 250 mm |
| Interruptor en aceite | | monofásico | trifásico | |
| Voltaje nominal (kV rms) | | 20 | 34.5 | |
| Voltaje nominal máximo (kV rms) | | 22 | 38 | |
| BIL (KV pico) | | 125 | 150 | |
| Reistencia de dielectrico a 60 Hz | | | | |
| seco, 1 minuto (kv) | | 60 | 70 | |
| Húmedo, 10 segundos (kV) | | 50 | 60 | |
| Corriente continua (A) | | 60 | 400 | |
| Corriente de conmutación | | | | |
| capacitiva nominal (A) | | 60 | 60 | |
| Corriente de conmutacion de carga induc. (A) | | 60 | 60 | |
| Factor de potencia 75 a 100% | | 60 | 60 | |
| Factor de potencia 50 a 75% | | | 400 | |
| Factor de potencia menor a 50% | | | | |
| Máxima corriente de cierre (A asimétricos) | | 9 000 | 15 000 | |
| Corriente momentanea (A asimétricos) | | 9 000 | 15 000 | |
| Corriente de corta duracion nominal (A sim.) | | | | |
| 1/2 segundo | | 6 000 | | |
| 1 Segundo | | 4 500 | 10 000 | |
| 10 Segundos | | | 3 500 | |
| Distancias de contorno (fuga) | | | | |
| Terminal a terminal (en la misma fase) | | 1 051 mm | 41,5 plg | |
| Terminal a tierra | | 950 mm | 37,5 plg | |

(1) Según IEC 60815 nivel de contaminación IV. 31 mm/kV.

Fuente: elaboración propia.

El arco eléctrico, es la corriente que se desarrolla entre los contactos del interruptor, al separarse, debido a la diferencia de potencial que ioniza el aire.

El voltaje de arco, aparece entre los contactos, durante la extinción.

La tensión transitoria de restablecimiento o recuperación (TTR), aparece entre los contactos, después de la interrupción del arco; considerando dos intervalos de tiempo, un transitorio y otro para voltaje de régimen permanente.

El voltaje máximo de equipamiento, U_m , es el valor eficaz del voltaje máximo de línea, de diseño del equipamiento, respecto a su aislamiento y otras características relacionadas con este voltaje en IEC 60071-1, cláusula 3,10.

El voltaje máximo del sistema U_s , es el máximo valor del voltaje de operación, en condiciones normales de operación, en cualquier momento y punto del sistema (IEC 60071-1, cláusula 3,9; el símbolo U_s se encuentra en IEC 60071-2, cláusula 1,3).

Las distancias eléctricas mínimas, en aire, para interruptores de potencia y conjunto interruptor – poste, están establecidas en IEC60076-3, numeral 16: “distancias de aislamiento en el aire” para $U_m \leq 170$ kV.

Tabla LVII. Interruptor en vacío



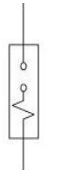
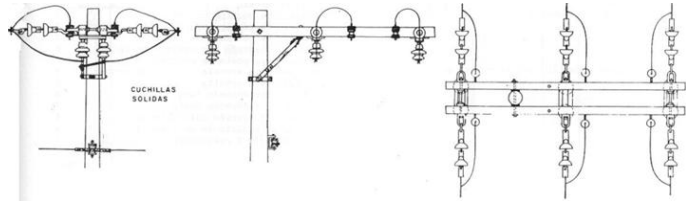
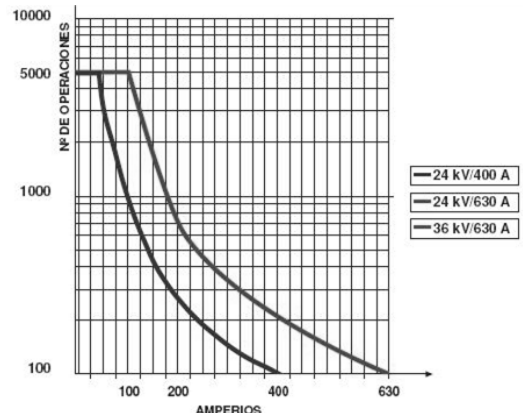
| | |
|--|-------------|
| Voltaje máximo | 38 kV |
| Voltaje de aguante al impulso por rayo | 150 kV |
| Voltaje de aguante al impulso por rayo (contactos abiertos) | 150 kV |
| Límite de ruido radioeléctrico (microvoltios) | 100 a 23 kV |
| Frecuencia de voltaje no disruptivo | 70 kV |
| Frecuencia de voltaje no disruptivo (interruptores abiertos) | 60 kV |
| Corriente continua nominal | 630/800 A |
| Sobrecarga de tres horas | 950/1 200 A |
| Función de interrupción de carga nominal | 630/800 A |
| Corriente en cortocircuito simétrica de 1 segundo | 12,5 kA |
| Corriente de cierre de cresta asimétrica | 31 kA |
| Corriente de cierre eficaz asimétrica | 20 kA |
| Operaciones mecánicas sin mantenimiento (operaciones de apertura/cierre) | 10 000 |

Fuente: elaboración propia.

3.14. Seccionador

Permite abrir y cerrar un circuito, con corriente despreciable. Existen los de cuchillas y los que están basados en cortacircuitos, en los que se sustituye el tubo portafusibles, por una barra de cobre. No posee poder de apertura de corriente nominal o cierre en presencia de cortocircuito, generalmente es monofásico, instalándose solo o en grupo de tres unidades, para apertura de líneas trifásicas, operadas fase a fase.

Tabla LVIII. Seccionador

| Cuchillas | Barras de cobre | Símbolo | Voltajes (kV) | | | Corriente (A) | | uso en sistemas de kV |
|--|--|--|---------------|------|-----|------------------|------------|-----------------------|
| | | | Nom. | Máx. | NBI | Continua nominal | Momentánea | |
|  |  |  | 23 | 25,8 | 150 | 600 | 40 000 | 19,9 1 o 2 hilos |
| | | | 34.5 | 38 | 200 | 400 | 20 000 | 19,9/34,5 Y0 |
| | | | 34.5 | 38 | 200 | 600 | 40000 | |
| Montaje | | | | | | | | |
|  | | | | | | | | |
| Curva de operación | | | | | | | | |
|  <p>El gráfico muestra la relación entre el número de operaciones (eje Y, escala logarítmica de 100 a 10000) y la corriente en amperios (eje X, escala lineal de 100 a 630). Se incluyen tres curvas de operación:</p> <ul style="list-style-type: none"> — 24 kV/400 A — 24 kV/630 A — 36 kV/630 A | | | | | | | | |

Fuente: elaboración propia.

3.15. Dispositivos de medición

Detectan cuando los parámetros rebasan los límites e indican las fallas, activando dispositivos de maniobra y protección, monitoreando la calidad del servicio, recabando datos, como frecuencia de fallas y consumo de energía. Para medición en primario, a 34,5 kV, los transformadores de corriente (CT's) y los de potencial (PT's) poseen BIL de 200 kV. Los medidores cumplen con las normas IEC 687 o ANSI/IEEE 12,20, clase de exactitud de 0,2% y 3 elementos.





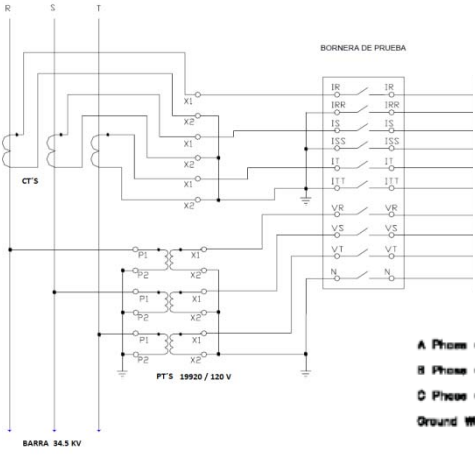
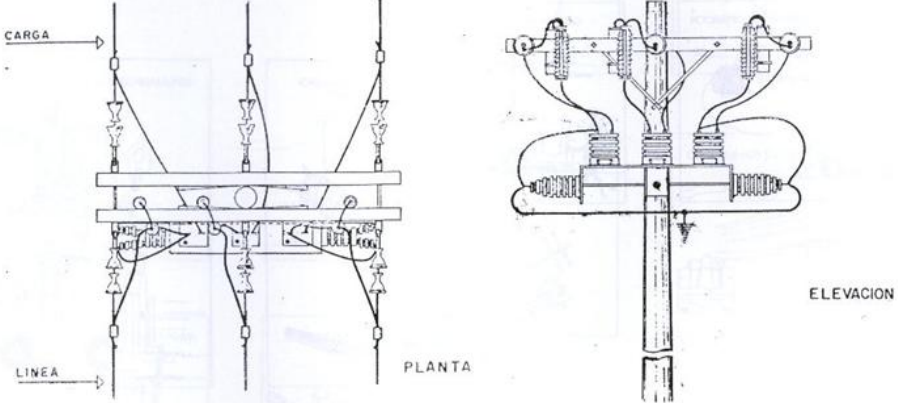
3.15.1. Transformador de corriente (CT)

Para corrientes grandes, que no pueden medirse directamente por los instrumentos, o, en mediciones a 34,5 kV, se establece un aislamiento eléctrico entre la línea primaria y los instrumentos, eso se hace con CT's, que cambian un valor de corriente a otro, permitiendo la alimentación de instrumentos, con 1 o 5 amperios.

El primario del CT, se conecta en serie con el circuito en MT, y, el secundario, en serie con las bobinas de corriente de los instrumentos de medida o protección, cuidando no dejar abierto el devanado secundario, pues provoca una diferencia de potencial alta, que daña equipos y personas. Los CT's para medición, son de polaridad sustractiva, reproducen fielmente la magnitud y ángulo de fase de la corriente. Su precisión, garantiza desde una fracción, del orden de 10%, hasta un exceso de corriente, del orden de 20%, sobre el valor nominal.

La clase de precisión, es el error máximo admisible, en porcentaje, que el CT introduce en la medida, a frecuencia y corriente primaria nominal. De acuerdo con la Norma NCC 14 del AMM y la IEC 185, 186, 044-1 y ANSI/IEEE C57,13, la tabla LIX indica la exactitud de los CT's a 34,5 kV.

Tabla LIX. Medición a 34,5 kV

| Figura | Símbolo | Descripción | ANSI/IEEE C57.13 a 34,5 kV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|----------------------------|----------------|--------------|------------|---------------|--------------|-----------|----------------|--------------|----------|--------------|--|-----------|---------------|--|-------------|----------------|--|-----------|--------------|
| | | | Clase de exactitud (%) | Carga (Burden) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | Transformador de corriente, con 1 o 2 bushing, para medición en primario, a 34,5 kV, BIL de 200 kV | 0,3 | 22,5 VA | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | Transformador de potencial o voltaje, con 1 o 2 bushing, para medición en primario a 34,5 kV, BIL de 200 kV | 0,3 | 75 VA | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Conexión de PT's y CT's, en primario | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  <p style="text-align: center;">STANDARD COLOR CODE</p> <table border="0"> <tr> <td>A Phase = VT</td> <td>X1 - Black</td> <td>CT X1 - Green</td> </tr> <tr> <td>B Phase = VT</td> <td>X2 - Gray</td> <td>CT X2 - Orange</td> </tr> <tr> <td>C Phase = VT</td> <td>X1 - Red</td> <td>CT X1 - Blue</td> </tr> <tr> <td></td> <td>X2 - Gray</td> <td>CT X2 - Brown</td> </tr> <tr> <td></td> <td>X1 - Purple</td> <td>CT X1 - Yellow</td> </tr> <tr> <td></td> <td>X2 - Gray</td> <td>CT X2 - Pink</td> </tr> </table> <p>Ground Wire = White</p> | | | | | A Phase = VT | X1 - Black | CT X1 - Green | B Phase = VT | X2 - Gray | CT X2 - Orange | C Phase = VT | X1 - Red | CT X1 - Blue | | X2 - Gray | CT X2 - Brown | | X1 - Purple | CT X1 - Yellow | | X2 - Gray | CT X2 - Pink |
| A Phase = VT | X1 - Black | CT X1 - Green | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| B Phase = VT | X2 - Gray | CT X2 - Orange | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C Phase = VT | X1 - Red | CT X1 - Blue | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | X2 - Gray | CT X2 - Brown | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | X1 - Purple | CT X1 - Yellow | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | X2 - Gray | CT X2 - Pink | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Montaje | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: elaboración propia.

Las corrientes en el primario y secundario, para 34,5 kV, están normadas (CNEE, AMM, ANSI & IEC), con valores de 5, 10, 15, 20, 50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 800, 1 000, 1 200, 3 000 A.

En Guatemala, se emplea la corriente secundaria nominal de 5 A; en equipo europeo, norma IEC, la medición es de 1 A, siendo diseñado el instrumento para estos rangos, para evitar errores en la medición.

$$N_2/N_1 = I_1/I_2 = K_n \quad \text{Relación de transformación para CT's}$$

N_1 : número de espiras del devanado primario

N_2 : número de espiras del devanado secundario

I_1 : corriente en el devanado primario

I_2 : corriente en el devanado secundario

I_1 no es mayor, en 20%, del valor nominal, a plena carga, de los CT's (en hora pico) previniendo que, con el incremento de la demanda, se dañen los componentes y garantizando el funcionamiento de la medición. Cuando la demanda excede en 20% el valor nominal, se cambian los CT's, o, si tienen doble relación, se aumenta la relación primaria.

La carga *Burden*, es la potencia aparente, secundaria, expresada en VA o Ω (impedancia) bajo corriente nominal determinada, tabla LIX. Las cargas normalizadas se expresan con B seguida del valor de impedancia, por ejemplo B-1.8. El voltaje nominal secundario, se obtiene al alimentar el CT con 20 veces la corriente secundaria nominal. En un CT con carga nominal B- 1.0 o 1 Ω , se tiene 1 Ω x 5 A x 20 veces = 100 V, designado clase 100 o C-100, mas empleado para equipo de protección, también es útil para diferenciar los instrumentos de protección y los de medición.

Al agregar otro dispositivo al CT, se establece si se tiene la capacidad de carga *Burden*, o, se colocan otros, de mayor capacidad. El f.p. normado es 0,9 para medición y 0,5 para protección; soportando en forma permanente, hasta un 20% sobre la corriente nominal, sin exceder su nivel de temperatura, con una densidad de corriente de 2 A/mm². El límite de cortocircuito es la corriente máxima de cortocircuito que soporta el CT entre 1 y 5 segundos, que puede significar un esfuerzo mecánico de varias toneladas, con un límite normado de 143 A/mm², aplicado 1 segundo, a los CT's empleados en relés de protección.

3.15.2. Transformador de potencial o voltaje (PT)

Aparato en el que el voltaje secundario es proporcional al primario, en condiciones normales, aunque ligeramente desfasado. Cambian el voltaje y aíslan los instrumentos de protección y medición, conectados a MT.

El primario del PT, se conecta en paralelo con el circuito a controlar, y, el secundario, se conecta en paralelo con las bobinas de voltaje de los instrumentos de medición o protección. La polaridad para medición es sustractiva, fabricándose para montaje en poste, con aislamiento de resina sintética, papel, aceite y porcelana para MT.

$$V_1/V_2 = K_n \quad \text{Relación de transformación para PT's}$$

V_1 : voltaje en el devanado primario

V_2 : voltaje en el devanado secundario

El voltaje nominal, primario y secundario de los PT's, se define en las normas ANSI/IEEE & IEC, seleccionándose el valor normalizado inmediato superior al valor calculado del voltaje nominal de la instalación.

Para PT, se especifica el voltaje fase a fase y fase a tierra, con un devanado secundario. Con caída de voltaje considerable, se emplea el voltaje inmediato superior al nominal. La relación mas empleada, a 34,5 kV, es 20: 125/115 V, fase a tierra. El voltaje secundario, según ANSI, es, 120 para 25 kV y 115 para 34,5 kV. Para medición de 2 ½ elementos, se emplean PT's con dos *bushing* en primario, uso exterior; para uso interior, la cantidad depende de la necesidad. Los PT's de un *bushing* primario, solo miden voltaje fase a tierra.

La clase de precisión, es el error máximo, en porcentaje, que los PT's introducen en la medición, a voltaje primario y frecuencia nominal, y esta entre 90 y 110% del voltaje nominal. ANSI establece la precisión de 0,2 y 0,3 para instrumentos de laboratorio y contadores, con nomenclatura, según la precisión y *Burden*. Por ejemplo: 0.3 Y; 0.3 indica la precisión, Y indica la carga en VA, según ANSI , es 75 VA para 34.5 kV. La carga *Burden*, o potencia nominal secundaria del PT, es la impedancia, en VA o Ω , a voltaje nominal secundario.

Al seleccionar el PT, se suman las potencias consumidas en las bobinas en paralelo con el secundario, y las pérdidas en los cables, en grandes distancias, eligiendo el valor nominal inmediato superior. *ANSI/IEEE C57,13,1993 Standar requeriments for instruments transformer & IEC 185, 186, 044-1*, especifican lo relacionado con los transformadores de instrumento. Para un análisis mas detallado de los medidores en 34,5 kV y en bajo voltaje, leer *Handbook for electricity, Edison electric institite, USA, 2002, cap. 7, 8, 11 & 12*.

Especificaciones del transformador de medición: relación de transformación, potencia (*Burden*) en VA, clase de precisión, tipo de servicio, devanados, BIL, uso externo o interno. Pruebas: análisis de aceite, relación, polaridad, resistencia, corriente de excitación, sobrevoltaje, ver *HARLOW, James H. Electric power transformers engineering, CRC USA, 2004, cap. 2.6*.

4. DISPOSITIVOS DE REGULACIÓN Y COMPENSACIÓN

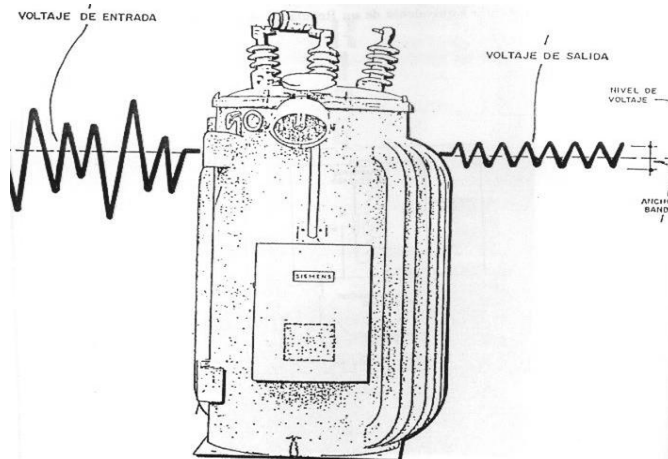
Los sistemas a 34,5 kV, poseen mayor capacidad de transporte de potencia, a determinada corriente. Menores corrientes, significan bajas caídas de voltaje, pocas pérdidas y mayor potencia transportada, empleando menos reguladores y capacitores, para soporte del voltaje.

4.1. Regulador de voltaje

El voltaje de red no es constante, por el paso de corriente en impedancias como un transformador, rector, bus, conductor, etc. El regulador realiza incrementos o decrementos, para no sobrepasar los límites establecidos. Es un autotransformador; monofásico o trifásico; con derivaciones en las bobinas, cambiando, manual o automáticamente, la posición de los contactos en derivación, monitoreando el voltaje de salida y ajustándolo, hasta obtener el voltaje deseado. Recibe una señal de amplitud variable de la fuente, y, entrega a la carga, el voltaje con variación dentro del rango permitido.

Los parámetros para la selección del regulador son: voltaje nominal, mayor o igual al voltaje del sistema; y corriente nominal, igual o mayor a la corriente de carga máxima, en el punto de instalación. El circuito donde se instala, determina el regulador requerido. El voltaje, los kVA y el monto de corrección, determinan el tamaño. Cuando la regulación completa al 10% no es requerida, el rango puede ser reducido, con un ajuste del switch limitador en el cambiador de *tap*'s a la posición indicada. Si el incremento de la capacidad de corriente es accesible, se emplea un regulador pequeño, a un menor costo.

Figura 57. **Regulador**



Fuente: EEGSA. Manual de diseño de redes de distribución. p. 128.

Tabla LX. **Regulador de voltaje**

| Rango de regulación de voltaje (%) | Amps, como % de $I_{nominal}$ | KV _{nom} | Regulador 1F, inmerso en aceite | | | Regulador 3F, inmerso en aceite | | | |
|------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------|---------------------------------|-----------------|---------------------|------------|
| | | | BIL KV | KVA | Amp. Línea | Ventilación natural | | Ventilación forzada | |
| | | | | | | KVA | Amp. Línea | KVA | Amp. Línea |
| | | 19,92-34,5 | 150/200 | 100 | 50 | 1 000 | 167 | 1250 | 209 |
| ± 10,0 | 100 | | | 200 | 100 | 1 500 | 251 | 2000 | 335 |
| ± 8,75 | 110 | | | 333 | 167 | 2 000 | 335 | 2667 | 447 |
| ± 7,50 | 120 | | | 400 | 201 | 2 500 | 418 | 3333 | 557 |
| ± 6,25 | 135 | | | 667 | 334 | 500 | 628 | 625 | 78,5 |
| + 5,00 | 160 | | | 833 | 418 | 750 | 941 | 937 | 117,6 |
| Tap's estándar, a 60 hz | | | | | | | | | |
| kV_{nom} | | | | | | | | | |
| 19 920 | | 19 920 | 17 200 | 16 000 | 15 242 | 14 400 | 7 970 | 7 620 | 7 200 |
| 34 500 | | 34 500 | 19 920 | | | | | | |
| Pararrayos empleado | | | | Nivel de conf. | Fuga (mm) | Potencia nom | Pérdidas | | |
| kV_{nom} | delta o 1F | Estrella multiterrizada | MCOV | | | | | | |
| 19 920 | 19 920 | | 27 | Moderado (L) | 16 | >50 KVA con carga | máx. | real | |
| 34 500 | | 34 500 | 36 | Medio (M) | 20 | | | | |
| 19 920/34 500 GrdY | | 19 920/34 500 GrdY | 27 | Alto (H) | 26 | | | | |
| | | | | Muy alto (V) | 31 | vacío | | | |
| | | | | | | | 0,30% | 0,95% | |

Fuente: ANSI/IEEE Std. C57,15,1986. Sección 5,4 p. 23.

Los reguladores monofásicos son más empleados. Su bajo costo y pequeño tamaño, permiten una fácil y económica instalación (algunos modelos permiten el montaje en poste). Por su alto costo y voluminoso diseño, las unidades trifásicas, casi no son empleadas.

La bobina de bajo voltaje, se conecta en serie, y, la de alto voltaje, en paralelo. El regulador, aumenta o reduce el voltaje de salida, respecto al de entrada, invirtiendo la polaridad de la bobina en serie, con un interruptor inversor. Un cambiador de *tap*'s de sobrecarga, conecta un número variable de cambiadores de dirección, de la bobina en serie, logrando cambios de voltaje.

Los alimentadores con problemas de caída de voltaje, es la aplicación más común del regulador, instalado antes del punto donde el problema comienza, en condiciones de carga extrema. Los laterales también son controlados, efectivamente. En cargas, dispersas y remotas, la renovación no justifica la extensión de líneas primarias o la construcción de una subestación. Estas cargas, se sirven rápida y económicamente, extendiendo los alimentadores existentes e instalando reguladores, siendo adecuado para el área rural.

4.1.1. Conexión

Dos o tres reguladores monofásicos, formando un banco, regulan el voltaje, en un sistema trifásico de 3 hilos. Un regulador controla un circuito monofásico o una fase, en un circuito trifásico, estrella o delta.

La delta abierta, ofrece una regulación de $\pm 10\%$, en cada fase que contiene regulador, y, $\pm 5\%$ en la fase sin regulador. Ambas unidades contribuyen en $\pm 5\%$ para la tercera fase, alcanzando $\pm 10\%$ en las tres fases, que es el rango máximo de las unidades. Empleando dos unidades para regulación trifásica, el costo de esta conexión es menor.

La delta cerrada, tiene regulación de $\pm 10\%$ en la fase conectada y $\pm 5\%$ en la adyacente, alcanzando $\pm 15\%$ en las tres fases. El costo adicional es justificable, cuando se requiere el incremento en la regulación.

Tres unidades, en estrella, regulan un circuito trifásico, a 4 hilos, multiaterrizado. No conectar tres unidades, en estrella, en circuitos a tres hilos, por la probabilidad de derivación del neutro, a menos que el neutro esté conectado al neutral de un banco de transformadores, en estrella, o, al neutral del secundario del transformador de una subestación.

En circuito trifásico, a 4 hilos, estrella, multiaterrizada, con voltaje en kV, estrella, y carga en KVA, requiere una corrección de voltaje del p%.

- El circuito indica conexión del regulador en estrella multiaterrizada.
- Tamaño de la unidad: carga en A = $kVA_{\text{trifásicos}} \times 1\,000 / (V_{\text{línea a línea}} \times 1,732)$.
- Rango en kV: rango x kV línea a neutral.
- KVA nominal del regulador: carga en Amps x rango en kV.

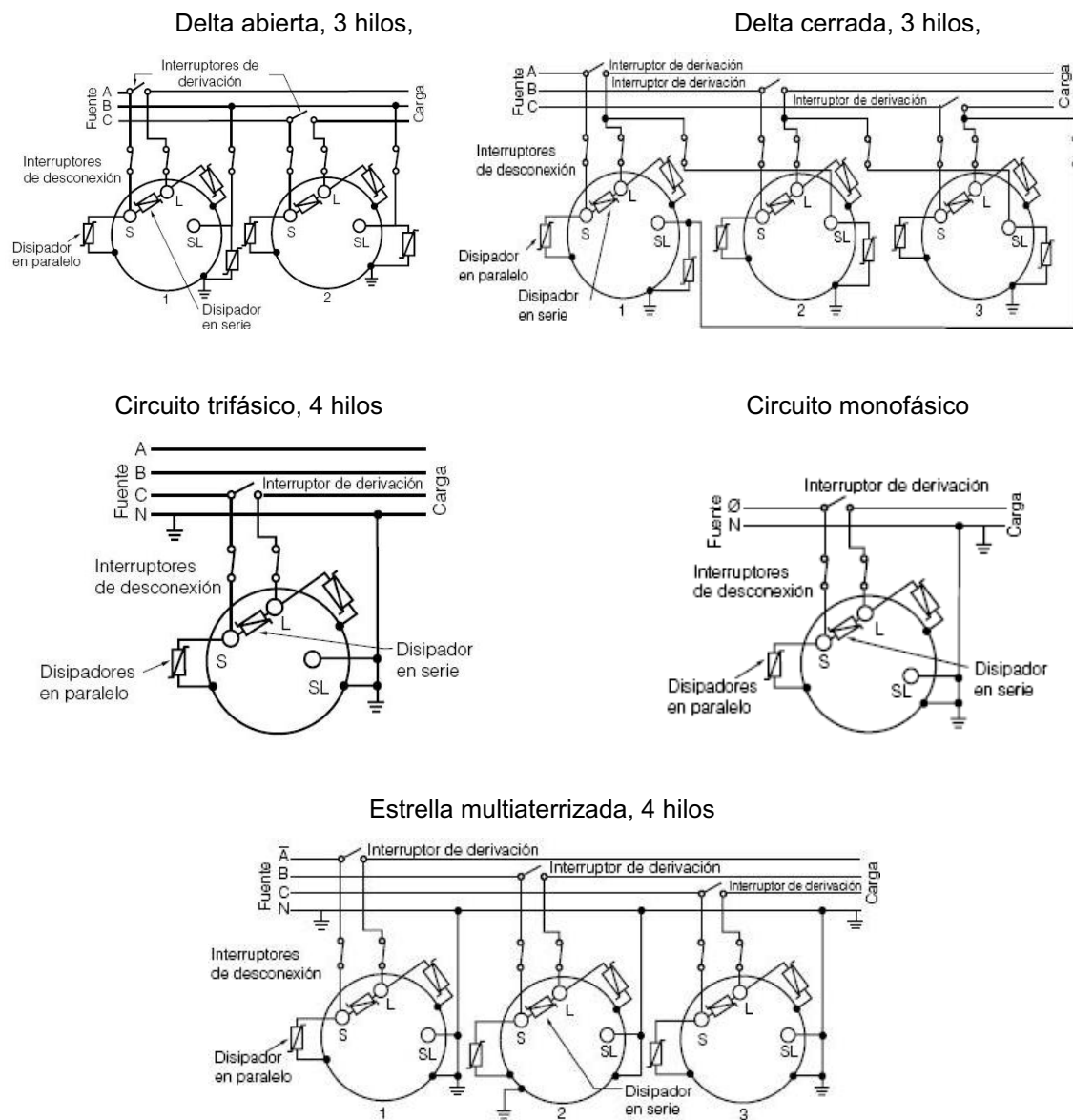
El regulador estándar, de 32 pasos, con KVA, kV monofásico, I en Amps nominales, alcanza la regulación de $\pm p\%$, empleando tres reguladores monofásicos, conectados línea a neutral.

Para circuito trifásico, 3 hilos, con voltaje en KV línea a línea, y carga de kVA, requiere una corrección de voltaje de p%.

- Circuito de tres hilos delta o estrella.
- Tamaño de la unidad: $kVA_{\text{trifásicos}} \times 1\,000 / (\text{volts línea a línea} \times 1,732)$.
- Rango en kV: rango x kV línea a línea.
- kVA nominal del regulador: carga en Amps x rango en kV.

Con la selección de un regulador estándar, de 32 pasos, con kVA, $kV_{\text{línea-línea}}$, I en Amps nominales, se alcanza la regulación de $\pm p\%$, empleando dos reguladores conectados línea a línea, en delta abierta.

Figura 58. **Conexión**



Fuente: Cooper Power Systems, *Voltaje Regulators*. p. 12.

4.2. Capacitor

La potencia empleada, tiene dos componentes: la potencia activa, que produce trabajo y se mide en kilowatts (kW); y la potencia reactiva, que genera los campos magnéticos, en equipos inductivos, como transformadores y motores, y se mide en kilovolt-amperios (kVA) que toman del sistema de distribución, más corriente de la necesaria, para producir trabajo útil. La relación entre corriente productora de trabajo y corriente total, es el “factor de potencia”.

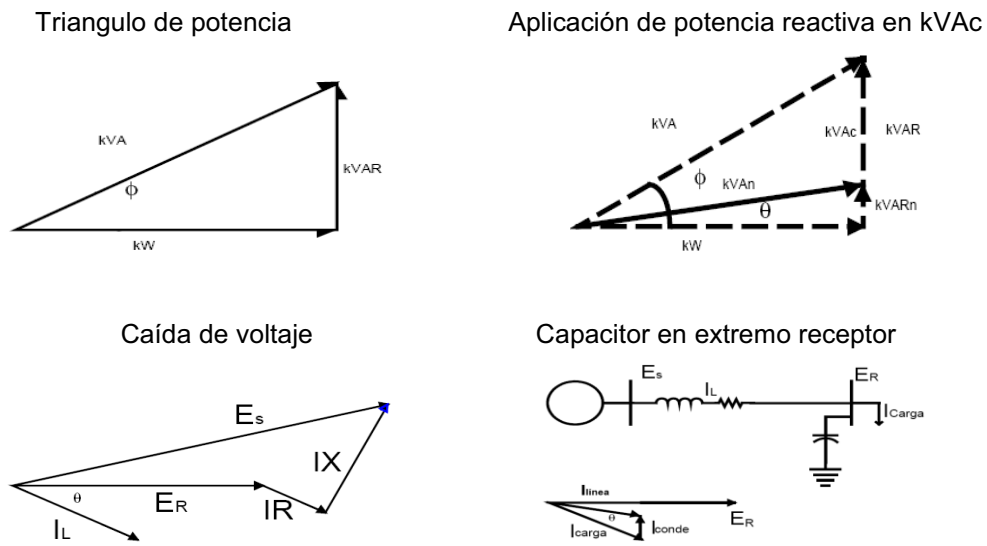
El capacitor proporciona corriente magnetizante al sistema de distribución, cerca del consumidor, que de otra forma, tendría que se proporcionada por los generadores a través del sistema de transmisión, transformación y distribución. Al proporcionar esta corriente magnetizante, los capacitores aumentan la capacidad productora de potencia útil en todo el sistema. La corriente que fluye del generador al usuario, es menor (por la falta de componente magnetizante) y la caída de voltaje y las pérdidas, por la corriente en las líneas, se reduce.

Los capacitores conectados en *shunt* (derivación) son fuente estática de corriente reactiva, disminuyendo los costos de operación en distribución, al evitar que la potencia reactiva sea entregada por los generadores. La ubicación y tamaño de los capacitores, se determina por el análisis técnico y económico. Los capacitores mejoran el factor de potencia, liberan capacidad útil en el sistema, disminuyen la caída de voltaje y las pérdidas de potencia y energía. Se mantienen en operación suficientes unidades, para cubrir las necesidades de potencia reactiva de los usuarios, según la hora del día.

Los bancos de capacitores, empleados en distribución, están formados, generalmente, por unidades de 100 kVAr, conectadas en paralelo, para proporcionar la capacidad necesaria, por fase. Las unidades múltiples, monofásicas, se conectan en estrella aterrizada, para formar bancos trifásicos.

En distribución, los bancos son de 300, 600 y 900 kVAr. A 34,5 kV, los bancos de 600 y 900 kVAr tienen controles de tiempo, que accionan interruptores de aceite, que conectan y desconectan los capacitores. Los bancos de 300 kVAr, son fijos, sin interruptor de aceite. Los capacitores en derivación, mejoran el voltaje en un rango de 2 – 3%, que no es suficiente para corregir la mayoría de problemas de voltaje.

Figura 59. **Diagrama vectorial**



Fuente: ABB. Aplicación de condensadores en circuitos de distribución. p. 6.

- ϕ : Angulo entre potencia activa y potencia reactiva.
- θ : Nuevo ángulo entre potencia activa y potencia reactiva.
- kW: Potencia activa de la carga.
- kVA_r: Potencia reactiva inductiva de la carga.
- kVA: Potencia aparente de la carga.
- kVA_c: Potencia reactiva del capacitor.
- kVA_n: Potencia aparente nueva en el sitio.
- kVAR_n: Potencia reactiva inductiva nueva = kVAR – kVAc.

El sentido de la potencia reactiva, generada por los capacitores, se opone al sentido de la potencia reactiva inductiva. Al añadir en el mismo sitio de la carga reactiva inductiva, un capacitor con potencia reactiva de KVAc, se tiene un nuevo triangulo de potencias.

Al aplicar los capacitores, se mejora el factor de potencia en el sitio de aplicación, reduciendo la potencia aparente, por tanto, si se asume que el voltaje es el mismo, entonces la corriente disminuye.

4.2.1. Efectos de los capacitores

Reducción de la corriente de línea: si se coloca la carga al extremo de la línea, asumiendo que tiene parámetros R y X, y un ángulo de potencia θ . El subíndice R indica receptor y S emisor. Al no tener capacitores en el extremo, la corriente de línea y la de carga, son iguales. Al aplicar capacitores en el receptor, la corriente de carga sigue igual, pero la corriente de línea varía.

$$I_{\text{línea}} = I_{\text{carga}} \cos\theta - j I_{\text{carga}} \text{sen}\theta + j I_{\text{condensador}} \quad \text{nueva corriente de línea.}$$

$$\frac{I_{\text{línea}}}{I_{\text{carga}}} = \cos\theta - j (\text{sen}\theta - ckva)$$

$$ckva = I_{\text{condensador}}/I_{\text{carga}} = kVAR/kVA$$

$$|I_{\text{línea}}| = 1 \cdot \sqrt{\cos^2\theta + (\text{sen}\theta - ckva)^2}$$

Ejemplo: Una línea en 34,5 kV, lleva una carga de 1 000 kVA, con f.p. 0,8, en que porcentaje se reduce la corriente de línea, si se añaden 240 kVAR, en capacitores, en el extremo de la carga.

Solución: 1 000 kVA, con f.p. 0,8, tienen 800 kW y 600 kVAR, 120 kVA son el 40% de la carga reactiva, $240/600 = 0,4$, por tanto, según la tabla LXII, de reducción de la corriente, la corriente de línea se reduce 17,54%.

Mejoramiento del nivel de voltaje:

$$E_R = E_s - I_L Z$$

$$E_R = E_s - I_L (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) - j I_L (X \cos \theta - R \operatorname{sen} \theta)$$

$$I_R = I_L \cos \theta$$

$$I_x = I_L \operatorname{sen} \theta$$

$$E_R = E_s - R I_R - X I_x - j X I_R + j R I_x$$

R y X, indican la resistencia y reactancia de la línea. Los capacitores inyectan I_c en el extremo receptor.

$$E_R = E_s - R I_R - X I_x - j X I_R + j R I_x - j R I_c + X I_c$$

$$E_R = E_s - R I_R - X I_x + X I_c$$

La efectividad de los capacitores, depende de la carga. Si la carga es liviana, se sobrecompensa la línea, y el voltaje del extremo receptor es mayor al del emisor. Cuando se instalan capacitores fijos, se hacen análisis, uno con carga pico y otro con carga valle, para evitar la sobrecompensación. El aumento del voltaje, es proporcional a $X I_c$. El porcentaje de aumento del voltaje es: % aumento = $(\text{kVAR} \times X \times d) / (10 \times \text{kV}_{LL}^2)$; X es la reactancia de línea, d es la distancia del sitio donde se instalan los capacitores y kV_{LL} es el voltaje de línea.

Ejemplo: Una línea en 34,5 kV, se va a compensar con un banco de 600 kVAR, a una distancia de 10 km de la subestación, si la reactancia de la línea es de 0,35 Ω/km , cual es el aumento del voltaje?

Solución: kVAR = 600, X = 0,35 Ω/km , kV = 34,5;

$$\% \text{ aumento} = (600 \times 0,35 \times 10) / (10 \times 34,5^2) = 0,176$$

Reducción de las pérdidas en la línea:

$$RP = I_x^2 R - (I_x - I_c)^2 R \quad \text{Reducción de perdidas al agregar capacitores.}$$

$$RP\% = 2 \text{ ckva} \text{ sen}\theta - \text{ckva}^2 \quad \text{Reduccion de pérdidas, en porcentaje.}$$

Ejemplo: cual es la reducción de perdidas, a 34,5 kV, con 400 kVA y f.p. 0,8, si se añaden 2 000 kVAR, al final del circuito? $Z = 0,6 + j0,8 \Omega$, ckva = 0,5.

Solucion: De la tabla LXIII, para f.p. 0,8 y ckva 0,5, la reducción de las pérdidas es de 35%; la corriente de línea, antes de instalar el banco, era de $4\ 000 / (1,732 \times 34,5) = 67$ Amperios; las pérdidas eran $67^2 \times 0,6 = 2,7$ kW; al instalar los capacitores, las nuevas pérdidas son $2,7 \times 65\% = 1,75$ kW

Mejoramamiento del factor de potencia: Corrección del f.p. a un nuevo valor CAP en kVAR, de los capacitores instalados, para mejorar el f.p. de θ a θ_n .

$$\frac{CAP}{KW} = \frac{\text{Sen } \theta}{\text{Cos } \theta} - \frac{\text{Sen } \theta_n}{\text{Cos } \theta_n} = \text{factor}$$


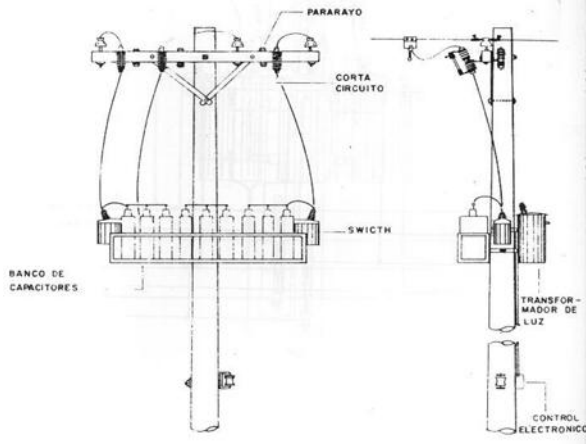
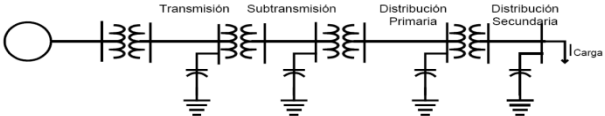
Ejemplo: cuantos kVAR en capacitores, se debe instalar, en un sistema que tiene una carga de 1 000 kW, con f.p. 0,6, para corregir a 0,8?

Solución: De la tabla LXIV, de factores de corrección del f.p., el factor es 0,583, por lo tanto, hay que instalar 583 kVAR, para mejorar el f.p. de 0,6 a 0,8.

Al colocar capacitores en el secundario, se tiene la mejor reducción de pérdidas y regulación de voltaje; la potencia reactiva del capacitor varía con el cuadrado del voltaje, se necesita colocar mas unidades en el secundario; el mejor sitio para instalar los capacitores es en circuitos primarios.

Las conexiones disponibles son: delta, estrella aterrizada y estrella con neutro flotante. Los bancos de capacitores cuentan con pararrayos y cortacircuitos, conectados en estrella, aterrizados. Las consideraciones para el banco son: tipo de montaje, armadura, instalación eléctrica, conexión requerida, accesorios de señalización, pruebas, programación y puesta en servicio.

Tabla LXI. Banco de capacitores

| Figura | V _{nom} | BIL |
|--|-------------------|-----------------|
|  | 19 920 | 125 y 150 |
| | 19 920/34 500 | 150 y 200 |
| | Protección | |
| | Cut-out | Switch |
| | aire | aceite |
| | aire-magnético | SF ₆ |
| | aceite | vacío |
| Montaje | | |
|  | | |
| Ubicación | | |
|  | | |

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXII. Reducción de corriente de línea

| Factor de potencia | 0.60 | 0.70 | 0.80 | 0.90 |
|--------------------|--|-------|-------|-------|
| ckva | Porcentaje de reducción de la corriente de línea | | | |
| 0.10 | 7.80 | 6.88 | 5.66 | 3.94 |
| 0.20 | 15.15 | 13.15 | 10.56 | 6.96 |
| 0.30 | 21.90 | 18.67 | 14.56 | 8.98 |
| 0.40 | 27.89 | 23.27 | 17.54 | 9.93 |
| 0.50 | 32.92 | 26.80 | 19.38 | 9.77 |
| 0.60 | 36.75 | 29.08 | 20.00 | 8.52 |
| 0.70 | 39.17 | 29.99 | 19.38 | 6.20 |
| 0.80 | 40.00 | 29.48 | 17.54 | 2.91 |
| 0.90 | 39.17 | 27.57 | 14.56 | -1.26 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXIII. Reducción de pérdidas

| Factor de potencia | 0.6 | 0.7 | 0.8 | 0.9 |
|--------------------|--|-------|-------|-------|
| ckva | Porcentaje de reducción de la corriente de línea | | | |
| 0.1 | 15.00 | 13.28 | 11.00 | 7.72 |
| 0.2 | 28.00 | 24.57 | 20.00 | 13.44 |
| 0.3 | 39.00 | 33.85 | 27.00 | 17.15 |
| 0.4 | 48.00 | 41.13 | 32.00 | 18.87 |
| 0.5 | 55.00 | 46.41 | 35.00 | 18.59 |
| 0.6 | 60.00 | 49.70 | 36.00 | 16.31 |
| 0.7 | 63.00 | 50.98 | 35.00 | 12.02 |
| 0.8 | 64.00 | 50.26 | 32.00 | 5.74 |
| 0.9 | 63.00 | 47.55 | 27.00 | -2.54 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXIV. Factor de corrección para f.p.

| Potencia original | 0.8 | 0.82 | 0.84 | 0.86 | 0.88 | 0.9 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.50 | 0.982 | 1.034 | 1.086 | 1.139 | 1.192 | 1.248 |
| 0.52 | 0.893 | 0.945 | 0.997 | 1.049 | 1.103 | 1.158 |
| 0.54 | 0.809 | 0.861 | 0.913 | 0.965 | 1.019 | 1.074 |
| 0.56 | 0.729 | 0.781 | 0.834 | 0.886 | 0.940 | 0.995 |
| 0.58 | 0.655 | 0.707 | 0.759 | 0.811 | 0.865 | 0.920 |
| 0.60 | 0.583 | 0.635 | 0.687 | 0.740 | 0.794 | 0.849 |
| 0.62 | 0.515 | 0.567 | 0.620 | 0.672 | 0.726 | 0.781 |
| 0.64 | 0.451 | 0.503 | 0.555 | 0.607 | 0.661 | 0.716 |
| 0.66 | 0.388 | 0.440 | 0.492 | 0.545 | 0.599 | 0.654 |
| 0.68 | 0.328 | 0.380 | 0.432 | 0.485 | 0.539 | 0.594 |
| 0.70 | 0.270 | 0.322 | 0.374 | 0.427 | 0.480 | 0.536 |
| 0.72 | 0.214 | 0.266 | 0.318 | 0.370 | 0.424 | 0.480 |
| 0.74 | 0.159 | 0.211 | 0.263 | 0.316 | 0.369 | 0.425 |
| 0.76 | 0.105 | 0.157 | 0.209 | 0.262 | 0.315 | 0.371 |
| 0.78 | 0.052 | 0.104 | 0.156 | 0.209 | 0.263 | 0.318 |
| 0.80 | 0.000 | 0.052 | 0.104 | 0.157 | 0.210 | 0.266 |
| 0.82 | | 0.000 | 0.052 | 0.105 | 0.158 | 0.214 |
| 0.84 | | | 0.000 | 0.053 | 0.106 | 0.162 |
| 0.86 | | | | 0.000 | 0.054 | 0.109 |
| 0.88 | | | | | 0.000 | 0.055 |
| 0.90 | | | | | | 0.000 |

Fuente: elaboración propia.

5. ARQUITECTURA DE RED DE BAJA TENSION

Establece los criterios para el diseño de la red secundaria, aplicándose a las instalaciones comprendidas entre los *bushings* de BT del transformador hasta la protección de la acometida, considerando el voltaje nominal, las caídas de voltaje y las conexiones permitidas.

5.1. Definiciones

Sistema de distribución secundaria: son las líneas del secundario del transformador, y, las acometidas del usuario.

Líneas de distribución secundarias: son los cables, accesorios y postes; para distribución eléctrica en 120/240 V. Unen radialmente el secundario del transformador a la acometida del secundario.

Acometidas: son los cables y accesorios, que conectan el punto de toma, al punto de entrega.

Punto de toma: es la conexión de la línea secundaria, con los cables de la acometida.

Punto de entrega: es la conexión del secundario, de la acometida, a la instalación del usuario.

Consumidor o usuario: es el que emplea la energía eléctrica.

5.2. Transformador

Los transformadores empleados en el área rural, para montaje en poste, monofásicos, autoprotegidos (CSP) para alimentadores laterales monofásicos, y, convencionales (S) para alimentadores laterales trifásicos.

La red secundaria, rural, con densidad y tasa de consumo baja, con usuario mayormente residencia y comercial, emplea las configuraciones:

Monofásica, 3 hilos, 120/240 V, empleando 1 transformador monofásico, CSP, conectado por puente doble, si la red esta a ambos lados del transformador; o con puente simple, si la red esta solo de un lado, figura 42.

Trifásica, 4 hilos 120/240 V, empleando 2 transformadores monofásicos, CSP, conectados en delta abierta, con puente simple o doble, figura 40.



Trifásica, 4 hilos, 120/208 V, empleando 1 banco formado por 3 transformadores monofásicos, convencionales, con cable secundario cuádruplex en puente doble, figura 43.

5.3. Cables

Los cables secundarios se componen de varios cables aislados y trenzados entre sí, con 2, 3 o 4 conductores (dúplex, tríplex y cuádruplex) los cables de fase son formados por alambres de aluminio, mientras el neutral es de aluminio (AAC) o aleación de aluminio (AAAC).

Para acometidas, se emplea cable trenzado de aluminio o cable de cobre.

Tabla LXV. Cables de BT

| Cables para líneas y acometidas | | | | | | |
|--|--|---------------|---|----------------|------------------|----------|
| cable | Tríplex #2 | Tríplex 1/0 | Tríplex 4/0 | Cuádruplex 4/0 | Cuádruplex 336,4 | |
| Calibre mínimo de ACSR 6/1, 120/240 V, 3 hilos de fase # 2 AWG y neutral # 2 AWG |  | |  | | | |
| Sección de la fase (mm ²) | 33,62 | 53,51 | 107,20 | 107,20 | 170,45 | |
| Sección del neutro (mm ²) | 33,62 | 53,51 | 107,20 | 107,20 | 107,20 | |
| Composición fase (n° x f en mm) | 7 x 2,47 | 7 x 3,12 | 13 x 2,9 + | 13x2,9 + | 13x3,66 + | |
| | | | 6 x 2,12 | 6x2,12 | 6x2,68 | |
| Composición neutro | 7 x 2,47 | 7 x 3,12 | 7 x 4,42 | 7 x 4,42 | 7 x 4,42 | |
| (n° x φ en mm) | | | | | | |
| Aislamiento | Polietileno reticulado | | | | | |
| Diámetro aprox. del haz (mm) | 21 | 27 | 35 | 40 | 49 | |
| Peso del haz (daN/m) | ≤ 0,351 | ≤ 0,631 | ≤ 1,189 | ≤ 1,570 | ≤ 2,257 | |
| Carga de rotura por cable (daN) | 1 063 | 1 700 | 3 264 | 3 264 | 3 264 | |
| Resist. eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km) | F: ≤ 0,860 | F: ≤ 0,539 | F: ≤ 0,269 | F: ≤ 0,269 | F: ≤ 0,169 | |
| | N: ≤ 0,999 | N: ≤ 0,626 | N: ≤ 0,312 | N: ≤ 0,312 | N: ≤ 0,312 | |
| Resist. Eléctrica en C.C. a 50 °C (Ω/km) | F: ≤ 0,964 | F: ≤ 0,604 | F: ≤ 0,302 | F: ≤ 0,302 | F: ≤ 0,189 | |
| | N: ≤ 1,120 | N: ≤ 0,702 | N: ≤ 0,350 | N: ≤ 0,350 | N: ≤ 0,350 | |
| Corriente máxima admisible (A) | 150 | 205 | 300 | 275 | 370 | |
| Cables de cobre para acometidas | | | | | | |
| Cable | 2 x #8 | 3 x #8 | 2 x #6 | 3 x #6 | 3 x #4 | 4 x #4 |
| Sección de la fase (mm ²) | 8,37 | 8,37 | 13,30 | 13,30 | 21,15 | 21,15 |
| Sección del neutro (mm ²) | 8,32 | 8,32 | 13,21 | 13,21 | 21,12 | 21,12 |
| Composición fase | 7 x 1,23 | 7 x 1,23 | 7 x 1,55 | 7 x 1,55 | 7 x 1,96 | 7 x 1,96 |
| (n° alam. x φ en mm) | | | | | | |
| Aislamiento | Polietileno reticulado y PVC | | | | | |
| Diámetro del haz (mm) | ≈ 9,6 | ≈ 10,0 ξ 16,0 | ≈ 11,6 | ≈ 11,3 ξ 18,2 | ≈ 12,8 ξ 21,1 | ≈ 22,0 |
| Peso del haz (daN/m) | ≤ 0,225 | ≤ 0,350 | ≤ 0,325 | ≤ 0,475 | ≤ 0,700 | ≤ 0,900 |
| Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km) | ≤ 2,275 | ≤ 2,275 | ≤ 1,431 | ≤ 1,431 | ≤ 0,900 | ≤ 0,900 |
| Resistencia eléctrica en C.C. a 50 °C (W/km) | ≤ 2,543 | ≤ 2,543 | ≤ 1,600 | ≤ 1,600 | ≤ 1,006 | ≤ 1,006 |
| Corriente máxima admisible (A) | 55 | 55 | 75 | 75 | 95 | 95 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 83.

5.3.1. Cálculo eléctrico

La corriente máxima de cortocircuito, es la que no provoca la disminución de las características mecánicas de los cables, incluso, después de un número elevado de esfuerzos. Se calcula, admitiendo el calentamiento de los cables por un proceso adiabático (temperatura constante).

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (\text{A}) \quad \text{Corriente máxima de cortocircuito (A).}$$

K: coeficiente, según el cable, aislamiento y temperaturas, al principio y final del cortocircuito, 143 para cobre y 93 para aluminio.

S: sección del cable (mm²).

t: Duración del cortocircuito (s).

Tabla LXVI. Corriente de cortocircuito

| Duración del cortocircuito (s) | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 |
| Cable cobre | | | | | | | | | |
| Cu #8 AWG | 3 785 | 2 676 | 2 185 | 1 693 | 1 197 | 977 | 846 | 757 | 691 |
| Cu #6 AWG | 6 014 | 4 253 | 3 472 | 2 690 | 1 902 | 1 553 | 1 345 | 1 203 | 1 098 |
| Cu #4 AWG | 9 564 | 6 763 | 5 522 | 4 277 | 3 024 | 2 469 | 2 139 | 1 913 | 1 746 |
| Cable aluminio | | | | | | | | | |
| AAC #2 AWG | 9 887 | 6 991 | 5 708 | 4 422 | 3 127 | 2 553 | 2 211 | 1 977 | 1 805 |
| AAC 1/0 MCM | 15 737 | 11 128 | 9 086 | 7 038 | 4 976 | 4 063 | 3 519 | 3 147 | 2 873 |
| AAC 4/0 MCM | 31 527 | 22 293 | 18 202 | 14 099 | 9 970 | 8 140 | 7 050 | 6 305 | 5 756 |
| AAC 336,4 MCM | 50 128 | 35 446 | 28 941 | 22 418 | 15 852 | 12 943 | 11 209 | 10 026 | 9 152 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 85.

Para el cálculo de los valores de resistencia en los cables, ver 1.2.1., donde α_{20} es 0,00393 para cobre suave y 0,00403 para aluminio.

En cables de cobre, se desprecia el efecto pelicular, tomando la resistencia del neutral, igual a la de fase, igual en corriente directa y alterna.

Tabla LXVII. Resistencia

| Cable | R' 20 (Ω/km) | R' 75 (Ω/km) | R' 90 (Ω/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 |
| AAC #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 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 86.

La reactancia inductiva X, varía con el diámetro y separación de los cables, siendo X = 0,1 para cables trenzados y de cobre.

La caída de voltaje en un tramo, es la suma de la caída en cada uno de los tramos intermedios.

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{(R + X \cdot \text{tg}\phi)}{U} \cdot P \cdot L \quad (V)$$

Caída de voltaje, en línea trifásica, equilibrada

$$e = 10^5 \cdot \frac{(R + X \cdot \text{tg}\phi)}{U^2} \cdot P \cdot L \quad (\%)$$

Caída de voltaje, relativa, en tanto por ciento

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{tg}\phi)]}{U} \cdot P \cdot L \quad (V)$$

Caída de voltaje, en línea monofásica

$$e = 10^5 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{tg}\phi)]}{U^2} \cdot P \cdot L \quad (\%)$$

Caída de voltaje, relativa, en tanto por ciento

- R Resistencia del cable (Ω /km)
- X Reactancia del cable (Ω /km)
- φ Desfase entre voltaje y corriente.
- L Longitud del tramo de línea (km)
- R_f Resistencia del cable de fase (Ω /km)
- R_n Resistencia del cable neutral (Ω /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, útil para comparar distintas configuraciones de línea, suponiendo la carga concentrada en el punto final de cada tramo. En líneas monofásicas $120/240$ $M = P \cdot L$ se le denomina momento eléctrico de la carga P , situada a la distancia L del origen de la energía, 3 hilos, se considera la carga equilibrada, equivalente a una línea monofásica a 240 V.

La potencia máxima que transporta la línea, se limita por la corriente admisible del cable y la caída de voltaje máxima de 5% para el área rural; en redes nuevas, se admite hasta 10%, incluyendo la acometida, siempre que el transformador tenga tomas de regulación de $\pm 5\%$ y $\pm 2,5\%$ y la caída de voltaje máxima, sea menor o igual, a la diferencia ente el voltaje nominal de transformador y el voltaje mínimo, admitido en el punto de entrega al usuario (final de acometida) por la CNEE, arts. 2, 24, 25 y 26 de la norma NSTD, siendo hasta 1,6% en líneas y acometidas, y 0,8% solamente acometidas.

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \text{ (kW)} \quad \text{Línea trifásica equilibrada}$$

$$P_{\max} = \frac{U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \text{ (kW)} \quad \text{Línea monofásica}$$

$\cos \varphi_m$ factor de potencia medio de las cargas.

$\cos \varphi$ factor de potencia de la línea.

Tabla LXVIII. Caída de voltaje, potencia y pérdidas

| Cable | Voltaje | Caída de voltaje | | | Potencia máxima | | | Pérdida de potencia (%) | | |
|----------------------------|---------|------------------|-------------|-----------|-----------------|-------------|-----------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | cos j = 0,8 | cos j = 0,9 | cos j = 1 | cos j = 0,8 | cos j = 0,9 | cos j = 1 | cos j = 0,8 | cos j = 0,9 | cos j = 1 |
| Circuito monofásico | | | | | | | | | | |
| Conc. 2 x #8 | 120 V | 41,33×P×L | 40,96×P×L | 40,29×P×L | 5,3 | 5,9 | 6,6 | $\frac{P \cdot L}{1588}$ | $\frac{P \cdot L}{2010}$ | $\frac{P \cdot L}{2482}$ |
| | 240 V | 10,33×P×L | 10,24×P×L | 10,07×P×L | 10,6 | 11,9 | 13,2 | $\frac{P \cdot L}{6354}$ | $\frac{P \cdot L}{8041}$ | $\frac{P \cdot L}{9928}$ |
| Conc. 3 x #8 | | | | | | | | | | |
| Conc. 2 x #6 | 120 V | 26,39×P×L | 26,02×P×L | 25,35×P×L | 7,2 | 8,1 | 9,0 | $\frac{P \cdot L}{2525}$ | $\frac{P \cdot L}{3196}$ | $\frac{P \cdot L}{3945}$ |
| | 240 V | 6,60×P×L | 6,50×P×L | 6,34×P×L | 14,4 | 16,2 | 18,0 | $\frac{P \cdot L}{10100}$ | $\frac{P \cdot L}{12782}$ | $\frac{P \cdot L}{15781}$ |
| Conc. 3 x #6 | | | | | | | | | | |
| Conc. 3 x #4 | | 4,25×P×L | 4,15×P×L | 3,99×P×L | 18,2 | 20,5 | 22,8 | $\frac{P \cdot L}{16056}$ | $\frac{P \cdot L}{20321}$ | $\frac{P \cdot L}{25087}$ |
| Circuito trifásico | | | | | | | | | | |
| Conc. 4 x #4 | 208 V | 2,83×P×L | 2,77×P×L | 2,65×P×L | 27,4 | 30,8 | 34,2 | $\frac{P \cdot L}{24119}$ | $\frac{P \cdot L}{30526}$ | $\frac{P \cdot L}{37686}$ |
| | 240 V | 2,12×P×L | 2,08×P×L | 1,99×P×L | 31,6 | 35,5 | 39,5 | $\frac{P \cdot L}{32111}$ | $\frac{P \cdot L}{40641}$ | $\frac{P \cdot L}{50174}$ |
| Circuito monofásico | | | | | | | | | | |
| Tríplex #2 | 240 V | 4,40×P×L | 4,31×P×L | 4,14×P×L | 28,8 | 32,4 | 36,0 | $\frac{P \cdot L}{15463}$ | $\frac{P \cdot L}{19570}$ | $\frac{P \cdot L}{24161}$ |
| Tríplex 1/0 | | 2,85×P×L | 2,76×P×L | 2,59×P×L | 39,4 | 44,3 | 49,2 | $\frac{P \cdot L}{24675}$ | $\frac{P \cdot L}{31229}$ | $\frac{P \cdot L}{38554}$ |
| Tríplex 4/0 | | 1,55×P×L | 1,46×P×L | 1,29×P×L | 57,6 | 64,8 | 72,0 | $\frac{P \cdot L}{49482}$ | $\frac{P \cdot L}{62626}$ | $\frac{P \cdot L}{77315}$ |
| Circuito trifásico | | | | | | | | | | |
| Cuádruplex 4/0 | 208 V | 0,97×P×L | 0,91×P×L | 0,80×P×L | 79,3 | 89,2 | 99,1 | $\frac{P \cdot L}{80258}$ | $\frac{P \cdot L}{101576}$ | $\frac{P \cdot L}{125403}$ |
| | 240 V | 0,73×P×L | 0,68×P×L | 0,60×P×L | 91,5 | 102,9 | 114,3 | $\frac{P \cdot L}{106652}$ | $\frac{P \cdot L}{135235}$ | $\frac{P \cdot L}{166957}$ |
| Cuádruplex 336,4 | 208 V | 0,67×P×L | 0,61×P×L | 0,50×P×L | 106,6 | 120,0 | 133,3 | $\frac{P \cdot L}{127599}$ | $\frac{P \cdot L}{161492}$ | $\frac{P \cdot L}{199373}$ |
| | 240 V | 0,51×P×L | 0,46×P×L | 0,38×P×L | 123,0 | 138,4 | 153,8 | $\frac{P \cdot L}{169880}$ | $\frac{P \cdot L}{215005}$ | $\frac{P \cdot L}{265438}$ |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 89.

La pérdida de potencia por efecto Joule, es por la resistencia en cables.

$$p = 3R_f I^2 \quad p = (R_f + R_n) I^2 \quad (\text{W}) \quad \text{Pérdida de potencia}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad P = U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (\text{W}) \quad \text{Potencia de línea}$$

El porcentaje de pérdida de potencia, es la relación entre la potencia perdida y la potencia transportada. Para cargas conectadas a diferentes distancias, se realiza la sumatoria de los productos.

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot R_f \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%) \quad \Delta P = 100 \cdot \frac{R_f \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%) \quad \text{Línea trifásica}$$

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot (R_f + R_n) \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%) \quad \Delta P = 100 \cdot \frac{(R_f + R_n) \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%) \quad \text{Línea monofásica}$$

Los niveles de potencia para área rural son: bajo 0,9 kW, medio 1,6 kW, alto: 2,4 kW. Las áreas suburbanas de nivel bajo se consideran zonas rurales. En redes de BT, se considera que las cargas de los usuarios, no están conectadas de forma simultánea. Para calcular la potencia de un número de abonados, se agrupan las potencias, según la cantidad de suministros, considerando que cada agrupación se afecta por el producto del coeficiente de simultaneidad (tabla LXIX) que corresponde a dicho tramo, sumándose la resultante de todas las agrupaciones de suministros.

La tabla LXIX indica la carga de un tramo de red, de acuerdo con el número de usuarios, grado de electrificación y coeficiente de simultaneidad, considerando el mismo nivel de electrificación. Para valores correspondientes a un número de abonados, superior a 15, se emplea $P_N = P_{15} + 0,4(n-15)P_1$.

Tabla LXIX. **Simultaneidad, densidad y nivel de potencia**

| Coeficientes de simultaneidad | | | | |
|-------------------------------|------------------------------|-------|--------|------|
| Número de suministros | 1 | 2 a 4 | 5 a 15 | > 15 |
| Ns | 1 | 0,8 | 0,6 | 0,4 |
| Zona | Densidad MVA/Km ² | | | |
| Semiurbana | 3 – 5 | | | |
| Rural | < 5 | | | |
| No. Suministros | Niveles de potencia (kw) | | | |
| | Red rural | | | |
| | Bajo | Medio | Alto | |
| 1 | 0,9 | 1,6 | 2,4 | |
| 2 | 1,6 | 2,9 | 4,3 | |
| 3 | 2,3 | 4,2 | 6,2 | |
| 4 | 3,1 | 5,4 | 8,2 | |
| 5 | 3,6 | 6,4 | 9,6 | |
| 6 | 4,1 | 7,4 | 11,0 | |
| 7 | 4,7 | 8,3 | 12,5 | |
| 8 | 5,2 | 9,3 | 13,9 | |
| 9 | 2,8 | 10,2 | 15,4 | |
| 10 | 6,3 | 11,2 | 16,8 | |
| 11 | 6,8 | 12,2 | 18,2 | |
| 12 | 7,4 | 13,1 | 19,7 | |
| 13 | 7,9 | 14,1 | 21,1 | |
| 14 | 8,5 | 15,0 | 22,6 | |
| 15 | 9,0 | 16,0 | 24,0 | |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 92.

5.3.2. Cálculo mecánico

Los cables son compuestos, con fases de aluminio (AAC) y neutral de aleación de aluminio (AAAC). Se emplean una pinza de anclaje, que sujeta únicamente el neutro, por lo cual, solo se consideran las características mecánicas del neutral. El tense y flecha, depende del vano y la temperatura; en las condiciones más desfavorables, no sobrepasan los límites. Los cables se sitúan sobre postes, con líneas de MT o de BT únicamente. Las zonas de carga y temperatura están en el inciso 1.2.2 y la presión del viento en la tabla IX.

El diámetro real aproximado de los cables sirve para calcular el esfuerzo que éstos transmiten al poste, por la acción del viento; se determina con el diámetro de cada cable (incluido el aislamiento) tanto de fase, como neutral, y aplicando coeficientes, que dependen si es dúplex, tríplex o cuádruplex.

Se define el coeficiente de sobrecarga (Q) como la relación entre el peso aparente (p_a) y el peso normal (p) de los cables. Conocida la carga máxima de ruptura, se eligen las tensiones máximas para el tendido.

$$p_a = \sqrt{p^2 + p_v^2} \quad (\text{daN/m})$$

$$p_v = 68,02 \cdot d \cdot 10^{-3} \quad (\text{daN/m}) \quad \text{Zona 1}$$

$$p_v = 106,28 \cdot d \cdot 10^{-3} \quad (\text{daN/m}) \quad \text{Zonas 2 y 3}$$

p_v : Fuerza por unidad de longitud del viento sobre el cable (daN/m)

d : Diámetro aparente del haz (mm)

Para determinar las flechas y tenses del tendido, ver inciso 1.2.2. Las tablas de cálculo, están en función del viento y temperatura, incluyendo las hipótesis de flecha máxima, para determinar las libranzas; interpolando para valores intermedios.

Para el vano ideal de regulación, los cables se tensan en una serie de vanos consecutivos, entre dos postes de amarre, igualando todas las tensiones en los vanos, mientras las diferencias son absorbidas por los postes. Para el cálculo de este vano, ver inciso 1.2.2; el valor de las flechas, que no sean de regulación, no están indicados en las tablas, aplicando el coeficiente de corrección $\delta = T/T_r$, donde T es la tensión del cable en el vano considerado (daN) y T_r es la tensión del cable en el vano de regulación (daN), con la tensión del cable, se determina la flecha; para las tablas de regulación, ver inciso 1.2.2.

Tabla LXX. Cables de línea y acometida

| Cable | Diám. ap. (mm) | Carga de rotura | Coef. de seg. | P máx | Zona | P (daN/m) | P (daN) | P _v (daN/m) | P _a (daN/m) | Q (pa/p) |
|------------------|----------------|-----------------|---------------|-------|-------|-----------|-----------|------------------------|------------------------|----------|
| Tríplex #2 | 21,0 | 1 063 | 3 | 354 | 1 | ≤ 0,351 | 350 | 2,23 | 2,26 | 6,44 |
| | | | | | 2 y 3 | | | 1,43 | 1,47 | 4,19 |
| Tríplex 1/0 | 27,0 | 1 700 | | 567 | 1 | ≤ 0,631 | 350 - 500 | 2,87 | 2,94 | 4,66 |
| | | | | | 2 y 3 | | | 1,84 | 1,94 | 3,08 |
| Tríplex 4/0 | 35,0 | 3 264 | | 1 088 | 1 | ≤ 1,189 | 500 - 800 | 3,72 | 3,91 | 3,28 |
| | | | | | 2 y 3 | | | 2,38 | 2,66 | 2,24 |
| Cuádruplex 4/0 | 40,0 | 3 264 | | 1 088 | 1 | ≤ 1,570 | 500 - 800 | 4,25 | 4,53 | 2,89 |
| | | | | | 2 y 3 | | | 2,72 | 3,14 | 2,00 |
| Cuádruplex 336,4 | 49,0 | 3 264 | | 1 088 | 1 | ≤ 2,257 | 500 - 800 | 5,21 | 5,68 | 2,51 |
| | | | | | 2 y 3 | | | 3,33 | 4,03 | 1,78 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 95.

5.4. Accesorios

Fabricados de material resistente y apropiado para intemperie, se utilizan para la red de BT que sale desde el secundario del transformador, hasta la acometida.

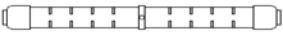






Empalmes: empleados donde no se prevé una posterior desconexión, hay dos tipos, a plena tracción y el maguito a tracción reducida a compresión.

Conector de derivación: hay dos tipos, dependiendo del cable y motivo de la derivación. Para acometida, con cable ≤ 2 AWG, se emplea conector de perforación; en los demás casos, el conector cuña a presión.

El anclaje y suspensión se instala en postes y puntos de amarre. En cables con neutral, se disponen conjuntos de alineación, en ángulo de desviación ≤ a 20°, en el resto de los casos (ángulos mayores, cables sin mensajero, amarres en fachadas, etc.) se instalan conjuntos de amarre.

En fachadas, se emplean pletinas de acero galvanizado, atornilladas a la pared, para las pinzas de anclaje y las grapas de suspensión. Para acometidas en fachadas, se emplean tornillos con ojo, adecuados. En los postes, se emplean pernos de argolla, galvanizados.

Tabla LXXI. **Accesorios de BT**

| Figura | Nombre | Descripción |
|---|--------------------------------|--|
|  | Empalme a plena tracción | Se emplea para conexiones bajo carga mecánica del neutral, se aísla con un empalme contráctil en frío. |
|  | Empalme manguito a compresión | Se emplea para conexiones que no soportan cargas mecánicas. Se comprime con prensas de matriz hexagonal (crimpador). Es preaislado. |
|  | Conector de perforación | Para acometidas, permite el desmontaje del cable de línea y los derivados, una vez instalados, ningún elemento metálico bajo tensión eléctrica es accesible. La conexión se realiza mediante la perforación de los aislantes del cable principal y derivado. |
|  | Conector de cuña a presión | Para derivaciones, garantizan el aislamiento mediante la colocación de caja aislada de tamaño adecuado, para no dejar accesible ningún elemento bajo tensión eléctrica. |
|  | Grapa de suspensión | Para cables con neutro mensajero, de aleación aluminio (AAAC) sujeta los cables por el neutro. Se emplean abrazaderas para unir los cables antes y después de la grapa de suspensión, permiten oscilaciones transversales y longitudinales de los cables. Fabricadas en material de alta resistencia a la intemperie y soportan esfuerzos de tracción. |
|  | Pinzas para neutral | Son de cuerpo metálico, mientras que las cuñas que están en contacto con el cable son de material plástico, para evitar cualquier tipo de deterioro sobre el aislamiento, se emplean abrazaderas para unir los cables antes y después de la pinza de anclaje. |
|  | Pinzas para cable de acometida | Se emplean en cables de acometida, son de material de alta resistencia a la intemperie, y, sujetan el cable abrazando a todo el conjunto. |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 98.

Se emplea el soporte clevy y aislador carrizo ANSI 53-2, con preformadas de amarre, donde no se pueda emplear la grapa plástica de suspensión. En acometidas, se emplea el remate preformado para cable forrado WP 2 AWG, con aislamiento de neopreno, para no dañar los cables.

Abrazaderas: fabricadas en material sintético, de alta resistencia a la intemperie, previstas para no dañar el aislamiento, sujetan entre sí, los cables, en puntos convenientes y en los amarres del neutral.

Capuchón aislante: protegen los extremos de los cables.

5.5. Límites de voltaje

Para garantizar que los usuarios conectados en BT estén dentro de los márgenes normados por la CNEE, se asignan las siguientes tolerancias para red rural, ver inciso 5.3.1: 0,8% solo acometida; 1,6% solo acometida, nueva construcción; 2% transformador de distribución, 5% secundario mas acometida; 10% secundario mas acometida, nueva construcción.

5.6. Distancia máxima

Las distancias permitidas con las distintas combinaciones de transformador y cable, asumiendo la carga uniforme y equilibrada, se indica en la tabla LXXII, para el caso de red en ambos lados del transformador o de un solo lado, esta longitud no incluye el cable de acometida ni su caída de voltaje.

Tabla LXXII. Longitud máxima, caída de voltaje del 5%

| Potencia trafo. (kVA) | Red | Sección cond. de línea | Red rural | |
|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------|-----------|-------|
| | | | simple | doble |
| 10 | Red a un solo lado del transformador | Triplex 1/0 | 190 | 380 |
| | Red a ambos lados del transformador | Triplex #2 | 122 | 244 |
| 25 | Red a un solo lado del transformador | Triplex 4/0 | 142 | 284 |
| | Red a ambos lados del transformador | Triplex 1/0 | 76 | 152 |
| 50 | Red a un solo lado del transformador | Triplex 336,4 | 106 | 212 |
| | Red a ambos lados del transformador | Triplex 4/0 | 71 | 142 |
| 75 | Red a un solo lado del transformador | Triplex 336,4 | 70 | 140 |
| | Red a ambos lados del transformador | Triplex 4/0 | 47,5 | 95 |
| 2 x 25 | Red a un solo lado del transformador | Cuád. 4/0 | 142 | 284 |
| | Red a ambos lados del transformador | | 142,5 | 285 |
| 2 x 50 | Red a un solo lado del transformador | Cuád. 336,4 | 106 | 212 |
| | Red a ambos lados del transformador | Cuád. 4/0 | 71 | 142 |
| 2 x 75 | Red a un solo lado del transformador | Cuád. 336,4 | 285 | 570 |
| | Red a ambos lados del transformador | Cuád. 4/0 | 35 | 70 |
| 3 x 50 | Red a ambos lados del transformador | Cuád. 336,4 | 141 | 282 |
| 3 x 75 | Red a ambos lados del transformador | | 47 | 94 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 103.

5.7. Postes

De madera o concreto, con resistencia adecuada al esfuerzo. Cuando las líneas de BT se instalan en postes existentes, con líneas de MT, se calculan los esfuerzos adicionales, comprobando la capacidad de soportar la nueva línea o necesita ser reforzado con tirantes, retenidas o stub. También se instalan sobre postes nuevos, que no soportan otras líneas, calculando los esfuerzos resultantes y seleccionando el más adecuado. Los postes, generalmente soportan otras líneas de MT, de comunicación, etc., los que soportan líneas en MT son de paso, y los que soportan las líneas de BT son de remate.

Para cálculo mecánico, no se consideran las cargas permanentes, por el peso del cable y los accesorios, solamente en postes nuevos, de concreto o madera, de 9 y 10,5 m de altura, determinando su resistencia con el esfuerzo nominal o carga, en dirección principal, normal a su eje, aplicada a la distancia de la cogolla, indicada en el artículo 19, literal 19,5 y el artículo 20 de las NTDOD.

Tabla LXXIII. Hipótesis de carga

| Apoyo | Zona 1 | Zona 2 | Zona 3 |
|----------------|--|--|--|
| Alineación | Esf. horizontal transversal con viento 150 km/h y temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C. |
| Ángulo | Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 150 km/h con temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 120 km/h con temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 120 km/h con temperatura -5 °C. |
| Estrellamiento | Esf. horizontal transversal resultante con viento 150 km/h y temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal resultante con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal resultante con viento 120 km/h y temperatura -5 °C. |
| Fin de línea | Esf. horizontal transversal con viento 150 km/h y temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. | Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C. |
| | Tiro de cables | Tiro de cables | Tiro de cables |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 106.

En postes de paso o tangentes, en condición normal, sólo se considera la sobrecarga del viento sobre los cables, según el eolovano, ver inciso 1.5.

En postes en ángulo, la hipótesis mas desfavorable Tabla LXXII, corresponde al viento aplicado al eolovano, mas, la resultante del tense de los cables, en la dirección de la bisectriz del ángulo. El ángulo máximo de desviación, para BT, en poste, sin retenidas, es función del esfuerzo nominal, tense en cables, presión del viento y eolovano. En las demás situaciones, se consideran los esfuerzos aplicados al poste, por las líneas de MT, sumados a los de BT. Para ángulos mayores a los soportados por el poste, se instalan retenidas, inciso 1.7.

En postes de remate, el esfuerzo horizontal, se determina en función del tense máximo, inciso 1.5. Generalmente, los postes se refuerzan con retenidas, para que solo trabajen a compresión y soporten los esfuerzos horizontales.

En postes en estrellamiento, para el esfuerzo útil mínimo, se emplea el cálculo gráfico, despreciando el esfuerzo del viento sobre los semivanos de las líneas que convergen, por ser inferior a los tenses, orientando el poste en la dirección de la resultante.

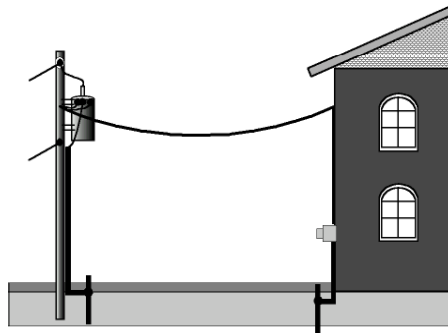
5.7.1 Empotramiento

Cuando las características del suelo lo permiten (terrenos duros o muy duros) se realizan, introduciendo los postes directamente en el suelo, a la distancia indicada en la tabla XXXVIII, compactando con capas alternas de pedrín y tierra. Si las condiciones del terreno son desfavorables (blandos, arcillosos, muy blandos, pantanosos) se emplean cimentaciones con concreto, ver inciso 1.6.2.

5.8. Acometida

Las acometidas en BT, cumplen lo estipulado en el artículo 18, literal 4, artículos 28, 29, 30, 31, 32 y 33 de las normas NDTOID.

Figura 60. **Acometida**



Fuente: CNEE. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 44.

Esta entre la red secundaria y el contador, incluye elementos de conexión y anclaje, cables de acometida y terminales de los cables de entrada. Las acometidas, monofásicas, 120 y 240 V, se hacen con 2 cables No. 8 o No. 6; monofásicas 120/240V con 3 cables No. 8, No. 6 o No. 4; trifásicas 120/240 o 120/208 con 4 cables No. 4, empleándose otros calibres cuando la potencia o caída de voltaje lo requiera. La acometida se conecta al secundario, con conector de derivación, de calibre adecuado, con 4 derivaciones máximo.

En red trenzada, se tiene acometida aérea, posada sobre fachadas o muros y la acometida tensada entre postes o de poste a fachada, prefiriéndose el cobre, empleando cables trenzados, para potencias superiores. Se realizan los cálculos, eligiendo el cable apropiado, considerando una caída de voltaje de 0,8%, para garantizar que los clientes conectados en acometida rural, estén dentro del margen de tolerancia, y, que la capacidad de corriente máxima del cable sea superior a la prevista para el suministro.

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\lambda \cdot e \cdot U} \quad (\text{mm}^2) \qquad I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A}) \qquad \text{Acometida monofásica}$$

$$S = \frac{P \cdot L}{\lambda \cdot e \cdot U} \quad (\text{mm}^2) \qquad I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A}) \qquad \text{Acometida trifásica}$$

- S: sección teórica del cable
 L: longitud de acometida (m)
 λ : conductividad (aluminio = 35, cobre = 56) ($\text{m}/\Omega\text{mm}^2$)
 e: caída de voltaje (v)

Para determinar el calibre del cable en acometida trifásica, con carga monofásica, se considera la corriente en la fase más cargada, como la suma de la corriente de la potencia trifásica y la monofásica. Para determinar la caída de voltaje, la corriente en la fase más cargada es la suma de la corriente de la carga trifásica, mas otra de carga trifásica, de seis veces la potencia monofásica. Para determinar las caídas de voltaje en BT, se seleccionan los cables para cada tramo, asegurando que estén dentro de los márgenes.

En líneas tensadas, la conexión se hace en el poste, cuando es posible, o en el medio del vano, fijando el inicio de la acometida, con una pinza de anclaje para neutral, y, el otro extremo, con una pinza plástica o camarón. Los cables de aluminio, se instalan con el tense adecuado, mientras los de cobre no se tensan, pero se aseguran las libranzas.

La protección de la acometida, delimita el final del secundario en BT y el principio de la instalación del usuario. La protección pertenece al usuario. En servicios individuales, se emplea flipón de 1 o 2 polos, de capacidad adecuada a la potencia contratada; en servicios en edificios, se emplea flipón de tres polos, de capacidad adecuada a la potencia total del conjunto de servicios.

Se alimentan dos o tres servicios, con contadores acoplados, con una sola acometida, con calibre adecuado y flipones individuales, tabla LXXIV.

Tabla LXXIV. Caída de voltaje, acometida rural

| Tensión 120 V-Circuito Monofásico | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------|---------|-----|-----------------------|------------|---------|------------|----------|------------|-----|
| Caída de tensión en la acometida :1,6 % (Red rural) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| P (kW) | Distancia(m) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | | |
| 0,9 | Conc. 2x#8 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1,6 | Conc. 2x#8 | | | | | Conc. 2x #6 | | | | | Conc. 2x #6 | | | | | --- | |
| 2,4 | Conc.2x#8 | | | Conc. 2x #6 | | | --- | | | | | | | | | | |
| 3,6 | Conc.2x#8 | | Conc. 2x #6 | | --- | | | | | | | | | | | | |
| 4,8 | Conc.2x#8 | | Conc. 2x #6 | --- | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Conc. 2x #6 | | --- | | | | | | | | | | | | | | |
| Tensión 120 /240V-Circuito Monofásico | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Caída de tensión en la acometida :0,8 % | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| P (kW) | Distancia(m) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | | |
| 0,9 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1,6 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | | | | | | | | | | Conc. 3x#6 Trip.#2 | | | | | | |
| 2,4 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | | | | | Conc. 3x#6 Trip.#2 | | | | | Conc. 3x#4 Trip1/0 | | | | | | |
| 3,6 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | | | Conc. 3x#6 Trip.#2 | | | Conc. 3x#4 Trip.#2 | | | --- | | | Trip1/0 | | | | |
| 4,8 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | | Conc. 3x#6 Trip.#2 | | Conc. 3x#4 Trip.#2 | | --- | | Trip1/0 | | --- | | | | Trip 4/0 | | |
| 6 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | | Conc. 3x#6 Trip.#2 | | Conc. 3x#4 Trip.#2 | | | --- | | | Trip1/0 | | | --- | | Trip . 4/0 | |
| 10 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | Conc. 3x#6 Trip.#2 | Conc. 3x#4 Trip.#2 | | --- | | | Trip.1/0 | | | --- | | | Trip . 4/0 | | --- | |
| 12 | Conc. 3x#8 Trip.#2 | Conc. 3x#4 Trip.#2 | --- | | | Trip.1/0 | | | --- | | | Trip . 4/0 | | | --- | | --- |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 116.

Tabla LXXV. Protección de acometida

| Flipón para acometida | | |
|-----------------------|-----------|----------|
| Cable acometida | I máx (A) | Icc (kA) |
| Concéntrico 2 x #8 | ≤ 40 | 6 |
| Concéntrico 3 x #8 | | 6 |
| Concéntrico 2 x #6 | ≤ 63 | 6 |
| Concéntrico 3 x #6 | | 6 |
| Concéntrico 3 x #4 | ≤ 80 | 10 |
| Concéntrico 4 x #4 | | 10 |
| Tríplex #2 | ≤ 125 | 10 |
| Tríplex 1/0 | ≤ 200 | 50 |
| Tríplex 4/0 | ≤ 250 | 50 |
| Cuádruplex 4/0 | | 50 |
| Cuádruplex 336,4 | | 100 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 118.

5.9. Puesta a tierra (PAT)

La puesta a tierra del neutral, varía en función de la instalación, limitando los voltajes a tierra; conectando el neutro de BT con el de MT en cada poste existente, aterrizando los transformadores y postes en remate; en postes nuevos, también se aterrizan los arranque de derivaciones importantes, colocando como mínimo, una puesta a tierra del neutro cada 500 m, para que el gradiente de potencial en la superficie del terreno, no sea peligroso a personas o animales.

El cable de tierra, de cobre desnudo No. 2 AWG, une la varilla de cobre, con el punto de la línea que se aterriza, siendo lo más corto posible, sin cambios bruscos de dirección (ángulos cerrados o esquinas) sin someterse a esfuerzo mecánico, se conecta con conector cuña, chucos o mordazas.

El electrodo es varilla *copperweld*, con alma de acero y recubrimiento de cobre anodizado, de 25 o 50 micrones, con 8 pies de longitud. Se entierra en la proximidad del poste, a un mínimo de 0,5 m por debajo del suelo, a esta profundidad va también el cable de cobre, que conecta las varillas con el poste.

5.10. Distancias de seguridad

Las líneas de BT, cumplen las distancias de seguridad, estipuladas en el artículo 18, de las normas NTDOID, respetando las libranzas, para evitar riesgos a las personas, daños en instalaciones e interrupciones del servicio, midiéndose de superficie a superficie; los herrajes y accesorios, que soportan cables energizados, son parte de los mismos.

Cables de BT de circuitos diferentes, en el mismo poste, se separan verticalmente 0,2 m y horizontalmente 0,3 mínimo, ver tabla 5 de las NTDOID.

Tabla LXXVI. Distancias de seguridad

| Cables en el mismo poste | | | |
|---|---|---------------------------------|---------------------|
| Nivel inferior | | Nivel superior | |
| | | Cables de B.T. | Cables de M.T. (kV) |
| | | Neutro | 34,5 |
| Cables de comunicación | | 1 | 1 |
| Cables de B.T. | | --- | 0,4 |
| Cruce vertical en BT | | | |
| Nivel inferior | | Nivel superior – Cables de M.T. | |
| | | Fases | Neutro |
| Cables de B.T. | | 0,6 | |
| Libranzas sobre carreteras, caminos y vías de tren | | | |
| Carreteras, calles y áreas de tránsito | | 5 | |
| Aceras o caminos para peatones | | 3 | |
| Ferrocarriles | | 7,2 | |
| Libranzas sobre ríos y canales navegables | | | |
| Aguas donde no está permitida la navegación | | 4 | |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción < 8 ha | | 5,3 | |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción entre 8 y 80 ha | | 7,8 | |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción ente 80 y 800 ha | | 9,6 | |
| Aguas navegables con un área sin obstrucción > 800 ha | | 11,4 | |
| Libranzas sobre edificios, chimeneas y carteles | | | |
| Horizontal | Anuncios, chimeneas, antenas, etc. no accesibles a personas | 1 | |
| | Zonas de edificios y áreas accesibles a personas | 1,5 | |
| Vertical | Anuncios, chimeneas, antenas, etc. no accesibles a personas | 1 | |
| | Zonas de edificios no accesibles a personas | 1 | |
| | Zonas accesibles a personas y de tránsito de vehículos de menos de 2,45 m de altura | 3,5 | |
| | Zonas de tránsito de vehículos de más de 2,45 m de altura | 5 | |
| Cables de BT con otras líneas de BT o de telecomunicaciones | | | |
| Cables | | Distancia (m) | |
| | | Horizontal | Vertical |
| De telecomunicaciones | | 1 | 0,6 |
| BT desnudos | | 1 | 0,6 |
| BT trenzados | | 0,4 | 0,4 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 126.

Las distancias en cruces, están indicadas en el inciso 1.10 y en las tablas 7 y 9 de las NTDOID. La línea de BT cruza por debajo de la de MT, cuando es posible, el cruce se hace en el mismo poste. Las distancias mínimas, se miden en el punto de mayor acercamiento entre cables, por la acción del viento.

Para cruce en postes diferentes, se realiza lo mas cerca al poste en MT. En cruces o entre cables cercanos, la distancia horizontal entre el cable de BT y las partes en MT, no es inferior a 1,5 m. En cruce entre cables de BT, en postes diferentes, la distancia no es menor a 0,6 m. Los cables de BT cruzan encima de los de telecomunicaciones, solo en casos excepcionales, pasan por debajo, respetando la libranza vertical. La distancia de seguridad mínima, entre los cables más cercanos, en postes diferentes, es de 0,6 m. Los cables no se empalman en medio de los vanos.

Para el cálculo mecánico, se considera la flecha final, obtenida, según la hipótesis más desfavorable, sin tener en cuenta el desplazamiento por el viento. Cuando los cables pasan encima y a lo largo de instalaciones, se respetan las separaciones, considerando la temperatura máxima (60°C en zona 1, 60°C en zonas 2 y 3) y mínima del cable (flecha final).

Para el paso por zonas boscosas, ver inciso 1.10. Los cables pueden ser colocados cerca de edificios, chimeneas, antenas, excepto puentes, siempre que la distancia vertical y horizontal sea mayor a la indicada en la tabla LXXVI.

Se colocan cables en fachadas de edificios, con libranza vertical no inferior a 3 m. La acometida se mantiene a 3 m del punto mas alto del techo o balcón, cuando no es posible, se reduce a 1 m y un mínimo de 0,5 m, Se mantiene un mínimo de 2 m en paralelismos, entre BT y MT; 3 m para voltaje mayor a 69 kV. En retenidas, paralelas a líneas de BT, en el mismo poste, la distancia es de 0,3 m; para otros cables, la distancia es de 0,15 m; ver tabla 4 de las NTDOID.

Las distancias en paralelismos con carreteras, caminos y calles se indican en el inciso 1.10 y la tabla LXXVI.

6. PLANIFICACIÓN

Es el proceso de programar la expansión y mejoras, a corto y largo plazo, considerando el crecimiento de la carga y las estrategias del negocio, basándose, en el desarrollo estimado de la demanda, leyes, reglamentos de seguridad, de construcción, nivel de voltaje (cambio a 34,5 kV), normalización de materiales y análisis de datos. La planificación a corto plazo, se basa en el pronóstico de cargas, analizando prioridades y riesgos, en un periodo máximo de 5 años; y de 10 a 15 años para largo plazo.

6.1. Crecimiento de la carga

Considera las tendencias en la tasa de crecimiento, por geografía, tipo de usuario (normal, regulado, sensible) precio de energía, tecnología disponible, medio ambiente, economía local, uso de la tierra y estratos de consumo; conociendo la tasa de crecimiento.

$L_n = (1 + r)^n L_i$ Carga en el año n , con una tasa r de crecimiento anual de la demanda y una carga inicial L_i en el año 0.

La medición de carga se realiza por las compañías distribuidoras y los agentes del subsector eléctrico, para proyecciones, presupuestos, estadísticas, planes de inversión, etc. Midiendo la carga total en el sistema, generación, subestaciones, alimentadores, tipos de consumo (residencial, comercial, AP, industrial). El pronóstico de carga, es el estudio probabilístico, simulando matemáticamente el comportamiento del sistema, recolectando datos, determinando parámetros de error y modelo empleado, entre los que están:

Regresión lineal: requiere una razonable cantidad de datos históricos de los parámetros a pronosticar, para entornos estables y tasas reducidas de crecimiento, en estudios a corto plazo. Una línea de tendencia pronostica valores futuros de carga.

Ejemplo: para la relación entre variable económica y categoría de carga:

| | |
|-------------|--------------------|
| carga en mw | variable economica |
| y1 = 116 | x1 = 105 |
| y2 = 132 | x2 = 120 |
| y3 = 104 | x3 = 85 |
| y4 = 139 | x4 = 121 |

Solución: con la función de pendiente y pronostico, se tiene la ecuación de recta $y = 0,909x + 24,75$, la cual indica que 24,75 MW no están relacionados a la actividad económica.

Uso final: Determina la potencia máxima de un grupo de usuarios, basado en factores de carga, con recolección de datos, por categoría de consumo; su exactitud depende de la cantidad de datos y sistemas de cómputo disponibles.

$P_{\text{máx}} = \Sigma(C_{1i} * w_i) + \sqrt{\Sigma C_{2i}^2 * w_i}$ Carga pico del grupo o estrato de clientes, con energía mensual o anual w_i y constantes de Velander C_1, C_2

Tabla LXXVII. **Constantes de Velander**

| Servicio | C1 | C2 |
|---------------------|---------|-------|
| Residencial urbano | 0,00033 | 0,05 |
| Residencial rural | 0,00027 | 0,03 |
| Agrícola | 0,00015 | 0,099 |
| Industria | 0,00022 | 0,16 |
| Comercio + públicos | 0,00015 | 0,08 |

Fuente: elaboración propia.

Econométrico: basado en la relación entre el consumo de electricidad y características económicas, PIB, nivel de ingreso, precios, electrificación, etc., aplicado a diferentes sectores de consumo.

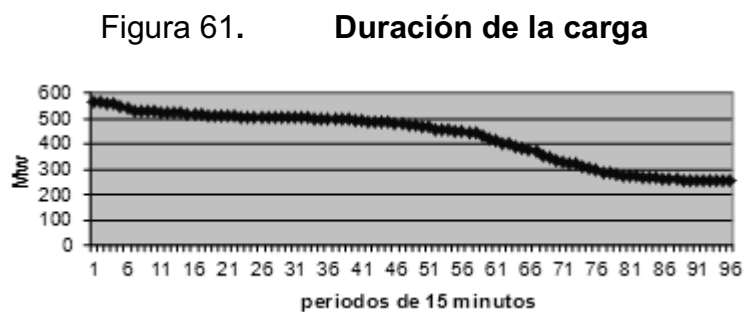
La principal desventaja es que requieren gran cantidad de datos históricos, eléctricos y económicos, para la modelización. Las rápidas e inesperadas variaciones en los parámetros económicos, hacen difícil el establecimiento de modelos aplicables.

Otros modelos son: parábola $y = a + bx + cx^2$, exponencial $y = CeD^x$, curvas $y = a + bx + cx^2 + dx^3$; siendo y una variable dependiente, x una variable independiente, e es constante de *Naper* y ABCD son constantes.

6.2. Definiciones

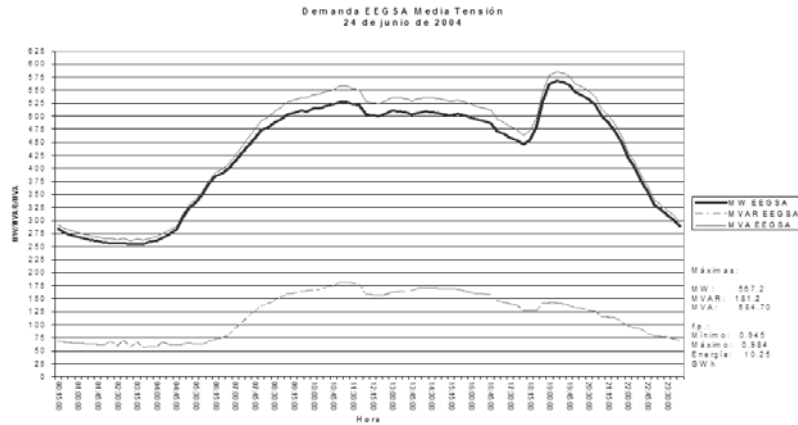
Demanda: valor medio de la carga, en determinado tiempo, denominado intervalo de demanda y establecido para la aplicación específica considerada.

La demanda graficada en el tiempo y la curva de carga, permiten conocer la duración de la demanda máxima, mínima, etc., de un grupo de usuarios, para programar el despacho de generación.



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 4.

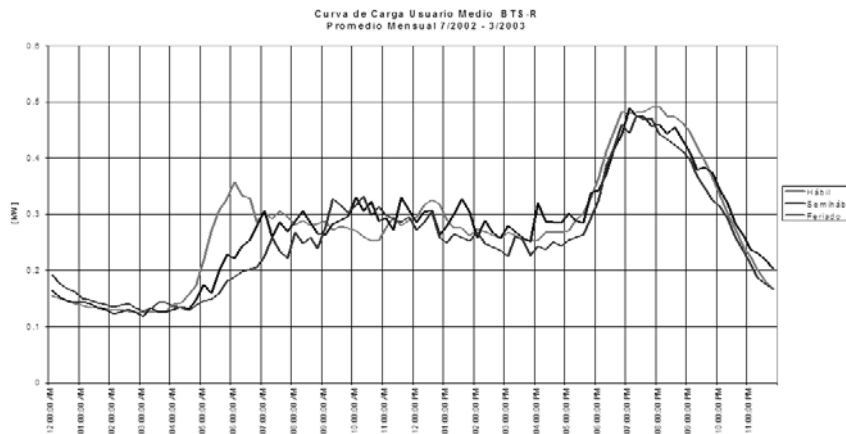
Figura 62. Demanda



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 5.

Demanda máxima: Es la que ocurre durante un determinado periodo de tiempo. Los intervalos para facturación normalmente duran 15 o 30 minutos. Para la planeación de sistemas, se emplea la demanda máxima anual; también se tienen demandas individuales y de grupos de cargas. El kW es la potencia a la cual se efectúa el trabajo y el kWh es la cantidad de energía o de trabajo, efectuado en una hora.

Figura 63. Demanda máxima



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 5.

Carga conectada: es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor, con probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo, para producir una demanda máxima.

Ejemplo: Si un consumidor tiene instaladas 20 lámparas de 100 watts, 3 calentadores de 2 500 watts y 1 motor de 80 HP, cual es su carga conectada?

Solución: $20 \times 100 + 3 \times 2\,500 + 80 \times 0,743 = 69,2 \text{ kW}$; para una respuesta en kVAs, se considera un f.p. para el motor de 0,8, se tiene 84,1 kVAs.

Demanda media: es el promedio de las demandas registradas en un periodo determinado. Es la relación entre la energía consumida en kwh al tiempo correspondiente en horas. Para dispositivos en operación durante todo el periodo, corresponde a la carga instalada.

Factor de carga F_c : relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, en el mismo intervalo de tiempo. Indica el grado en que el pico de carga se sostiene, durante el periodo de análisis. Se calculan factores de carga semanal, mensual y anual.

$F_c = D_m / D_{m\acute{a}x} = D_m \cdot \Delta t / D_{m\acute{a}x} \cdot \Delta t = \text{Energía en } \Delta t / D_{m\acute{a}x} \cdot \Delta t$; el factor de carga anual es: $\text{Energía}_{\text{anual}} / D_{m\acute{a}x \text{ anual}} \cdot 8\,760$.

Cuando se comparan diversos factores de carga, esto se hace siempre que los intervalos sean idénticos. $F_{c \text{ diario}} \neq F_{c \text{ semanal}} \neq F_{c \text{ anual}}$. La carga constante durante un periodo, tiene un $F_c = 1,0$. Para una carga dada, excepto una compuesta por ciclos idénticos, un periodo mayor, da un F_c más pequeño, porque el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor.

Demanda no coincidente D_{mnc} : es la suma de las demandas individuales, de un grupo de cargas, sin restricción del intervalo de tiempo, para el que cada demanda se aplica. $D_{mnc} = \sum D_i$, este valor, dividido por el número de demandas, en la sumatoria "n", representa la demanda promedio no coincidente.

Demanda coincidente D_m : es la demanda máxima, de un grupo de cargas, ocurrida en un mismo periodo de tiempo t_a , $D_m(t_a) = \sum D_i(t_a)$.

Factor de diversidad F_{div} : mide la diversidad entre las demandas máximas; es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales $\sum D_i$ y la demanda máxima del grupo de cargas $D_{m\acute{a}x}$, $F_{div} = \sum D_i / D_{m\acute{a}x}$.

Factor de coincidencia F_{coin} : recíproco del factor de diversidad, empleándose como multiplicador en determinados casos, siempre es mayor que 1 y el de coincidencia menor a 1, $F_{coin} = 1/F_{div} = D_{m\acute{a}x} / \sum D_i$.

Factor de demanda F_d : relación entre la demanda máxima $D_{m\acute{a}x}$ y la carga total instalada P_{inst} . $F_d = D_{m\acute{a}x} / P_{inst}$. Es el porcentaje de potencia instalada, que es alimentado durante el pico de carga; para mantenerse adimensional, los factores están en las mismas unidades.

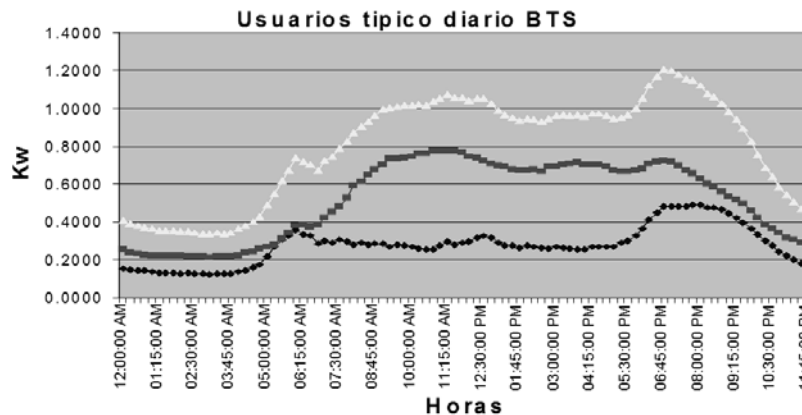
Factor de utilización F_u : relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema. Expresa el porcentaje de la capacidad máxima, que se emplea durante el pico de carga, $F_u = D_{m\acute{a}x} / C_s$.

Factor de contribución C_n : relación entre la contribución de la carga individual a la máxima del conjunto y la máxima de esta carga, $C_1 = D_1 / D_{m\acute{a}x1}$, $C_2 = D_2 / D_{m\acute{a}x2} \dots C_n = D_n / D_{m\acute{a}xn}$, D_1 contribución 1 y D_2 contribución 2 a la máxima del sistema, $D_{m\acute{a}x,n}$ es la máxima de la carga correspondiente.

Ejemplo: Calcular los factores de contribución de las curvas de carga, para $D_1 = 0,5$, $D_{m\acute{a}x1} = 0,5$, $D_2 = 0,7$, $D_{m\acute{a}x2} = 0,8$.

Solución: $C_1 = D_1/D_{m\acute{a}x1} = 0,5/0,5 = 1$, $C_2 = D_2/D_{m\acute{a}x2} = 0,7/0,8 = 0,875$, significa que la carga 1 contribuye totalmente a la carga máxima del grupo, mientras la carga 2 sólo con el 87,5% de su demanda máxima individual.

Figura 64. Consumo para determinar el F_{div}



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 7.

Factor de potencia f_p o $\cos \varphi$: relación angular (coseno) entre voltaje y corriente de fase o entre potencia aparente y potencia activa, varía con el tiempo, puede ser individual o en grupo, monofásica o trifásica.

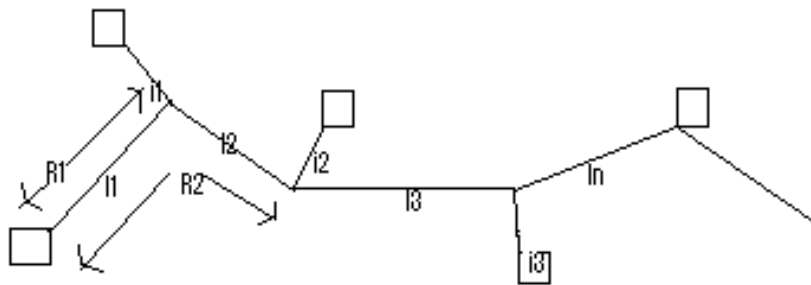
Factor de pérdidas f_p : relación entre el valor medio y el valor máximo, de la potencia disipada en pérdidas, en un intervalo de tiempo, $F_p = P_m/P_{m\acute{a}x}$.

Relación entre el F_p y el F_c : El F_p no se determina desde el F_c conocido, debido a que depende de las pérdidas, que dependen del cuadrado de la demanda en el tiempo, $F_c^2 < F_p < F_c$, $F_p = 0,3F_c + 0,7 F_c^2$, $F_p = 0,15F_c + 0,85F_c^2$ (fórmula de EBASCO).

6.3. Área geométrica de servicio

Representa el área geográfica que cubre el alimentador de una subestación, se emplea para calcular las caídas de voltaje y pérdidas esperadas. Puede ser triangular, cuadrada, hexagonal o circular. En el área rural, se considera baja densidad de carga y longitud grande en los tramos, respetando las tolerancias de las NTSD.

Figura 65. **Alimentador radial, energizado en un extremo**



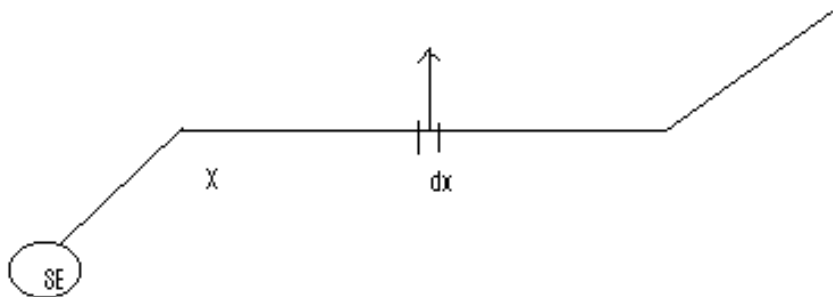
Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 11.

$$\Delta V = I_1 r_1 + I_2 r_2 + I_3 r_3 + \dots + I_n r_n = (i_1 + i_2 + i_3 + \dots + i_n) r_1 + (i_2 + i_3 + \dots + i_n) r_2 + (i_3 + \dots) r_3 = i_1 R_1 + i_2 R_2 + \dots = \sum i R$$

$$r_1 = R_1, R_2 = r_1 + r_2; R_3 = r_1 + r_2 + r_3; R_n = \dots$$

$\Delta V_2 = i_1 R_1 + i_2 R_2 + (i_3 + \dots + i_n) R_2$ Suma de momentos de corriente hasta ese punto, más el momento de todas las corrientes posteriores a ese punto.

Figura 66. **Alimentador con carga uniforme**



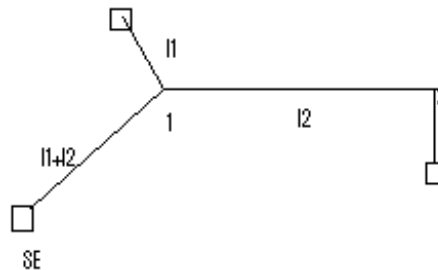
Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 12.

Posee cargas uniformemente distribuidas y similares, energizando desde un solo extremo, longitud L, resistencia r y corriente i (por unidad de longitud x). La caída de voltaje total ΔV del alimentador, uniformemente cargado, es igual a concentrar su carga en el punto medio.

$$\Delta V = r \int (I - ix) dx = iLrx - \frac{1}{2}rix^2 = rx(I - \frac{1}{2}ix)$$

$$\Delta V = rL(I - \frac{1}{2}iL) = riL^2 - \frac{1}{2}riL^2 = \frac{1}{2}riL^2 = \frac{1}{2}IR \text{ Caída de voltaje en } x = L$$

Figura 67. **Alimentador con calibre escalonado**



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 14.

El calibre del cable es escalonado, mayor al principio del tramo y más pequeño a medida que se acerca al extremo final de la línea. El escalonamiento óptimo no es posible. Se emplea para obtener la reducción de costos por cargas espaciadas. Los calibres óptimos para escalonar, dependen de la corriente en cada tramo, empleando la ecuación: $a_1/a_2 = \sqrt{(I_1+I_2)/I_2}$.

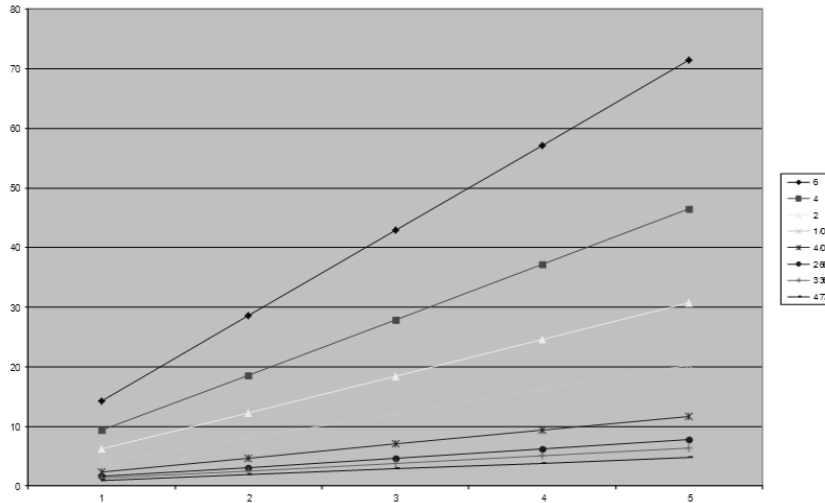
6.4. Impedancia

La alimentación en ac difiere de cc, por la existencia de dos componentes de calidad en el voltaje: $\Delta V = rI \cos \Phi + xI \sin \Phi$; $r = (r + jx)e$, $i = i(\cos \Phi + j \sin \Phi)$.

$$P = VI \cos \Phi.$$

$$\Delta V \% = \frac{rI \cos \Phi + xI \sin \Phi}{V} = \frac{P(r \cos \Phi + x \sin \Phi)}{V^2 \cos \Phi} = \frac{P}{V^2} \frac{(r \cos \Phi + x \sin \Phi)}{\cos \Phi}.$$

Figura 68. **Caída de voltaje en función del par kW-km**



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 18.

6.5. Diseño

La red distribuye la energía de las subestaciones a los centros de carga, se diseñan considerando ciertos criterios.

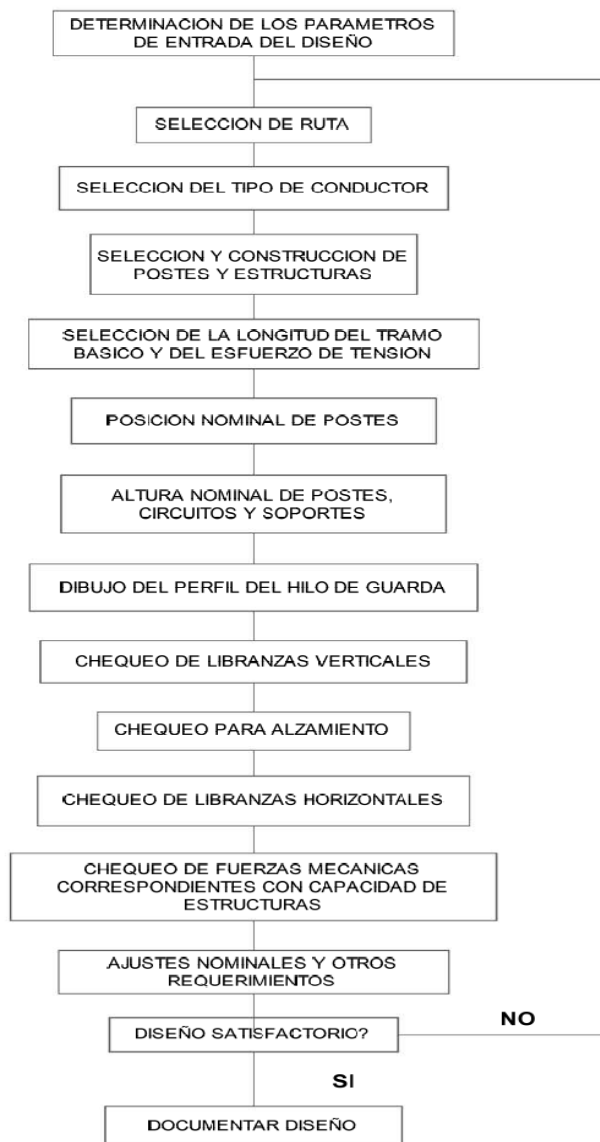
Los criterios impuestos a las distribuidoras por regulaciones y leyes: cumplimiento de libranzas y normas NESC, NTDOID (CNEE) NTSD (CNEE) NCER (INDE) leyes, normas legales (servidumbres, permisos, etc...,) aspectos de geografía, topografía, clima, limitación técnica y económica de materiales.

Los criterios de las distribuidoras, como políticas de operación: estandarización de materiales (cables, postes, herrajes y equipos) carga y sobrecarga, normas de seguridad, construcción, mantenimiento y planificación.

Los criterios de diseño del ingeniero o diseñador de línea, influyen en: tipo y tamaño de cable, altura y tipo de postes, retenidas, anclajes, herrajes y UBC´s empleadas y tolerancias permisibles.

Las líneas nuevas, son tramos cortos o largos, para consumidores o alimentadores. Los proyectos son resultado de planeación a largo plazo, que incluye la revisión de factibilidad de la ruta propuesta, voltaje, ampacidad, calibre del cable, flujo activo y reactivo, estabilidad, capacidad de intercambio, confiabilidad y factores que impactan los costos.

Figura 69. **Diseño de línea**



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 115.

Selección de ruta: se considera el impacto de la longitud, terreno, ángulos, obstáculos, cruces importantes, vegetación, tala o corte, limitaciones por derechos de vía, planes de crecimiento de caminos públicos y privados. La ruta seleccionada se identifica y mapea en detalle, señalando los puntos de control.

Puntos de control: son los lugares, donde línea cambia de dirección, debido a construcciones, terrenos influyentes, atributos topográficos y geográficos; definen el alineamiento general de la ruta, el requerimiento de estructuras especiales o la necesidad de buscar nuevas rutas.

Las unidades básicas constructivas, se clasifican, según la disposición de postes y accesorios, en armados de: pequeño ángulo; paso o tangentes; gran ángulo vertical; gran ángulo doble remate; y remates de fin de línea. El diseño define los valores que satisfacen los requerimientos de la línea.

Cálculos eléctricos:

- Potencia a transferir
- Voltaje nominal
- Pérdidas por efecto Joule
- Características eléctricas de los cables
- Límites térmicos de los cables

Cálculos mecánicos:

- Vanos, flechas y libranzas
- Características mecánicas de los cables
- Cables de tierra: diámetro, peso y costo
- Postes, peso, cimientos, obra gris y estructuras
- Límites estáticos y dinámicos

6.5.1. Planificación de red a 34,5 kV

Se describe el trazado de la línea, indicando las áreas públicas y privadas afectadas, y, las características particulares del proyecto.

- Voltaje nominal (34,5 kV) y Nivel de aislamiento (BIL)
- Frecuencia. (60 hz)
- Configuración de la red y N° de circuitos
- Potencia máxima de transporte y pérdidas de potencia
- Corriente nominal y de cortocircuito
- Resistencia y reactancia, por unidad de longitud
- Alimentadores principales, subalimentadores y alimentadores laterales
- Elementos de protección, maniobra y señalización
- Interruptores de salida en las líneas de MT
- Elementos de medida (PT´s y CT´s)
- Aterrizaje y transposiciones
- Máxima caída de voltaje
- Regulación y compensación de voltaje (reguladores y capacitores)
- Zona climática de la línea
- Cables (amperaje y resistencia mecánica)
- Vanos y tablas de regulación mecánica
- Postes y esfuerzos mecánicos aplicados
- Aisladores, cruceros y accesorios
- Coeficiente de seguridad
- Resumen de armados
- Cimentaciones, empotramientos y retenidas
- Libranzas
- Distancia entre cables, cruces y paralelismos

6.5.2. Planificación de transformadores

Se describe la selección y ubicación del transformador y sus accesorios.

- Transformador
- Herrajes
- Dispositivos de maniobra y protección
- Conexión de transformadores
- Postes
- Características de la instalación
- Ubicación, accesos y distancias de los transformadores
 - Situación de los puntos de enganche
 - Ubicación de postes y vanos existentes
 - Características del suelo, cimentaciones y red de tierras
 - Accesibilidad del apoyo

Teniendo esto en cuenta, se elige el poste mas adecuado para la colocación del transformador. Por norma, se accede al transformador desde la vía pública o desde una vía privada, siendo accesible por servidumbre, permitiendo:

- El movimiento y colocación de los elementos, para una instalacion adecuada.
- Ejecutar las maniobras, en condiciones de seguridad para el personal.
- El mantenimiento y sustitución de equipos y accesorios.

6.5.3. Planificación de red de BT

Se describe el trazado de la línea, indicando los lugares o localidades afectados. Se indican las características particulares y se describe el proyecto.

- Voltaje nominal.
- Frecuencia.
- Configuración de la red de BT
- Caída de voltaje permisible (según CNEE)
- Pérdida de potencia.
- Demanda máxima de diseño
- Coeficientes de simultaneidad de diseño
- Resistencia y reactancia, por unidad de longitud.
- Corrientes de cortocircuito.
- Zona climática de la línea.
- Cables
- Postes.
- Cimentaciones y retenidas.
- Armados en BT
- Libranzas
- Cruces y paralelismos, con los datos para la localización e identificación del propietario, entidad u organismo afectado.

Se incluyen planos, especificaciones y fichas técnicas de los elementos constructivos requeridos (postes, cimentaciones, accesorios, puestas a tierra, etc...) cuando se emplean especificaciones no normadas, se deben adjuntar las especificaciones correspondientes.

6.6. Estudios

Para establecer los criterios de diseño para nuevas líneas de distribución, se realizan diferentes estudios, que cumplen lo estipulado en los artículos 4 al 14, de las normas NEAST y del artículo 14 al 23, de las normas NTAUCT. La realización de los estudios y métodos empleados, corresponden al área del análisis de sistemas de potencia, no obstante, se hace una breve descripción de los principales objetivos de cada uno.

6.6.1. Flujo de carga

La línea de distribución proporciona una trayectoria confiable para el suministro de energía eléctrica a las cargas, por lo que se determina la magnitud y características de las cargas, en condiciones normales y de emergencia, para seleccionar correctamente la capacidad de conducción de corriente permanente y las protecciones, contra sobrecarga, de los equipos; un ejemplo es la selección de la relación de transformación en transformadores.

El estudio de flujo de carga del sistema, proporciona información sobre los requerimientos de conducción de corriente, en líneas de distribución, con varias líneas entrantes o salientes, en condiciones de operación normal o con salidas forzadas, por fallas o mantenimiento.

6.6.2. Cortocircuito

El equipo debe conducir, sin dañarse, por periodos cortos de tiempo, corrientes de cortocircuito, con efectos térmicos y dinámicos. Para proporcionar la capacidad interruptiva en interruptores, ajustes en relés de protección, resistencia mecánica en aisladores tipo poste y suspensión, se determina la corriente de cortocircuito máxima y mínima, en la red en estudio.

6.6.3. Estabilidad transitoria

En operación normal del sistema, la potencia mecánica de entrada del generador, es igual a la potencia eléctrica de salida más las pérdidas, en la manera que esta condición se conserva, los generadores trabajan a 60 hz, cuando el equilibrio se rompe, por problemas mecánicos o eléctricos, la velocidad deja de ser sincrónica, oscilando alrededor de un nuevo punto de equilibrio, que puede ser o no, de 60 hz, dependiendo si hay exceso o deficiencia de generación.

El disturbio más común es el cortocircuito próximo al generador, el voltaje en terminales cae y rompe el equilibrio de potencia, el exceso de energía aumenta la energía cinética produciendo aceleración. Al librarse la falla, la unidad regresa a su estado original, alimentando el exceso de energía hacia el sistema eléctrico de potencia; si la conexión eléctrica al sistema es fuerte, pierde aceleración rápidamente, permaneciendo estable; si la conexión al sistema es débil, la unidad continúa la aceleración y se vuelve inestable.

Los factores que afectan la estabilidad son: la severidad de la falla, la rapidez con que se libera, la conexión entre la maquina y la red, después que la falla ha sido liberada (usualmente, se libera desconectando líneas).

Las perturbaciones mayores, en el SNI, se deben a inestabilidad transitoria, dinámica y de voltajes. Las condiciones de desconexión de equipos, para que no se dañen, son: baja o alta frecuencia, bajo o alto voltaje.

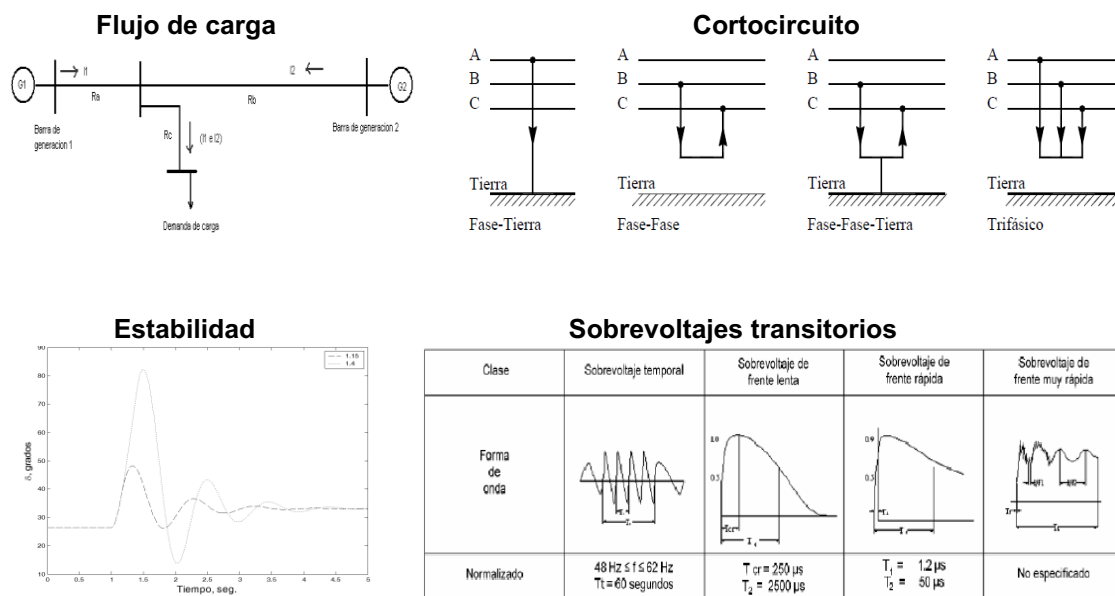
6.6.4. Sobrevoltajes transitorios

Causados por: descargas atmosféricas (con estudios fuera del alcance de este trabajo) y por maniobra de interruptores; afectados por:

- Tipo de terminación de la línea (transformador, cable, banco de capacitores, etc...)
- Transformador con devanado terciario
- Puentes de MVA en cortocircuito
- Reactores en derivación y capacitores en serie
- Recierre rápido
- Resistencias de preinserción en interruptores.

El efecto exacto de estos elementos, se determina con ayuda de software, o uso de tablero analizador de transitorios. Estos estudios establecen o verifican el BIL, por maniobra y rayo, para la coordinación del aislamiento.

Figura 70. Estudios



Fuente: LOPEZ, José Ricardo. Criterios de diseño para redes eléctricas. p. 125.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO

El sistema de distribución rural, consiste en la construcción de subestaciones de distribución, alimentadas por líneas de transmisión, de las que salen las líneas de distribución, hacia las poblaciones, evaluando la capacidad de suministrar servicio confiable, al menor costo.

El análisis entre alternativas, se realiza, según criterios técnicos y se mide en términos de dinero, cuyo valor, depende del tiempo de la inversión, siendo viable, cuando se obtiene un resultado favorable, que genera beneficios.

7.1. Evaluación técnica

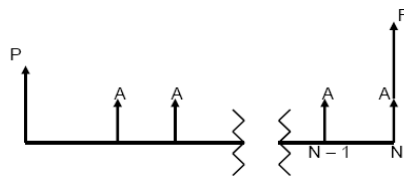
Establece el cumplimiento de normas y reglamentos, de construcción y seguridad; definiendo los parámetros eléctricos y mecánicos, para determinado nivel de calidad, continuidad y eficiencia del proyecto. En esta fase, las alternativas no viables, se eliminan. Al ampliar la red, se obtiene la reducción de pérdidas, mayor disponibilidad del servicio y mejor regulación de voltaje.

7.2. Evaluación financiera

Establece la rentabilidad del proyecto, garantizando que la inversión inicial sea recuperada, cumpliendo con los préstamos adquiridos y generando utilidades. Las empresas distribuidoras necesitan saber el tiempo en que recuperan la inversión inicial. El valor del dinero a través del tiempo determina los flujos de efectivo a recibir. Los fondos que se reciban en el próximo año, valen más que el mismo monto, cuando se recibe en el quinto o décimo año.

El valor del dinero, cambia con el tiempo, porque en diferentes épocas, se tienen distintas posibilidades de ganancia o interés (poder de ganancia) y, se tienen diferentes posibilidades de compra, debido a la inflación (poder adquisitivo del dinero). Para trasladar dinero de un punto a otro en el tiempo, se emplea la tasa de interés compuesto, que refleja el cambio en el poder adquisitivo. Las fórmulas y tablas de interés, se desarrollan con el diagrama de flujo discreto, figura 71.

Figura 71. **Flujo discreto**



Fuente: DOTY, Steve. *Energy management handbook*. p. 316.

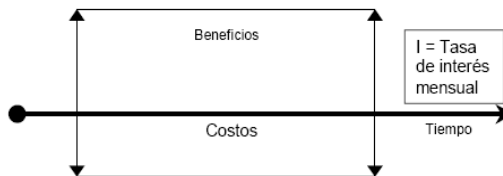
- P: Cantidad de dinero, invertido al inicio del periodo.
- F: Cantidad de dinero, al final del periodo.
- A: Cantidad de dinero, invertido en diferentes épocas, en forma repetida, durante el periodo considerado.
- N: Número de períodos individuales, dentro del período total considerado.

La evaluación del proyecto, se hace en un momento fijo en el tiempo, es decir, en una fecha determinada, se comparan las alternativas en esa misma fecha; las cantidades invertidas, en épocas diferentes, se refieren todas, a la misma fecha; las cantidades invertidas o recuperadas, se agregan o restan, solamente en la misma fecha. El proyecto es viable, cuando la inversión representa un beneficio. Esta evaluación se realiza, al diseñar el proyecto, para justificar la implantación de proyectos nuevos o la renovación de los existentes, optimizando los costos.

En el área rural, donde el crecimiento de la demanda es lento, las longitudes de los tramos son mayores y las tasas de consumo son bajas, no resulta atractivo a las distribuidoras realizar inversiones, porque el tiempo de recuperación de capital es mayor, limitando los recursos disponibles, por lo que se requiere un diseño eficiente, que alcance los niveles de calidad de servicio, estipulados en la LGE y las normas de la CNEE, considerando que, los costos de construcción de un proyecto, son parte de la inversión en instalaciones, que se recupera a la tasa de interés y vida útil, establecidas en la LGE.

Hay dos flujos financieros: costos e ingresos; ambos con la misma vida útil, la cual, según la LGE, es de 30 años, para el equipo, con una tasa de interés del 10%, capitalizable anualmente, para determinar las anualidades en las que se recupera la inversión.

Figura 72. **Flujo económico**



Fuente: DOTY, Steve. *Energy management handbook*. p. 318.

El análisis financiero, emplea el diagrama de flujo económico, figura 72, determinando la utilidad = ingresos – egresos. Se define la tasa de interés anual $i\%$, a plazo fijo, con tiempo base de 1 año, se estiman los indicadores económicos, se toma como inversión inicial, el costo de la alternativa seleccionada, se calcula el retorno de la inversión, a través de la utilidad obtenida, al comparar las pérdidas y los indicadores de calidad. Los proyectos rurales, tienen tasa de rentabilidad baja o negativa. Los índices económicos VPN, TIR y B/C, indican si el proyecto es factible.

En el proyecto normal, la serie de pagos, de flujo de efectivo, experimenta solamente un cambio de signo. La inversión I , es negativa, porque representa salida de efectivo, y, los ingresos, debidos a la inversión –sin que se presenten pérdidas- tienen signo positivo.

El análisis de sensibilidad o riesgos, evalúa el cambio de condiciones, y sus efectos en el proyecto, “que pasa si...” Cambia la tasa de interés, el tipo de cambio, las ventas o utilidades, los costos de operación y mantenimiento, etc..., este análisis define los riesgos de la inversión y su valoración en las decisiones.

7.3. Interés

Simple: el uso del dinero, a través de varios periodos de capitalización, no cobra interés sobre el interés que se debe, solamente sobre el capital.

$$i_s = n*i$$

$$F_s = P*i_s$$

$$VF_s = P + F_s$$

i_s : Tasa de interés simple.

n : Tiempo de inversión.

i : Tasa de interés nominal.

P : Valor presente o inversión.

F_s : Interés simple a una tasa de interés nominal i , en un período de tiempo n .

VF_s : Valor futuro de la inversión.

Ejemplo: si se paga el 10%, anualmente, en una financiera, por ahorrar Q 100,00, en un período de 3 años, el monto al tercer año es:

$$i_s = n*i = 3*0,1 = 0,3$$

$$F_s = P*i_s = 100*0,3 = 30$$

$$VF_s = P + F_s = 100 + 30 = 130$$

| 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|----------|-------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| I | I | I | I |
| Q 100,00 | Q 100,00 10,00 | Q 100,00 10,00 10,00 | Q 100,00 10,00 10,00 10,00 |

Compuesto: explica el cambio del valor del dinero en el tiempo. Es el incremento del capital, más, los intereses, en el tiempo, es decir, el interés sobre el saldo.

$$i_c = (1+i)^n \quad F_c = P \cdot i_c \quad VF_c = P + F_c$$

i_c : Tasa de interés compuesto.

F_c : Interés compuesto a una tasa de interés nominal i , en un periodo n .

VF_c : Valor futuro de la inversión.

Ejemplo: si se trabaja con interés compuesto, el ejemplo anterior, se tiene:

$$i_c = (1+i)^n = (1+0,1)^3 = 0,331$$

$$F_c = P \cdot i_c = 100 \cdot 0,331 = 33,1$$

$$VF_c = P + F_c = 100 + 33,1 = 133,1$$

| 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|----------|----------|----------|----------|
| I | I | I | I |
| Q 100,00 | Q 110,00 | Q 121,00 | Q 133,10 |

Compuesto – Descuento: es el valor del capital, en el tiempo, a una tasa de interés compuesta decreciente. El valor futuro, se obtiene al restar el interés compuesto, al valor presente o de inversión.

$$VF_c = P - F_c$$

Ejemplo: si se trabaja con interés compuesto – descuento, el ejemplo anterior, se tiene:

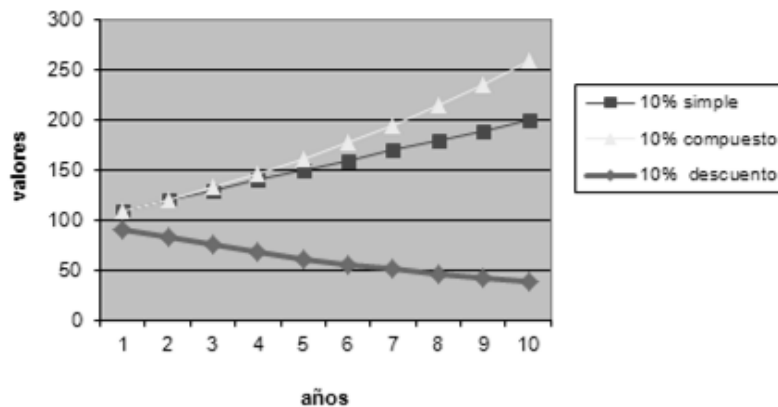
| 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|----------|---------|---------|---------|
| I | I | I | I |
| Q 100,00 | Q 90,91 | Q 82,64 | Q 75,13 |

Tabla LXXVIII. Interés

| Capital 100 | Tasa de interés 0,1 | | |
|----------------|------------------------|-----------|------------------------|
| | simple | compuesto | Compuesta descuento |
| 1 | 110 | 110,00 | 90,91 |
| 2 | 120 | 121,00 | 82,64 |
| 3 | 130 | 133,10 | 75,13 |
| 4 | 140 | 146,41 | 68,30 |
| 5 | 150 | 161,05 | 62,09 |
| 6 | 160 | 177,16 | 56,45 |
| 7 | 170 | 194,87 | 51,32 |
| 8 | 180 | 214,36 | 46,65 |
| 9 | 190 | 235,79 | 42,41 |
| 10 | 200 | 259,37 | 38,55 |

Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 24.

Figura 73. Interés



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 25.

7.4. Métodos de análisis de inversión

Simple:

Pay back (periodo de recuperación): estima el tiempo de recuperación de la inversión DPP, en el cual, el VPN del flujo positivo, iguala la inversión inicial, con una adecuada tasa de descuento o interés $i\%$.

Suma de flujos = inversión inicial – flujo año 1 – flujo año 2

$$0 = -I + \sum_1^{\text{DPP}} \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad n = \frac{\ln\left(\frac{A}{A-iP}\right)}{\ln(i+1)}$$

P: VP inversión

A: VP beneficio

n: tiempo en el que se recupera la inversión.

Complejos:

Valor futuro de un capital C_0

$$C_1 = C_0 (1+i)$$

Valor actual de un capital futuro C_1

$$C_0 = C_1 / (1+i)$$

Valor futuro C_n de un capital actual C_0

$$C_n = C_0 (1+i)^n$$

Valor actual o presente, de un capital futuro C_n

$$C_0 = C_n / (1+i)^n$$

7.5. Valor Presente (VP)

Es el costo total, para la implementación del proyecto, se calcula por medio del valor presente de inversión VP.

$$VP = VF / (1+i)^n \quad \text{Valor presente}$$

$$VF = VP (1+i)^n \quad \text{Valor futuro}$$

i: tasa de interés compuesto, anual.

n: número de años, del periodo de la inversión.

7.6. Valor Presente Neto (VPN)

Evalúa el beneficio neto, bajo el principio “el dinero hoy vale más”. Al igualar los flujos netos de caja a un mismo momento de tiempo ($t = 0$), se reduce, a una unidad de medida común, cantidades de dinero, generadas en momentos de tiempo diferentes. Reduce los beneficios futuros a su valor presente, comparado con la inversión para generarlos, a una tasa de interés fijo, es decir, la diferencia entre los beneficios y costos, trasladados al presente, siendo positivos los ingresos y negativos los egresos, y sumando estos valores. Si el resultado es positivo, el proyecto es rentable, de lo contrario, se rechaza.

Entre dos o más alternativas, la que tenga el VPN más alto, es la más rentable. Un VPN nulo o cero, significa que la inversión no se recupera, un valor negativo, significa que el proyecto no es rentable.

$$\text{VPN} = \text{VP}_{(\text{beneficios})} - \text{VP}_{(\text{costos})} - \text{inversión} = \text{VPN}_{(\text{beneficios})} - \text{VPN}_{(\text{costos})} - \text{inversión}$$

$$\text{VPN} = -C_0 + \frac{C_{f1}}{(1+i)} + \frac{C_{f2}}{(1+i)^2} + \frac{C_{f3}}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_{fn}}{(1+i)^n} = -I + \sum_1^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

I: Inversión

r: Tasa de descuento o interés

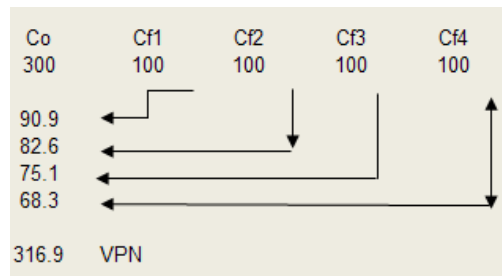
C_t : Pago o flujo de efectivo, en el tiempo t

Para obtener el valor anualizado de la demanda de potencia, se trasladan los valores de potencia contratada en un periodo de n años hacia el presente, a la tasa de interés del sistema. La estimación de este indicador, sirve para seleccionar la alternativa para electrificar una zona.

$$\text{VP} = \$ / \text{kW} \times [1/(1+i)^n]$$

Ejemplo: calcular el VPN del siguiente flujo de efectivo, con una inversión inicial de Q 300,00 y una tasa de descuento del 10% anual.

Respuesta:



7.7. Costo anual (A)

Es el valor de renta anual, para una inversión dada, a un periodo de n años y una tasa de interés nominal i , capitalizable anualmente; también se le conoce como “factor de recuperación de capital CFR”. Para proyectos de distribución, el periodo es de 30 años, con un interés del 12%.

$$A = VP \times FIVP_{n-i}$$

Renta anual

$$FIVP_{n-i} = i(1+i)^n / [(1+i)^n - 1] = CFR$$

Factor de interés del VP en el periodo n

7.8. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Indica la rentabilidad relativa. Es la tasa de descuento o interés, donde el VPN de un flujo de ingresos y egresos es igual a cero, lo que sugiere que la tasa esperada, ronda este valor, indicando una inversión segura y sin pérdidas. Se toman tasas de interés al azar, hasta encontrar un cambio de signo en el resultado, interpolando para encontrar la tasa apropiada. Es la tasa de descuento, que compara los flujos de costos e ingresos sin considerar la dimensión del proyecto. Una gran inversión, con una TIR baja, puede tener un VPN superior a un proyecto con una inversión pequeña, con TIR elevada.

$$TIR = VPN_{\text{ingresos}} - VPN_{\text{egresos}} = 0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+TIR)^t} = -C_0 + \frac{C_{f1}}{(1+i)} + \frac{C_{f2}}{(1+i)^2} + \frac{C_{f3}}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_{fn}}{(1+i)^n}$$

Con $i = i_1\%$ $VPN = VPN_{\text{Beneficios}} - VPN_{\text{Costos}} - \text{Inversión}$

Con $i = i_2\%$ $VPN = VPN_{\text{Beneficios}} - VPN_{\text{Costos}} - \text{Inversión}$

Tir = tasa menor + diferencia entre ambas $(VPN_{\text{menor}} / |\sum VPN_{\text{ambas}}|)$

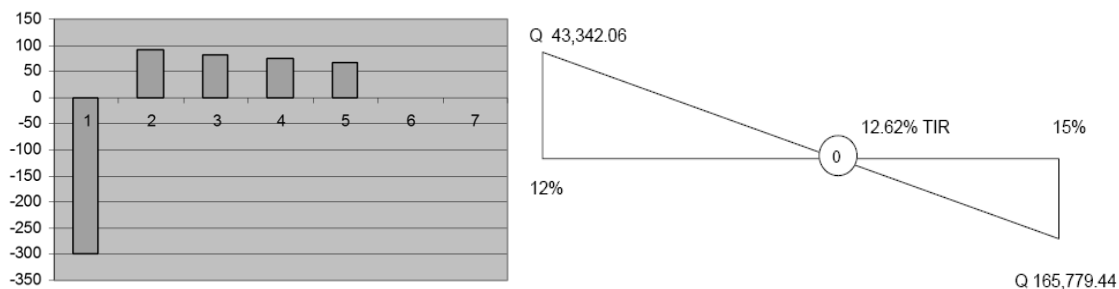
Se emplea el costo de oportunidad del capital; el artículo 67 de la LGE, indica entre el 7 y 13%, tomando el 12% anual, y un periodo de 30 años. El resultado, se compara con la tasa del mercado, si el proyecto es normal y la TIR excede la tasa de descuento o interés, que es del 12%, el proyecto es rentable y se acepta. La alternativa más conveniente, tiene la TIR mayor.

Ejemplo: calcular la TIR del proyecto anterior.

Respuesta:

| Descuento | Simple | TIR |
|-----------|--------|--------|
| -300 | -300 | |
| 90.9 | 100 | |
| 82.6 | 100 | 2.34% |
| 75.1 | 100 | 12.59% |
| 68.3 | 100 | |

Figura 74. TIR



Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 32.

7.9. Relación beneficio/costo (B/C)

Es el método más común, para seleccionar alternativas, asegurando que el proyecto se ejecute en el tiempo previsto, con el mayor beneficio, respecto al costo, Determina la eficiencia en el uso de los recursos.

$$B/C = \text{beneficio/costo} = \text{relación}_{\text{beneficio-costo}} = \text{VPN}_{\text{beneficios}} / \text{VPN}_{\text{costos}}$$

$$B/C = \text{beneficio}_{\text{anuale}} / \text{costo}_{\text{anual}}$$

$$B/C = (\text{beneficio} - \text{costo}) / \text{inversión} = \text{VPN}_{\text{utilidad}} / \text{costo de inversión}$$

Para este análisis, se emplean indicadores financieros y el diagrama de flujo económico. La mayor parte de los gastos, se producen al inicio, y los beneficios se extienden en el futuro, empleando la tasa crítica, para descontar los beneficios y los costos, los cuales son anualizados. Cada unidad invertida, genera una utilidad del $B/C \times 100\%$. Si el índice B/C, es mayor que 1, los beneficios superan a los costos y el proyecto se realiza. Se emplea para comparar costos y beneficios de alternativas, a una misma tasa de interés, pero, no brinda información sobre el valor del beneficio o la cantidad de recursos involucrados, en comparación con otros proyectos.

Ejemplo: para el proyecto mencionado, determinar la relación B/C.

$$\text{Respuesta: } B/C = 316,9 / 300 = 1,056$$

7.10. Índice beneficio/inversión (B/K)

Variante del B/C, incluyendo solamente la inversión como costo. Divide el flujo actual de beneficios, entre el valor actual de la inversión (solamente en el primer año), permitiendo ordenar los proyectos en forma prioritaria, hasta agotar los recursos disponibles. Se considera aceptable un B/K mayor a 1.

7.11. Análisis de reemplazo (VR)

Es el análisis del reemplazo de equipos, materiales o sistemas, con o sin valor de recuperación. Se emplea el VPN o el análisis de costo anual de mantenimiento y depreciación.

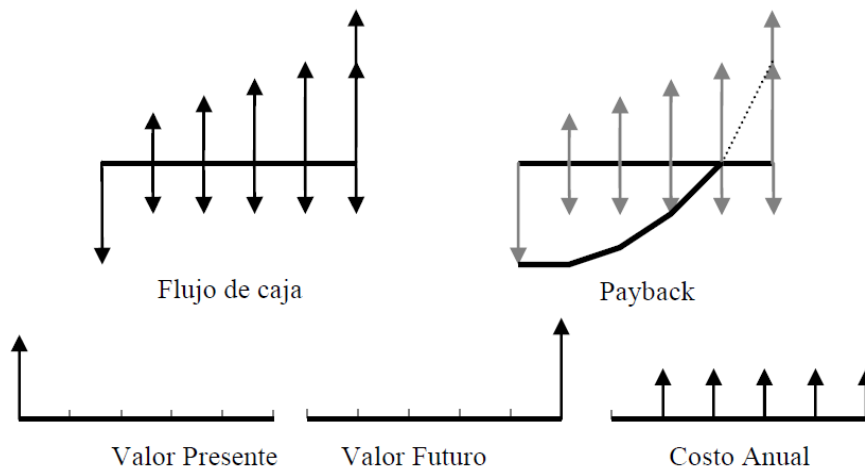
$$VR = (VAR/r) \times [1 - 1/(1+r)^n] \quad \text{Valor de reemplazo}$$

VAR Valor anual de reemplazo

r: Costo de capital

n: número de años de vida útil

Figura 75. Modelos de inversión financiera



Fuente: elaboración propia.

7.12. Costos del proyecto

Se desglosan en: inversión inicial, administrativos, operación y mantenimiento. Según el pronóstico de demanda, se emplea el modelo poblacional adecuado, para determinar el crecimiento de la carga, a lo largo de los 30 años de vida útil.

7.13. Inversión inicial

Son los costos de construcción: material y equipo, empleando la ruta proyectada para el conteo del material, con precios de mercado; adquisición de terrenos; derechos de vía y servidumbres, mano de obra para estudios, diseño y construcción; ingeniería; transporte; servicios contratados; administración; imprevistos; tasa de interés; depreciación (+/-); operación y mantenimiento anual; pérdidas (de energía y demanda); vida útil y residual. La composición de estos costos, constituye el estimado de la inversión, de la cual se resta el valor de rescate del equipo, obteniéndose la inversión real.

Se determina la inversión inicial, localizando, geográficamente, en coordenadas, los grupos de usuarios y las líneas de distribución planificadas; estableciendo los ejes y ramales en MT, conectando a los usuarios a los puntos más cercanos, calculando la distancia al ramal, de cada grupo de usuarios. Basándose en los costos unitarios, se estima los costos de inversión.

Factor de utilización = potencia máxima utilizada / potencia total instalada

Relación kVA/km = potencia total instalada / longitud total de la línea.

$I_{LMT} = D_F \times CU_{MT} \times F_S$ Inversión en la línea de MT (\$)

$I_{RD} = NU \times CU_{MT+BT}$ Inversión de redes de distribución MT & BT (\$)

$CTI = I_{LMT3F} + I_{LMT1F} + I_{RD}$ Costo total de inversión.

CU_{MT} : Costo unitario de red MT (\$/km)

CU_{MT+BT} : Costo unitario red de MT & BT (\$/usuario)

D_F : Distancia de la fuente a la localidad (km)

F_S : Factor de sinusoidad (%) = 1,1

NU : Número de usuarios

Tabla LXXIX. **Costos de inversión**

| Equipo | vida útil (años) | valor de rescate (%) |
|--------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Transformador | 20 | 30 |
| Poste | 20 | 10 |
| Red | 25 | 10 |
| Descripción | Voltaje (kV) | Costo (\$/usuario) |
| MT + BT | 19,9 | 385 |
| Descripción | Voltaje (kV) | Costo (\$/km) |
| 1F, cable 1/0 | 19,9 | 5 769 |
| 3F, cable 3/0 | 34,5 | 12 180 |

Fuente: RODAS, Carlos Fernando. Apuntes del curso de transmisión y distribución. p. 24.

Los costos de construcción, dependen en gran medida, de la longitud del vano entre los postes. Los costos fijos no dependen de la longitud del vano: Ingeniería: diseño electromecánico; materiales: cable conductor; construcción: topografía, cambios de acceso, tendido de cables. Los costos variables dependen de las estructuras empleadas, para analizar el costo por kilometro. Materiales: postes, herrajes, aisladores, PAT, transformadores, protección y maniobra; construcción: mano de obra en montaje de estructuras, PAT, cimentación, transporte, etc.

Los precios de materiales, se obtuvieron del Sistema de diseño, planificación y presupuesto de redes eléctricas UBC's 2012 y del mercado nacional; las tarifas de mano de obra, de empresas de construcción y mantenimiento de redes.

7.13.1. Costo de materiales

Incluye lo relacionado con los materiales instalados en la red, su normalización por parte de la CNEE y las empresas distribuidoras, cumpliendo las características mínimas de diseño.

7.13.1.1. Costo del cable

Se consideran los cables desnudos de ACSR, por la relación prestación/precio, ser la tecnología mas extendida y porque no se han identificado problemas que desaconsejen su uso. Para Guatemala, en el área rural, se emplean los calibres 4/0, 1/0 y No. 2 (3F & 1F). Para otros calibres, se toman los valores mencionados, reduciéndolos 30%. El neutral es del calibre siguiente menor al de fase o con capacidad del 50% de la corriente de fase.

Ley de Kelvin: el calibre del cable más económico, iguala el costo anual de inversión al costo anual de pérdidas de energía, si no son cercanos, se considera otro calibre o se modifica la longitud de la red secundaria (las cargas conectadas y la demanda máxima coincidente), repitiendo el proceso, hasta que los valores sean similares. El costo anual de inversión y de pérdidas, tiene relación directa con el calibre seleccionado. Se comparan los costos, en función del nivel de carga, para 1 km y distintos calibres.

Costo anual del cable = costo anual de inversión + costo anual de pérdidas

$P_1 = k_1 A a$ Costo anual de inversión

$P_2 = k_2 / A$ Costo anual de pérdidas

$0 = dP_1/dA + dP_2/dA$ Costo anual mínimo

$k_1 a = k_2 / A^2$ $A = \sqrt{(k_2 / a k_1)}$ $P_1 = P_2 = \sqrt{(k_1 a k_2)}$

A: Sección del cable

a: Factor de interés y depreciación

k_1 & k_2 : Constantes

El costo anual de inversión, resulta de aplicar al valor de la inversión inicial el factor de anualidad, para 30 años e interés de 10%, resultando una anualidad del 10,61%.

Tabla LXXX. Valores del cable

| Variable | General | UF |
|---|-----------|----------|
| Costo medio de compra de energía (U\$/kWh) | 0,0378 | 0,054 |
| Costo de Energía No Distribuída (U\$/kWh) | 1 | 1 |
| Tipo de interés (%) | 10,00% | 10,00% |
| Años de amortización | 15 | 15 |
| Anualidad | 0,131 | 0,131 |
| Costo de 1 km de red rural (U\$/km) (*) | 15,301(*) | 12,5 |
| Costo del cierre con SE | 37,05 | 45 |
| Resistencia de 266 (ohm/km) | 0,2608 | 0,2608 |
| Voltaje rural (kV) | 34,5 | 34,5 |
| Factor de Potencia rural | 0,9 | 0,9 |
| IKR rural (interrupciones/año-100km) | 30 | 30 |
| Tiempo medio de reposición rural (horas) | 1,5 | 2 |
| Factor de carga rural | 0,5 | 0,4 |
| Factor de demanda rural | 0,4 | 0,4 |
| Tiempo equivalente de pérdidas en rural (horas) | 25 18,5 | 1 716,96 |
| Cantidad de telecontroles en antena | 1 | 1 |
| Costo ITC (U\$) | 12 350 | 15 000 |
| Costo reconector (U\$) | 10 350 | 15 000 |
| Costo seccionalizador trifásico (U\$) | 1 825 | 1 825 |
| Costo seccionalizador monofásico (U\$) | 625 | 625 |
| Costo SXS (U\$) (tres) | 340 | 300 |
| Costo XS (U\$) (tres) | 265 | 150 |
| DPF (U\$) (tres) | 300 | 250 |
| Años de amortización de redes | 30 | 30 |
| (*) Conductor MCM 266 ACSR, poste de concreto | | |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 136.

Para el costo anual de pérdidas, se calculan las pérdidas de energía y potencia, anual, para 1 km de red 3F y red 1F.

$$C.p = \text{pérdidas}_{\text{potencia}} * (8\ 760 * f_p * \text{costos}_{\text{energía}} + 12 * F_s * \text{costo}_{\text{potencia}}) / 1\ 000$$

$$L * [r * (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) + m * I_n^2] / 3 \quad \text{Pérdida de potencia trifásica}$$

$$2 * r * L * I^2 / 3 \quad \text{Pérdida de potencia monofásica}$$

$$F_p = (1-x) * F_c^2 + x * F_c \quad \text{factor de pérdidas}$$

- C.p: costos de pérdidas de potencia
- r, r_n: resistencia del cable de fase y neutral Ω/km
- L: longitud del cable = 1 km
- l: corriente de línea, el subíndice indica fase a, b, c o neutral
- x : constante = 0,15
- Fc: factor de carga del circuito = 0,6
- 8 760: horas/año, 12 meses al año
- 0.038: \$/kwh, Valor promedio compra de energía.
- fs: factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema = 0,7
- 6.7: \$/kw-mes, valor medio de compra de potencia
- 1 000: factor de corrección de diferencia en las unidades

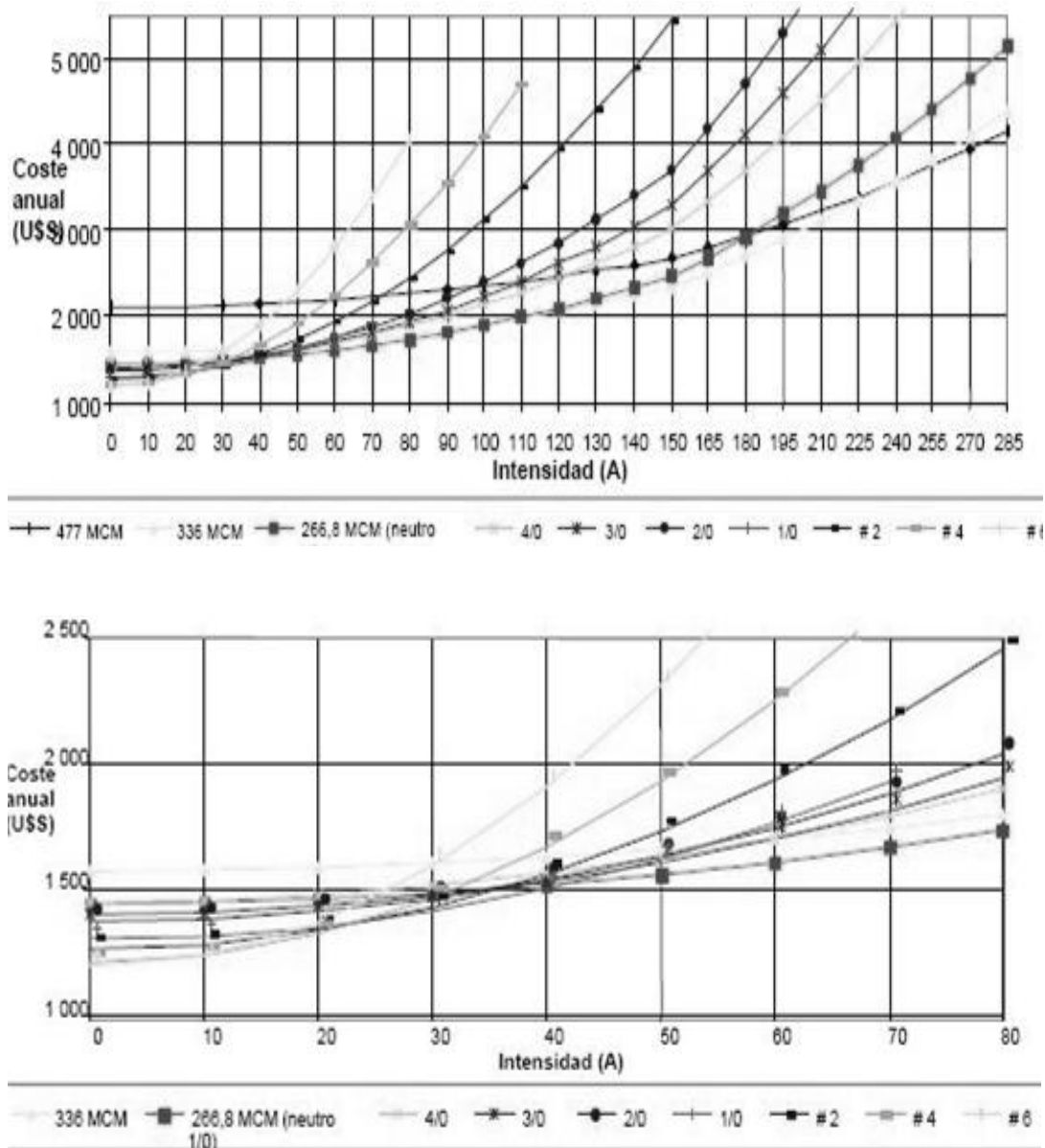
Tabla LXXXI. Cables y precios

| Monofásica | | | Trifásica | | |
|---|---------|----------|---|---------------------------|---------------------------|
| Poste | Madera | Concreto | Poste | Madera | Concreto |
| Carga (A) | Calibre | | Carga la (A) | Calibre | |
| 0 | | | 0 | | |
| 5 | # 6 | # 6 | 10 | # 2 | # 6 |
| 10, 15 | # 4 | # 4 | 20 | # 2 | # 4 |
| 20 | # 2 | # 4 | 30 | # 2 | 1/0 |
| 25, 30, 30, 35, 40 | 1/0 | 1/0 | 40 | 1/0 | 1/0 |
| 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75 | 3/0 | 3/0 | 50 | 1/0 | 266,8 MCM (neutro 1/0) |
| | | | 60, 70, 80, 90, 100 | 266,8 MCM (neutro 1/0) | 266,8 MCM (neutro 1/0) |
| | | | 110, 120, 130, 140, 150, 165, 180, 195, 210, 225 | 336 MCM | 336 MCM |
| | | | 240, 255, 270, 285 | 477 MCM | 477 MCM |
| Descripción | | | Costo unitario (\$) | | |
| ML. CABLE ALUMINIO ACERO ACSR 1/0 RAVEN | | | 1,29 | | |
| ML. CABLE ALUMINIO ACERO ACSR 266 PARTRIDGE | | | 3,53 | | |
| ML. CABLE ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN | | | 2,59 | | |
| ML. CABLE ALUMINIO ACERO ACSR 477 HAWK | | | 5,97 | | |
| ML. CABLE TRENZADO CUADRUPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC | | | 10,10 | | |
| ML. CABLE TRENZADO CUADRUPLEX 600V 336,4 AAC-4/0 AAAC | | | 24,71 | | |
| ML. CABLE TRENZADO CUADRUPLEX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC | | | 16,91 | | |
| ML. CABLE TRENZADO DUPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC | | | 1,14 | | |
| ML. CABLE TRENZADO TRIPLEX 600V #2 AAC/#2 AAAC | | | 3,20 | | |
| ML. CABLE TRENZADO TRIPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC | | | 1,65 | | |
| ML. CABLE TRENZADO TRIPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC | | | 5,55 | | |
| ML. CABLE TRENZADO TRIPLEX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC | | | 10,55 | | |

Fuente: elaboración propia.

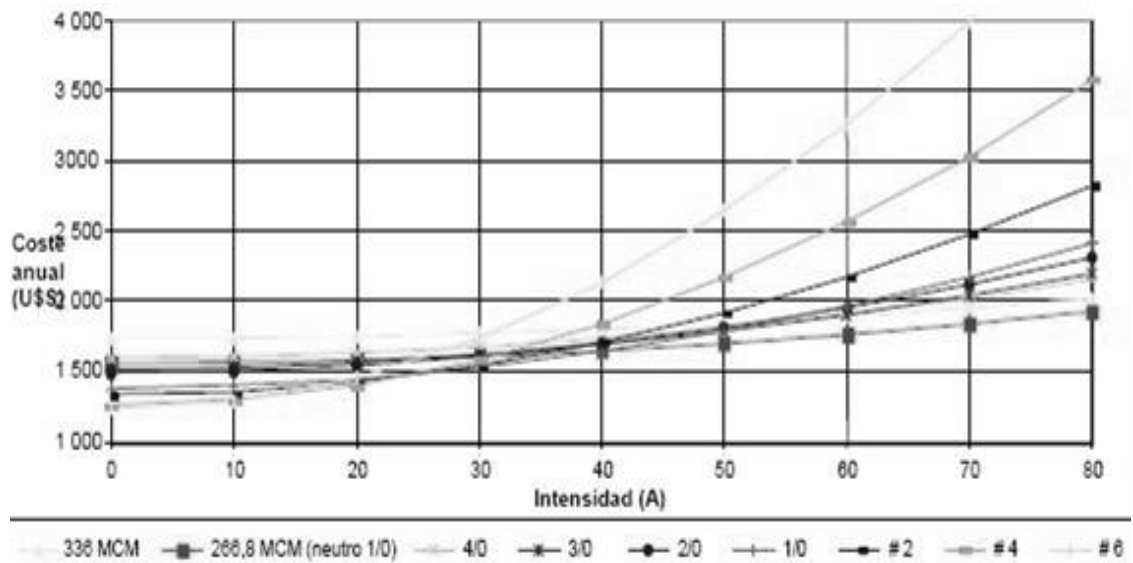
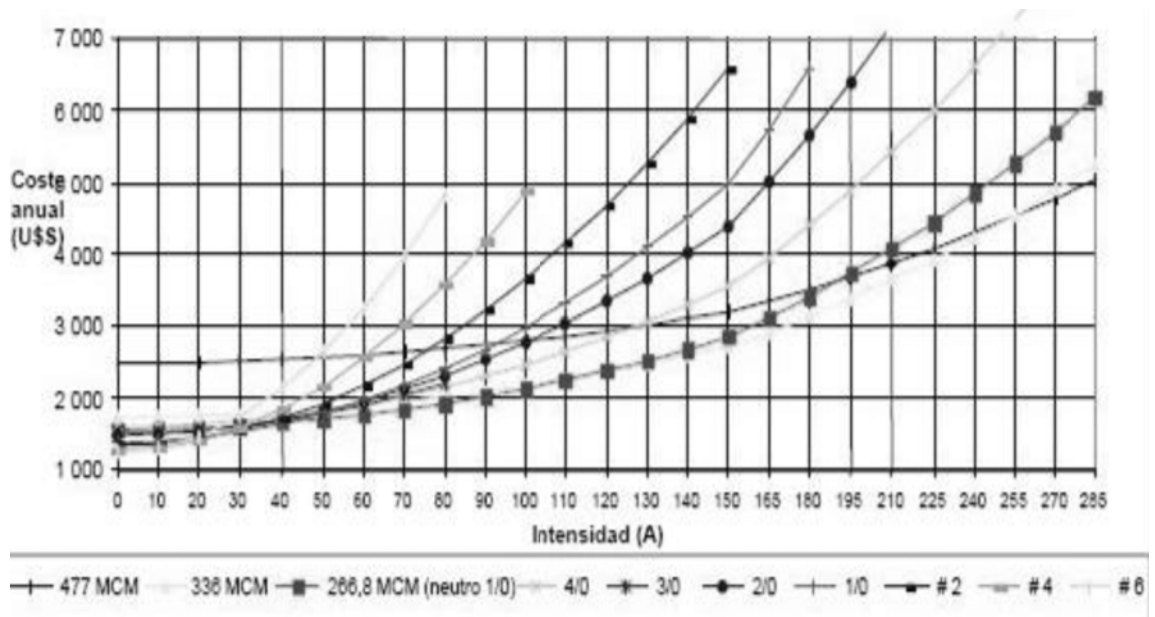
Para desequilibrios moderados, en red trifásica (corriente de neutro con 20% de la fase más cargada) los resultados no varían, por lo que se presentan con una corriente para neutral del 15% de la fase más cargada.

Figura 76. Costo anual del cable, 3F, 34,5 kV, poste de concreto



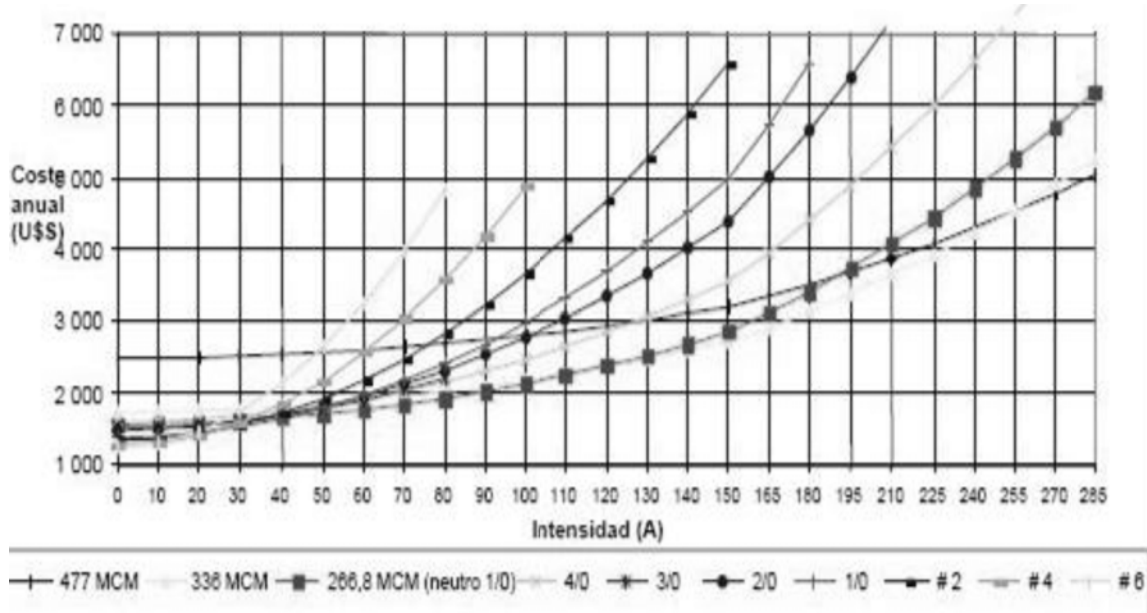
Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 138.

Figura 77. Costo anual del cable, 3F, 34,5 kV, poste de madera



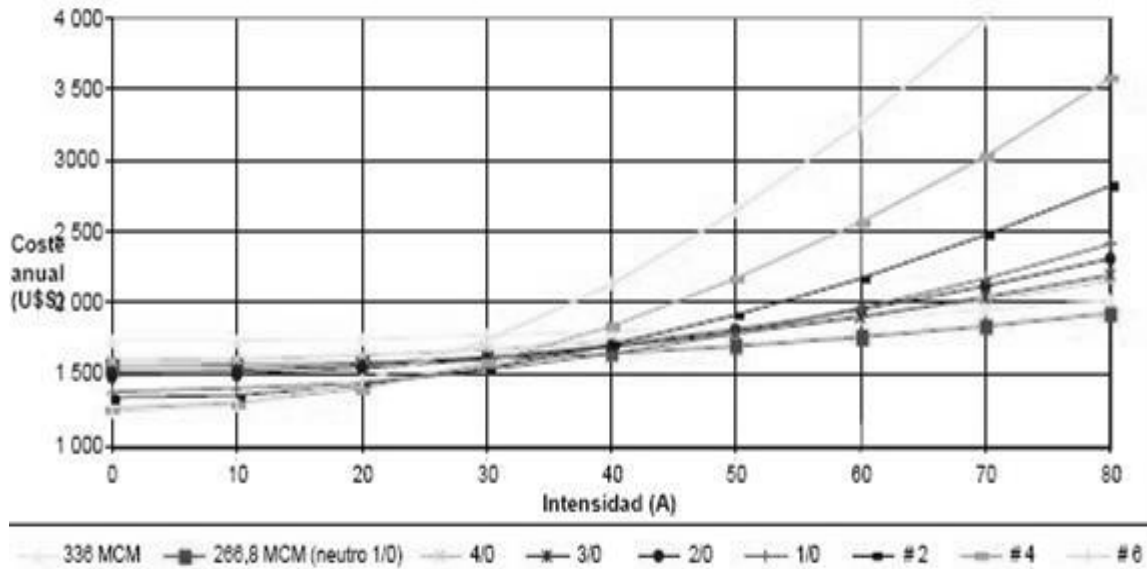
Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 142.

Figura 78. Costo anual del cable, 1F, 34,5 kV, poste de concreto



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 146

Figura 79. Costo anual del cable, 1F, 34,5 kV, poste de madera



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 148.

7.13.1.2. Costo del transformador

Se determina el factor de cargas, para el tipo de consumo a alimentar, seleccionando el transformador con la capacidad más cercana, más grande que la demanda, para futura conexión de cargas, sin perjudicar la vida útil. El tamaño más económico, es aquel donde, la pérdida anual en el cobre, iguala a la pérdida en el núcleo, más los gastos fijos. La pérdida en el núcleo o impedancia, es constante, independiente de la corriente, es indicada en las especificaciones. Si los valores de pérdidas no son cercanos, se escoge otro transformador o la red secundaria se modifica.

Los datos necesarios para dimensionar el transformador son: longitud del vano en m, demanda promedio por poste en kW, costo de la energía y de la potencia en Q/kw-h, factor de potencia promedio de la red, factor de carga para MT y BT, tasa de crecimiento de la carga, factor de pérdidas en MT y BT, factor de sobrecarga del transformador, costo del cable de MT y BT en Q/km, costo del transformador, tasa de interés, caída de voltaje permitida, tipo de cambio, resistencia, impedancia y reactancia de los cables.

Con los datos del área a servir, se calcula el transformador más económico. Se determina la potencia óptima, para conocer el costo de operación del transformador, para la demanda máxima, considerando el costo anualizado de compra, el costo anual de pérdida de energía activa, el costo anual de pérdida de potencia activa y reactiva. El límite máximo de pérdida en el cobre es de 1,5%, para 50 kVA o menor y 1% para mayor capacidad.

A partir del 2010, la CNEE compensa económicamente las pérdidas en la red, obligando a las distribuidoras a mejorar la eficiencia de los transformadores empleados, según la norma EEGSA NE16,01,01, de mayo 2007, segunda edición, literal 7,10, tablas 10 y 11, con tolerancia máxima del 6%.

El costo de inversión es el costo anualizado de comprar e instalar un transformador, con vida útil y tasa de anualidad determinada. El costo de pérdidas en vacío, es el costo de las pérdidas de energía y potencia activa, valoradas a precios de compra de energía y potencia. El costo de pérdidas en el cobre, es el costo de pérdidas de energía y potencia activa, bajo carga, valoradas a precios de compra de energía y potencia. El costo anual de inversión, es el costo anual de instalación incrementado en sus pérdidas.

| | |
|--|---|
| $C_a = CIT + CP_v + CP_c + CP_r$ | Costo anual de inversión |
| $CIT = a*(C+C_{inst})$ | Costo de instalación |
| $CP_v = P_v*(8\ 760*CE+12*CP)$ | Costo de pérdidas en vacío |
| $CP_c = P_c*(S/S_n)^2*(8\ 760*Fp*CE+12*Fs*CP)$ | Costo de pérdidas en el cobre |
| a: | anualidad |
| C: | Costo de compra |
| Pv: | Pérdidas en vacío (kW) |
| Pc: | Pérdidas en el cobre (kW) |
| S: | Demanda máxima anual (kVA) |
| Sn: | Potencia del transformador (kVA) |
| Fp: | Factor de pérdidas |
| Fs: | Factor de simultaneidad |
| 8 760: | horas-año |
| 12: | mese-año |
| CE: | precio de compra de energía en el AMM (\$/kWh) |
| CP: | precio de compra de potencia en el AMM (\$/kWmes) |
| CP _r : | Costo de pérdidas reactivas |

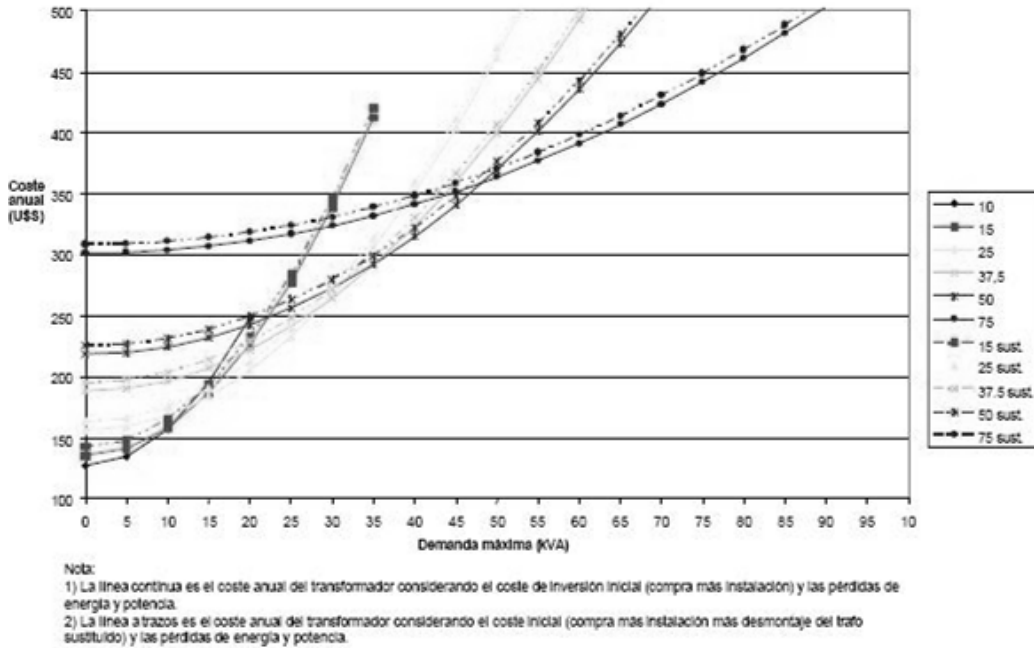
Los precios de transformador, se obtuvo de las empresas Impelsa, Amesa, Proelectric y Ceica, en agosto de 2012. Se considera un límite térmico de carga del 130%, con una carga inicial del 60% y de sustitución del 130%.

Tabla LXXXII. Valores del transformador

| Variable | EEGSA | UF |
|---|--------------|-----------|
| Longitud del vano en metros | 42,0306 | |
| Tasa de Cambio Q/\$ | 7,82354 | |
| Precio de energía Q/kWh | 0,6408 | 0,34 |
| Resistencia en ohms del conductor de MT | 0,1253 | |
| Precio de la potencia Q/kW mes | 71,2 | 48,51 |
| Precio del conductor en MT en \$/km | 15 000 | |
| Factor de potencia promedio en zona residencial | 0,79 | 0,4 |
| Factor de carga en BT | 0,43 | 0,67 |
| Factor de carga en MT | 0,48 | 0,67 |
| Tasa de crecimiento | 4,28% | |
| Factor de perdidas en BT | 0,32 | 0,482 |
| Factor de Perdidas en MT | 0,35 | 0,482 |
| Tasa de actualización | 14,18% | |
| Caída de voltaje permitida, en V | 7 | |
| Tiempo equivalente de pérdidas en rural (horas) | 1 716,96 | |
| Cantidad de telecomandos en antena | 1 | |
| Costo ITC (U\$S) | 15 000 | |
| Costo reconector (U\$S) | 15 000 | |
| Costo seccionalizador trifásico (U\$S) | 1 825 | |
| Costo seccionalizador monofásico (U\$S) | 625 | |
| Costo SXS (U\$S) (tres) | 300 | |
| Costo XS (U\$S) (tres) | 150 | |
| DPF (U\$S) (tres) | 250 | |
| Años de amortización de redes | 30 | 20 |
| Factor de coincidencia con el sistema | | 0,656 |
| Factor de coincidencia con el circuito | | 0,7 |
| Precio medio de venta de energía \$/kwh | | 0,1 |
| Tasa de descuento | | 10,00% |
| Tasa retorno | | 14,45% |
| Anualidad | | 11,75% |
| Tasa de inflación | | 0% |
| anualidad normalizada con la inflación | | 1,00% |

Fuente: elaboración propia.

Figura 80. Costo anual de instalación del transformador



Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 158.

Tabla LXXXIII. Transformadores y precios

| Transformador CSP – 19,9 kV | | | | | | |
|-------------------------------------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Descripción | Cantidad | | | | | |
| Potencia (kVA) | 10 | 15 | 25 | 38 | 50 | 75 |
| Precio (\$) | 1 182 | 1 222 | 1 490 | 1 867 | 2 067 | 2 574 |
| Costos de Instalación (\$) | 538 | 538 | 545 | 551 | 557 | 565 |
| Costos de desmontaje (\$) | 121 | 129 | 139 | 147 | 157 | 169 |
| Pérdidas en el núcleo (W) | 39 | 55 | 81 | 122 | 148 | 237 |
| Pérdidas en el cobre (W) | 139 | 234 | 351 | 546 | 693 | 641 |
| Corriente de excitación (p.u.) | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Impedancia del transformador (p.u.) | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Carga inicial (%) | 0 | | 52 | | 64 | 63 |
| Carga inicial (KVA) | 0 | | 13 | | 32 | 47 |
| Carga de sustitución (%) | 130 | | 128 | | 100 | 130 |
| Carga de sustitución (kVA) | 13 | | 32 | | 50 | 98 |

Fuente: elaboración propia.

7.13.1.3. Costo del poste

Es el costo de los postes empleados, sean de madera o concreto, con alturas entre 10.5 a 14 m en MT y 9 a 10.5 m en BT. Precios de *asaf* y *postcret*.

Tabla LXXXIV. Precio del poste

| Descripción | Costo unitario (\$) |
|---|---------------------|
| POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 3 | 336,55 |
| POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 5 | 241,78 |
| POSTE DE MADERA 12 M CLASE 1 | 391,67 |
| POSTE DE MADERA 12 M CLASE 3 | 362,66 |
| POSTE DE MADERA 14 M CLASE 1 | 528,68 |
| POSTE DE MADERA 14 M CLASE 3 | 489,57 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 daN 9,5 m | 238,11 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 daN 10,5 m | 312,91 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 daN 12 m | 415,75 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 500 daN 10,5 m | 318,93 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 500 daN 12m | 440,48 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 500 daN 14 m | 433,26 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 10,5 m | 487,42 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 12m | 625,82 |
| POSTE CONCRETO PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 14m | 631,60 |

Fuente: elaboración propia.

7.13.1.4. Costo de herrajes

Es el costo de los herrajes galvanizados, aisladores y dispositivos de protección, maniobra y anclajes. Aunque se incluyen los fusibles tipo K, dadas las corrientes nominales de los fusibles necesarios para los transformadores empleados, las curvas de los fusibles tipo K no son apropiadas, por lo que se dispone de fusibles de 1 a 20 Amperios, especialmente lentos (tipo D o similar). El fusible en MT solamente protege contra cortocircuitos. Los precios se obtuvieron de las empresas Impelsa y Ceica, en julio de 2012.

Tabla LXXXV. Precio de herrajes

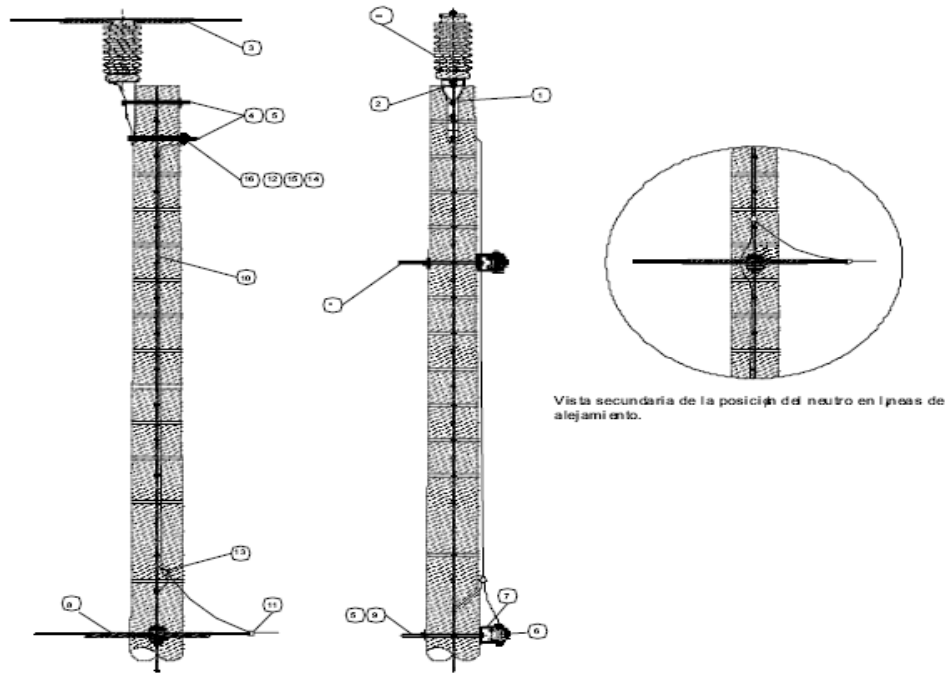
| Descripción | Costo unitario (\$) |
|--|---------------------|
| AISLADOR CARRETE 53-2 CAFÉ o BLANCO | 0,80 |
| AISLADOR SINTETICO TIPO SUSPENSIÓN 34,5 KV | 34,7 |
| AISLADOR ESPIGA 56-3 34,5 KV | 19,16 |
| AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34,5 kv (ANSI 57-3) | 20,2 |
| ANCLA POLIPROPILENO 115" PARA VARILLA 3/4" | 7,9 |
| CONECTOR COMPRESIÓN PICA P.T. | 5,3 |
| CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG | 6,6 |
| CORTACIRCUITO 27 KV 100 AMP | 106,68 |
| CRUCERO DE HIERRO 8' ESTANDAR NORMA CARIBE | 47,33 |
| CRUCERO MADERA 8' TIPO UNION FENOSA | 26,75 |
| CUCHILLA SECCIONADORA PARA SECCIONADOR FUSIBLE 36 KV | 41,1 |
| FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 10º | 3,3 |
| FUSIBLE DE EXPULSIÓN TIPO "D"- 15º | 3,7 |
| FUSIBLE DE EXPULSIÓN TIPO "D"- 20º | 6,3 |
| FUSIBLE DE EXPULSIÓN TIPO "D"- 7º | 2,9 |
| FUSIBLE DE EXPULSIÓN TIPO "k"- 40º | 4,7 |
| FUSIBLE DE EXPULSIÓN TIPO "k"- 65º | 4,9 |
| FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE TIPO "k"- 12º | 1,6 |
| FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE TIPO "k"- 25º | 2,1 |
| PARARRAYOS AUTOVÁLVULA 34,5 Kv 10 Kα (Ur = 27 Kv) | 81 |
| VARILLA DE ANCLAJE DE OJO C.T. ¾"x8' | 13,2 |
| VARILLA DE ANCLAJE DOBLE OJO 5/8" X 8' | 15,6 |
| PERNO DE MAQUINA 5/8 X 10" | 0,95 |
| PERNO DE OJO 5/8 X 10" | 1,35 |
| PERNO DE ESPIRAL 5/8 X 12" | 2,22 |
| FIJADOR DE ANGULO 5/8" | 1,32 |
| PERNO AUTOTRABANTE PARA AISLADOR TIPO POSTE | 1,14 |
| ARANDELA 2"X2"X11/16 | 0,35 |
| PERNO CARRUAJE 1/2X6" | 0,45 |
| SOPORTE GALVANIZADO PARA CORTACIRCUITO-PARARRAYOS EN POSTE | 13,55 |
| SOPORTE TIPO L PARA AISLADOR TIPO POSTE | 8,45 |
| GRAPA DE REMATE 6000 LBS | 9,54 |

Fuente: elaboración propia.

7.13.1.5. Costo de armados

Se establecen los costos, cantidad y ubicación de materiales, mano de obra, fletes, supervisión, diseño, ingeniería, administración e impuestos, que afectan el costo total de las estructuras empleadas, detallando las más importantes. Si por alguna razón de diseño, éstas varían según las normas, se emplea el mismo método para encontrar su costo total.

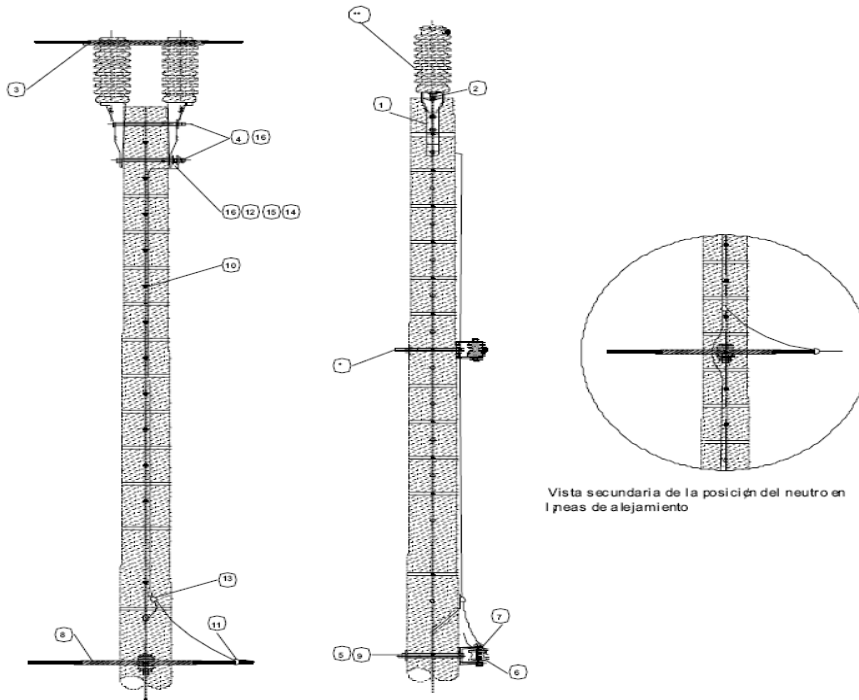
Figura 81. Simple, monof, alineación, ángulo < 5°, tipo I



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte vertical de chapa para aislador tipo poste | 1 | 23,54 | 23,54 |
| 2 | Perno corto de acero galvanizado 3/4" x 3/4" x 3" | 1 | 1,30 | 1,30 |
| 3 | Retención Preformada "Z" Aisl. 57/1-3 ACSR 1/0 | 1 | 5,03 | 5,03 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 2 | 1,67 | 3,34 |
| 5 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 3 | 0,53 | 1,60 |
| 6 | Aislador de porcelana tipo carrete (ANSI C29,3) | 1 | 0,90 | 0,90 |
| 7 | Soporte Horquilla para aislador tipo carrete | 1 | 4,79 | 4,79 |
| 8 | Retención Preformada "Omega" aisl. 53-2 ACSR 1/0 | 1 | 5,03 | 5,03 |
| 9 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 1,95 | 1,95 |
| 10 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 2 | 3,47 | 6,94 |
| 11 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 12 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,55 | 0,55 |
| 13 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 14 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 15 | Arandela de presión de 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 16 | Arandela plana redonda 5/8" | 1 | 0,18 | 0,18 |
| ** | Aislador tipo Poste 34,5KV | 1 | 58,32 | 58,32 |
| Total del Renglón | | | | 122,59 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 152.

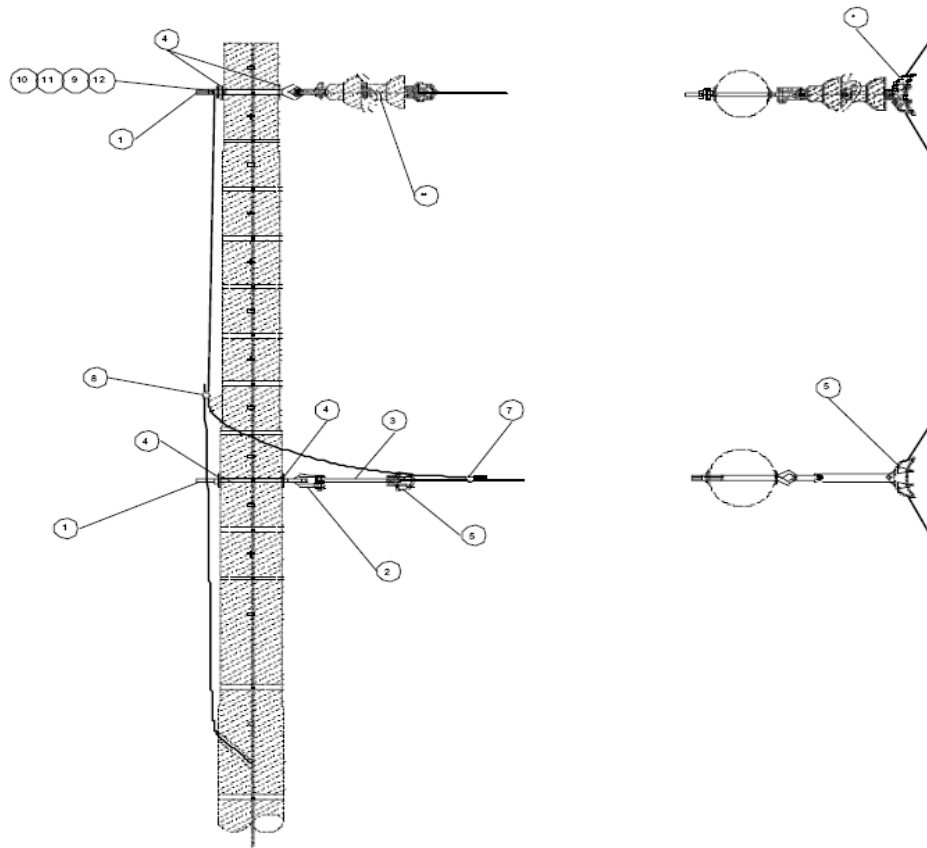
Figura 82. Simple, monof, alineación, 5 a 30°, tipo II



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte vertical de chapa para aislador tipo poste | 2 | 23,54 | 47,08 |
| 2 | Perno corto de acero galvanizado 3/4" x 3/4" x 3" | 2 | 2,71 | 5,42 |
| 3 | Retención Preformada "Omega Doble" ACSR 1/0 | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 2 | 1,67 | 3,34 |
| 5 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 1 | 0,53 | 0,53 |
| 6 | Aislador de porcelana tipo carrete (ANSI C29,3) | 1 | 0,90 | 0,90 |
| 7 | Soporte Horquilla para aislador tipo carrete | 1 | 4,79 | 4,79 |
| 8 | Retención Preformada "Omega" aisl.53-2 ACSR 1/0 | 1 | 5,03 | 5,03 |
| 9 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 1,95 | 1,95 |
| 10 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 2 | 3,47 | 6,94 |
| 11 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 12 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,55 | 0,55 |
| 13 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 14 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 15 | Arandela de presión de 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 16 | Arandela plana redonda 5/8" | 3 | 0,18 | 0,54 |
| ** | Aislador tipo Poste 34,5KV | 2 | 58,32 | 116,65 |
| Total del Renglón | | | | 210,06 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 154.

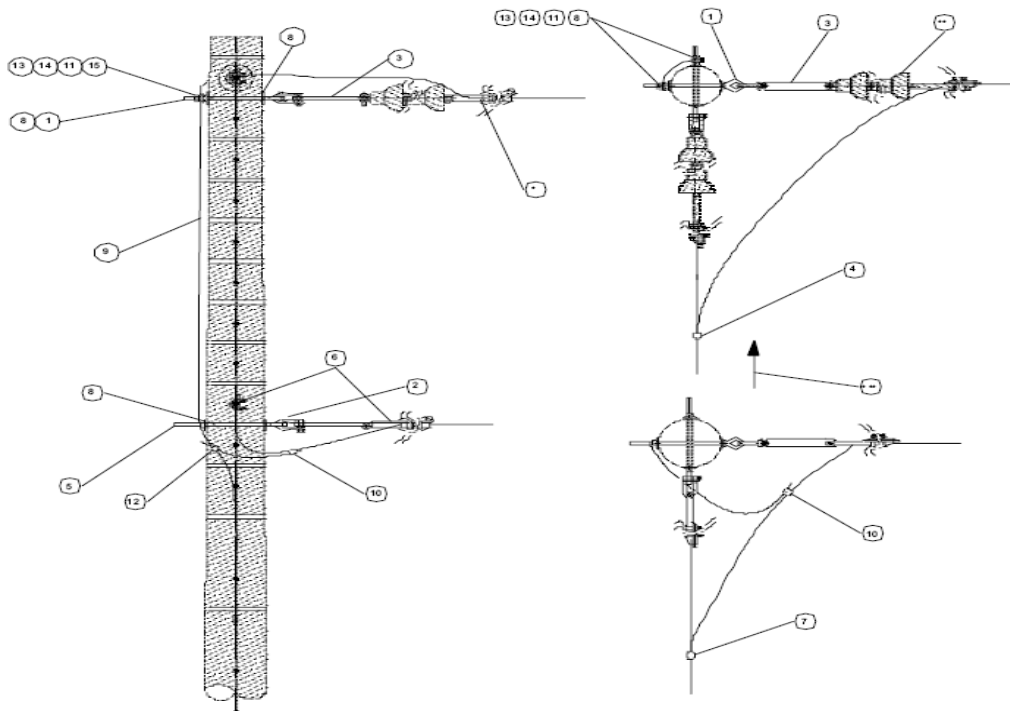
Figura 83. Simple, monof, alineación, 30 a 60°, tipo III



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 2 | 1,67 | 3,34 |
| 2 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 1 | 5,85 | 5,85 |
| 3 | Alargadera 10" para cadena de aisladores | 1 | 9,93 | 9,93 |
| 4 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 4 | 0,53 | 2,13 |
| 5(*) | Grapa de suspensión aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) | 2 | 15,54 | 31,07 |
| 6 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,47 | 10,41 |
| 7 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 8 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 9 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,55 | 0,55 |
| 10 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 11 | Arandela de presión de 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 12 | Arandela plana redonda 5/8" | 1 | 0,18 | 0,18 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 1 | 30,62 | 30,62 |
| Total del Renglón | | | | 103,20 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 156.

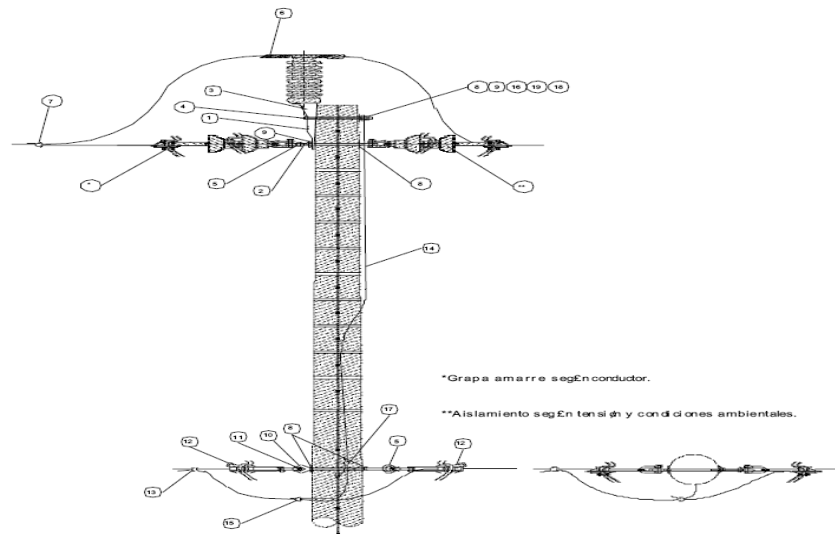
Figura 84. Simple, monof, alineación, 60 a 90°, tipo IV



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 2 | 4,48 | 8,96 |
| 2 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 2 | 5,85 | 11,70 |
| 3 | Alargadera 10" para cadena de aisladores | 2 | 9,93 | 19,86 |
| 4 | Conector cuña a presión 1/0 - 1/0 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 5 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 14" | 2 | 4,89 | 9,78 |
| 6(*) | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 1/0 Rectas | 4 | 11,04 | 44,18 |
| 7 | Conector cuña a presión 1/0 - 1/0 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 8 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 8 | 0,53 | 4,27 |
| 9 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 2 | 3,47 | 6,94 |
| 10 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 11 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 2 | 0,55 | 1,10 |
| 12 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 13 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 2 | 0,23 | 0,46 |
| 14 | Arandela de presión de 5/8" | 2 | 0,23 | 0,46 |
| 15 | Arandela plana redonda 5/8" | 2 | 0,18 | 0,36 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 2 | 30,62 | 61,24 |
| Total del Renglón | | | | 192,42 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 158.

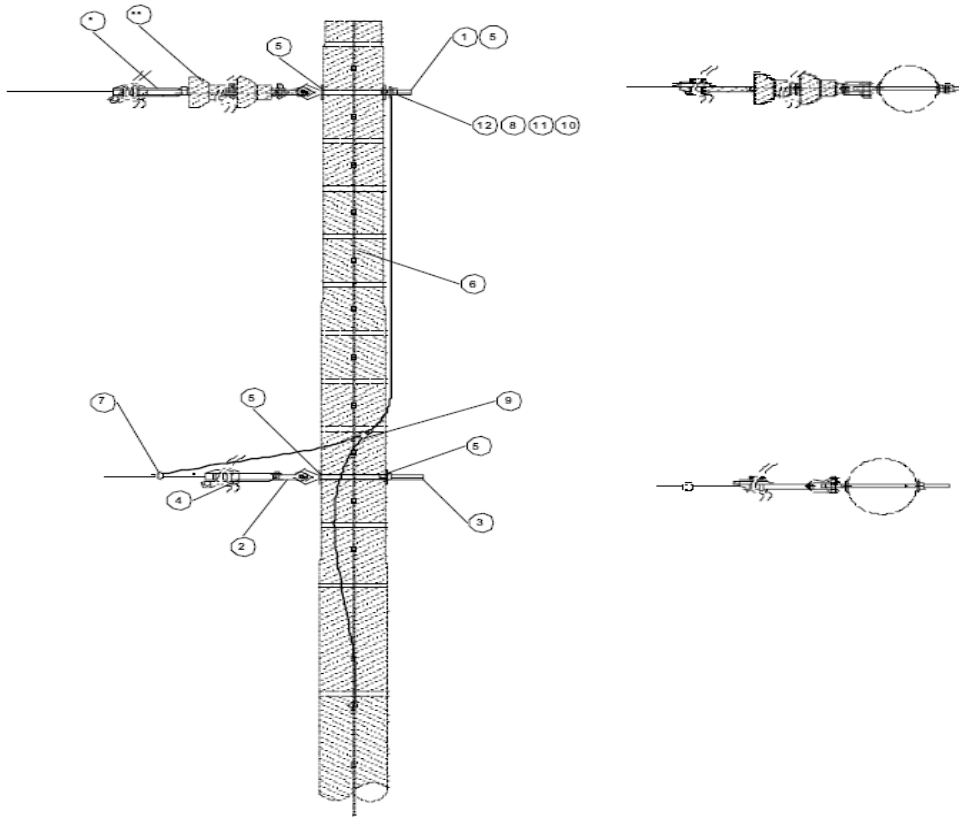
Figura 85. Simple, monof, prolongación, tipo V



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte vertical de chapa para aislador tipo poste | 1 | 23,54 | 23,54 |
| 2 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 1 | 4,48 | 4,48 |
| 3 | Perno corto de acero galvanizado 3/4" x 3/4" x 3" | 1 | 1,30 | 1,30 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 1 | 1,67 | 1,67 |
| 5 | Tuerca de ojo acero galvanizado 5/8" | 2 | 2,39 | 4,78 |
| 6 | Retención Preformada "Z" Aisl.57/1-3 ACSR 1/0 | 1 | 5,03 | 5,03 |
| 7 | Conector cuña a presión 1/0 - 1/0 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 8 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 4 | 0,53 | 2,13 |
| 9 | Arandela plana redonda 5/8" | 2 | 0,18 | 0,36 |
| 10 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 14" | 1 | 4,89 | 4,89 |
| 11 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 2 | 5,85 | 11,70 |
| 12(*) | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) Rectas | 4 | 11,04 | 44,18 |
| 13 | Conector cuña a presión 1/0 - 1/0 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 14 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 2 | 3,47 | 6,94 |
| 15 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 16 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,55 | 0,55 |
| 17 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 19 | Arandela de presión de 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 20 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 2 | 30,62 | 61,24 |
| ** | Aislador tipo Poste 34,5KV | 1 | 58,32 | 58,32 |
| Total del Renglón | | | | 254,69 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 160.

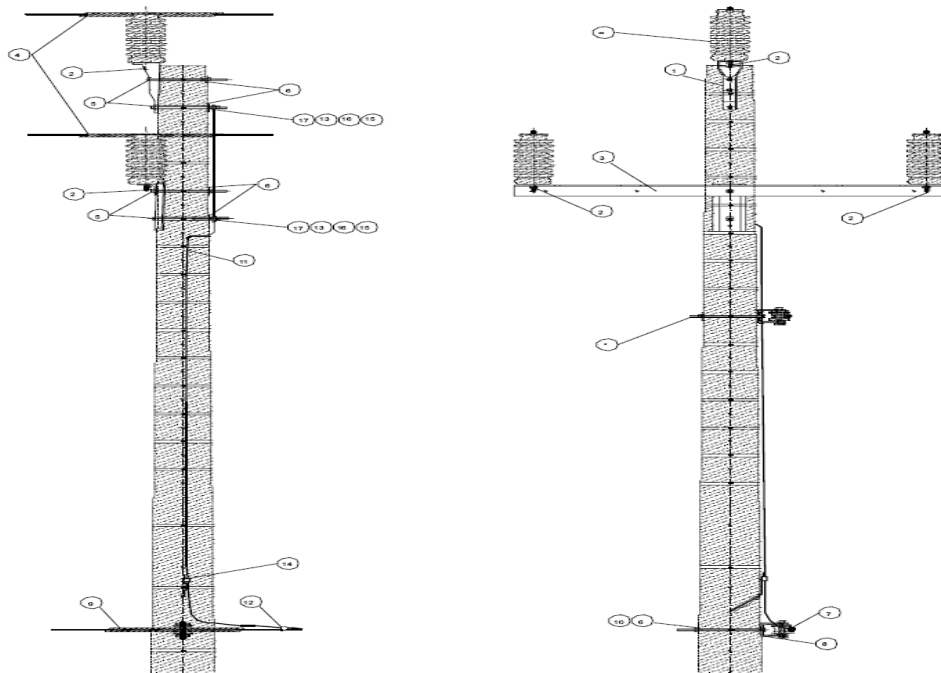
Figura 86. Simple, monof, remate, tipo VI



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 1 | 4,48 | 4,48 |
| 2 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 2 | 5,85 | 11,70 |
| 3 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 14" | 1 | 4,89 | 4,89 |
| 4(*) | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) Rectas | 2 | 11,05 | 22,09 |
| 5 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 4 | 0,53 | 2,13 |
| 6 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 2 | 3,47 | 6,94 |
| 7 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| 8 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,55 | 0,55 |
| 9 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 10 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 11 | Arandela de presión de 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 12 | Arandela plana redonda 5/8" | 1 | 0,18 | 0,18 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 1 | 30,50 | 30,50 |
| Total del Renglón | | | | 92,59 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 162.

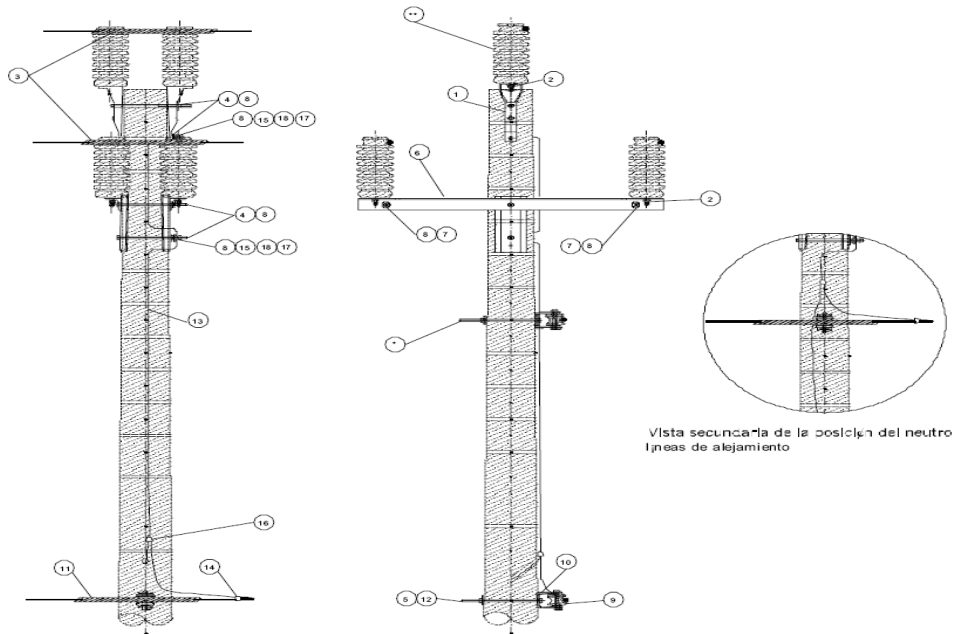
Figura 87. Simple, trif, alineación, ángulo < 5°, tipo I



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte vertical de chapa para aislador tipo poste | 1 | 23,539 | 23,54 |
| 2 | Perno corto de acero galvanizado 3/4" x 3/4" x 3" | 3 | 2,710 | 8,13 |
| 3 | Cruceta angular Metálica 1 800 mm (6') | 1 | 109,769 | 109,77 |
| 4 | Retención Preformada "Z" Aisl.57/1-3 ACSR 4/0 | 3 | 5,697 | 17,09 |
| 5 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 4 | 1,668 | 6,67 |
| 6 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 5 | 0,533 | 2,67 |
| 7 | Aislador de porcelana tipo carrete (ANSI C29.3) | 1 | 0,902 | 0,90 |
| 8 | Soporte Horquilla para aislador tipo carrete | 1 | 4,788 | 4,79 |
| 9 | Retención Preformada "Omega" aisl.53-2 ACSR 1/0 | 1 | 5,031 | 5,03 |
| 10 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 1,946 | 1,95 |
| 11 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,469 | 10,41 |
| 12 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 13 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 2 | 1,10 | 2,20 |
| 14 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,443 | 1,44 |
| 15 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 16 | Arandela de presión de 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 17 | Arandela plana redonda 5/8" | 2 | 0,180 | 0,36 |
| ** | Aislador tipo Poste 34,5KV | 3 | 58,324 | 174,97 |
| Total del Renglón | | | | 378,06 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 164.

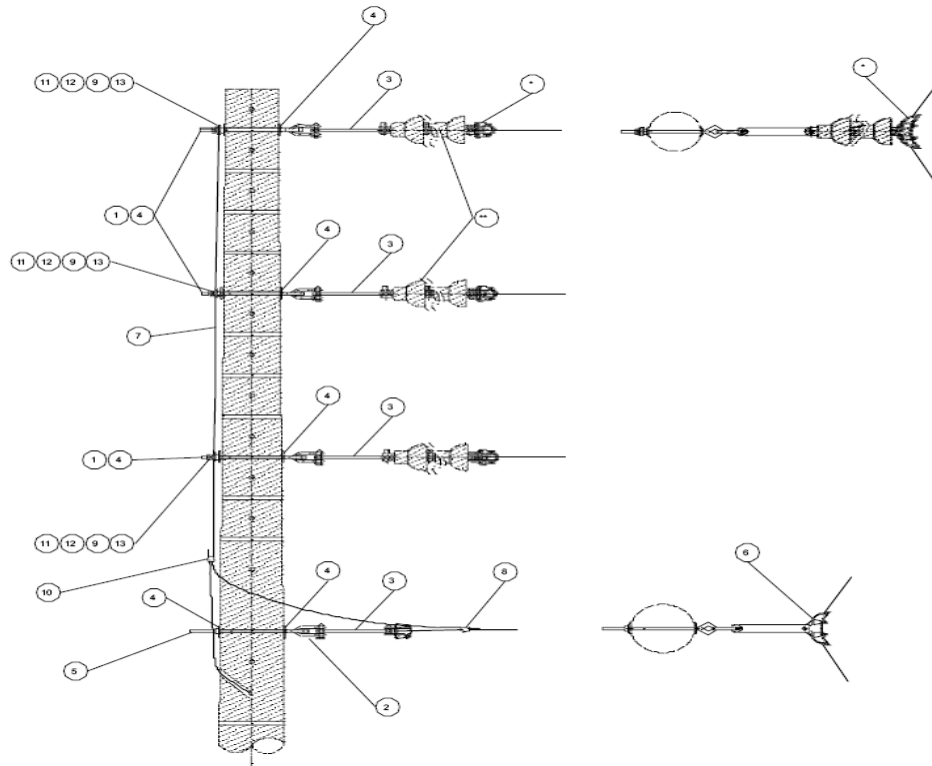
Figura 88. Simple, trif, alineación, 5 a 30°, tipo II



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte vertical de chapa para aislador tipo poste | 2 | 23,539 | 47,08 |
| 2 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 4 | 1,668 | 6,67 |
| 3 | Cruceta angular Metálica 1 800 mm (6') | 2 | 109,769 | 219,54 |
| 4 | Perno de rosca corrida ac. galv. 5/8" x 12" | 2 | 2,663 | 5,33 |
| 5 | Arandela plana redonda 5/8" | 14 | 0,180 | 2,52 |
| 6 | Perno corto de acero galvanizado 3/4" x 3/4" x 3" | 6 | 2,710 | 16,26 |
| 7 | Retención Preformada "Omega" Doble ACSR 4/0 | 3 | 10,430 | 31,29 |
| 8 | Aislador de porcelana tipo carrete (ANSI C29,3) | 1 | 0,902 | 0,90 |
| 9 | Soporte Horquilla para aislador tipo carrete | 1 | 4,788 | 4,79 |
| 10 | Retención Preformada "Omega" aisl.53-2 ACSR 1/0 | 1 | 5,031 | 5,03 |
| 11 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 1,946 | 1,95 |
| 12 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 1 | 0,533 | 0,53 |
| 13 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,469 | 10,41 |
| 14 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 15 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,549 | 0,55 |
| 16 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,443 | 1,44 |
| 17 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 18 | Arandela de presión de 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 19 | Aislador tipo Poste 34,5KV | 6 | 58,324 | 349,94 |
| Total del Renglón | | | | 712,38 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 168.

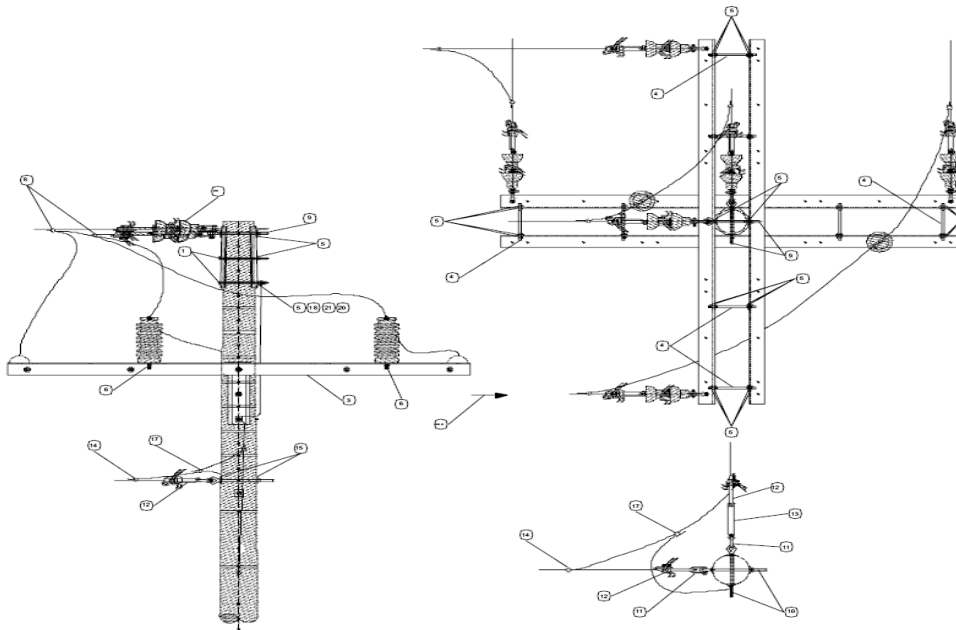
Figura 89. Simple, trif, alineación, 30 a 60°, tipo III



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 3 | 4,482 | 13,44 |
| 2 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 1 | 5,850 | 5,85 |
| 3 | Alargadera 10" para cadena de aisladores | 4 | 9,928 | 39,71 |
| 4 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 8 | 0,533 | 4,27 |
| 5 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 14" | 1 | 4,889 | 4,89 |
| 6(*) | Grapa suspensión aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) | 1 | 15,535 | 15,54 |
| 7 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,469 | 10,41 |
| 8 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 9 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 3 | 0,549 | 1,65 |
| 10 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,443 | 1,44 |
| 11 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 3 | 0,230 | 0,69 |
| 12 | Arandela de presión de 5/8" | 3 | 0,230 | 0,69 |
| 13 | Arandela plana redonda 5/8" | 3 | 0,180 | 0,54 |
| * | Grapa suspensión aluminio cond. AWG 4/0 (Raven) | 3 | 15,535 | 46,61 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 3 | 30,618 | 91,85 |
| Total del Renglón | | | | 244,80 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 170.

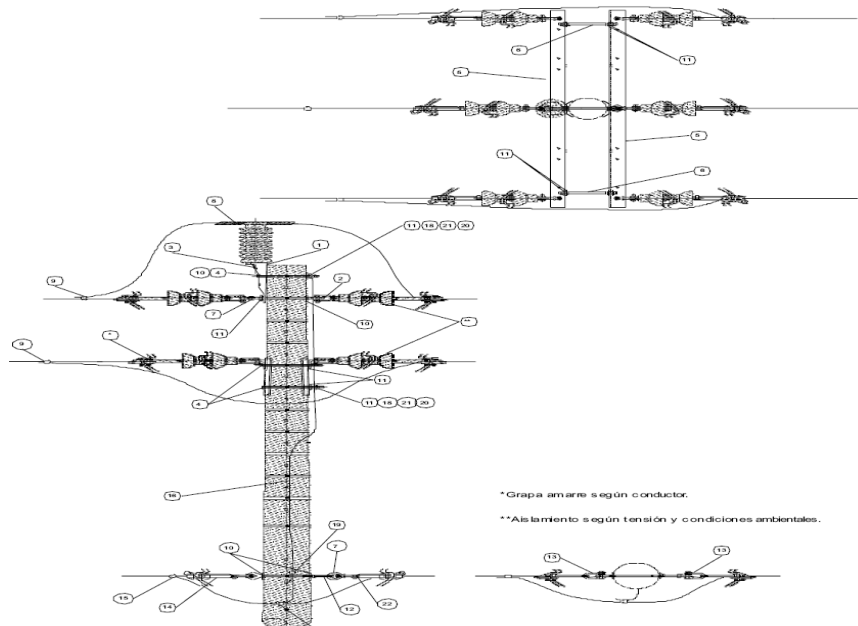
Figura 90. Simple, trif, alineación, 60 a 90°, tipo IV



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 3 | 4,482 | 13,44 |
| 2 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 4,889 | 4,89 |
| 3 | Cruceta angular Metálica 2 400 mm (8') | 4 | 148,819 | 595,28 |
| 4 | Perno rosca corrida Ac. Galva. 5/8 x 12" | 8 | 2,665 | 21,32 |
| 5 | Arandela plana redonda 5/8" | 42 | 0,180 | 7,56 |
| 6 | Perno corto acero galvanizado 3/4" - 3/4" x 3" | 2 | 2,710 | 5,42 |
| 7 | Retención Preformada "Z" Aisl.57/1-3 ACSR 4/0 | 2 | 5,697 | 11,39 |
| 8 | Conector cuña a presión 4/0 - 4/0 AWG | 6 | 8,655 | 51,93 |
| 9 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 2 | 4,482 | 8,96 |
| 10 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 14" | 2 | 4,889 | 9,78 |
| 11 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 2 | 5,850 | 11,70 |
| 12 | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) Rectas | 2 | 9,672 | 19,34 |
| 13 | Alargadera 10" para cadena de aisladores | 1 | 9,928 | 9,93 |
| 14 | Conector cuña a presión 1/0 - 1/0 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 15 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 4 | 0,533 | 2,13 |
| 16 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,469 | 10,41 |
| 17 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 18 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 6 | 0,549 | 3,29 |
| 19 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,443 | 1,44 |
| 20 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 6 | 0,230 | 1,38 |
| 21 | Arandela de presión de 5/8" | 6 | 0,230 | 1,38 |
| * | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 4/0 (Raven) Rectas | 6 | 11,045 | 66,27 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 6 | 30,618 | 183,71 |
| ** | Aislador tipo Poste 34,5KV | 2 | 58,324 | 116,65 |
| Total del Renglón | | | | 1 172,07 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 172.

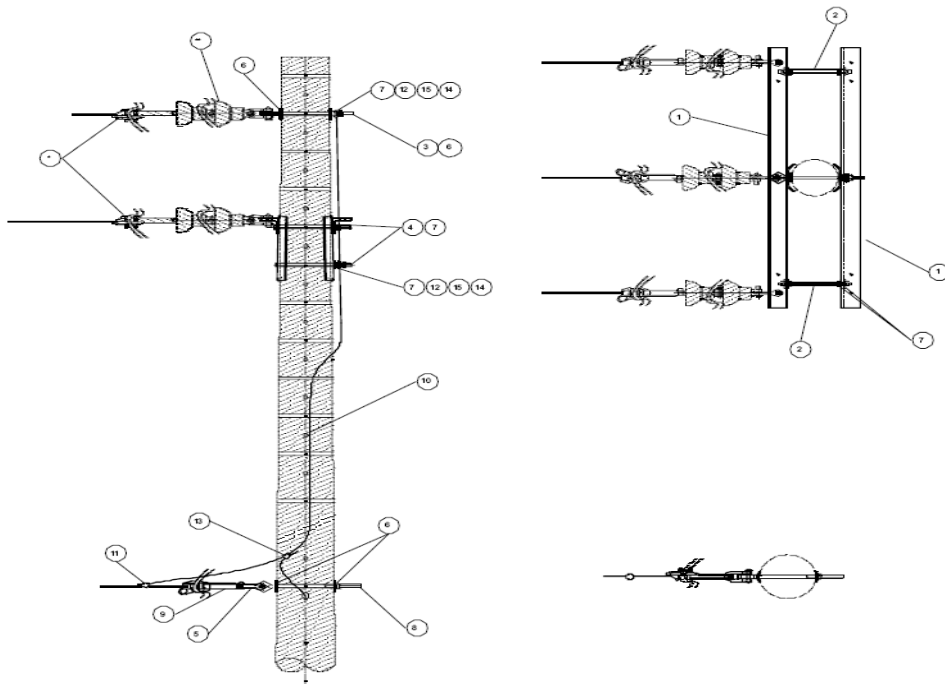
Figura 91. Simple, trif, prolongación, tipo V



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte vertical de chapa para aislador tipo poste | 1 | 23,539 | 23,54 |
| 2 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 1 | 4,482 | 4,48 |
| 3 | Perno corto de acero galvanizado 3/4" x 3/4" x 3" | 1 | 1,299 | 1,30 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 1 | 1,668 | 1,67 |
| 5 | Cruceta angular Metálica 1 800 mm (6') | 2 | 109,769 | 219,54 |
| 6 | Perno de rosca corrida ac. galv. 5/8" x 12" | 2 | 2,663 | 5,33 |
| 7 | Tuerca de ojo acero galvanizado 5/8" | 2 | 2,227 | 4,45 |
| 8 | Retención Preformada "Z" Aisl.57/1-3 ACSR 4/0 | 1 | 5,697 | 5,70 |
| 9 | Conector cuña a presión 4/0 - 4/0 AWG | 3 | 8,655 | 25,97 |
| 10 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 4 | 0,533 | 2,13 |
| 11 | Arandela plana redonda 5/8" | 13 | 0,180 | 2,34 |
| 12 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 1,946 | 1,95 |
| 13 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 2 | 5,850 | 11,70 |
| 14 | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) Rectas | 2 | 11,047 | 22,09 |
| 15 | Conector cuña a presión 1/0 - 1/0 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 16 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,469 | 10,41 |
| 17 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 18 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 2 | 0,549 | 1,10 |
| 19 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 2 | 1,443 | 2,89 |
| 20 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 21 | Arandela de presión de 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 22(*) | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 4/0 (Raven) Rectas | 6 | 11,045 | 66,27 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 6 | 30,618 | 183,71 |
| ** | Aislador tipo Poste 34,5KV | 1 | 58,324 | 58,32 |
| Total del Renglón | | | | 670,25 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 174.

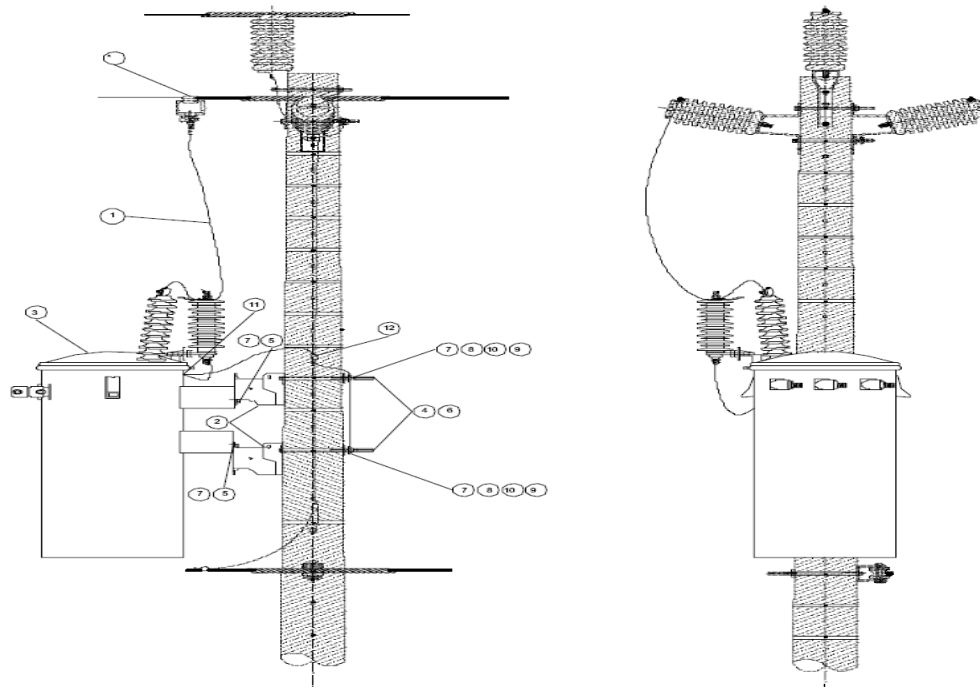
Figura 92. Simple, trif, remate, tipo VI



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Cruceta angular Metálica 1 800 mm (6') | 2 | 109,769 | 219,54 |
| 2 | Perno de rosca corrida ac. galv. 5/8" x 12" | 2 | 2,663 | 5,33 |
| 3 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 12" | 1 | 4,482 | 4,48 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 2 | 1,668 | 3,34 |
| 5 | Grillete largo recto 5/8" 11 300 kg | 1 | 5,850 | 5,85 |
| 6 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 4 | 0,533 | 2,13 |
| 7 | Arandela plana redonda 5/8" | 12 | 0,180 | 2,16 |
| 8 | Tornillo de acero galvanizado con ojo C.T. 5/8" X 14" | 1 | 4,889 | 4,89 |
| 9 | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 1/0 (Raven) Rectas | 1 | 11,047 | 11,05 |
| 10 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,469 | 10,41 |
| 11 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,226 | 7,23 |
| 12 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 2 | 0,549 | 1,10 |
| 13 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,443 | 1,44 |
| 14 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| 15 | Arandela de presión de 5/8" | 2 | 0,230 | 0,46 |
| * | Grapa de amarre aluminio cond. AWG 4/0 (Raven) Rectas | 3 | 11,045 | 33,13 |
| ** | Aislador Polímero 34,5KV | 3 | 30,618 | 91,85 |
| Total del Renglón | | | | 404,85 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 176.

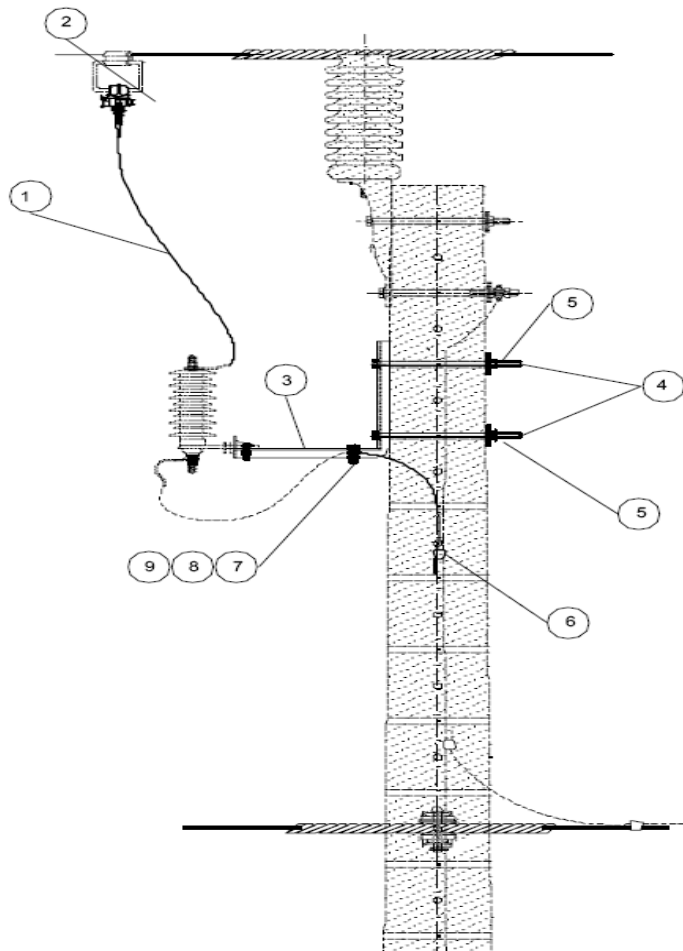
Figura 93. Transformador



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 4 | 3,47 | 13,87 |
| 2 | Soporte para transformador monofásico tipo poste | 2 | 25,21 | 50,42 |
| 3(***) | Transf. CSP 10, 25, 20 y 75 KVA 34,5KV | 1 | 1 181,56 | 1 181,56 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 2 | 4,91 | 9,81 |
| 5 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 1-3/4" | 2 | 0,93 | 1,86 |
| 6 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 2 | 0,53 | 1,07 |
| 7 | Arandela plana redonda 5/8" | 4 | 0,18 | 0,72 |
| 8 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 2 | 0,55 | 1,10 |
| 9 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 2 | 0,23 | 0,46 |
| 10 | Arandela de presión de 5/8" | 2 | 0,23 | 0,46 |
| 11 | Terminal conexión pletina conductor CU # 2 | 1 | 1,95 | 1,95 |
| 12 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| * | Conector de cuña a presión 1/0 con estribo | 1 | 25,37 | 25,37 |
| * | Conector fargo 1/0 | 1 | 10,89 | 10,89 |
| ** | Adaptador tipo Paleta para bushing transformador | 3 | 59,19 | 177,58 |
| ** | Terminal plana para fase 1/0 - #2 | 4 | 3,08 | 12,34 |
| ** | Terminal plana para Neutro 1/0 - #2 | 2 | 3,17 | 6,33 |
| Total del Renglón | | | | 1 497,23 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 178.

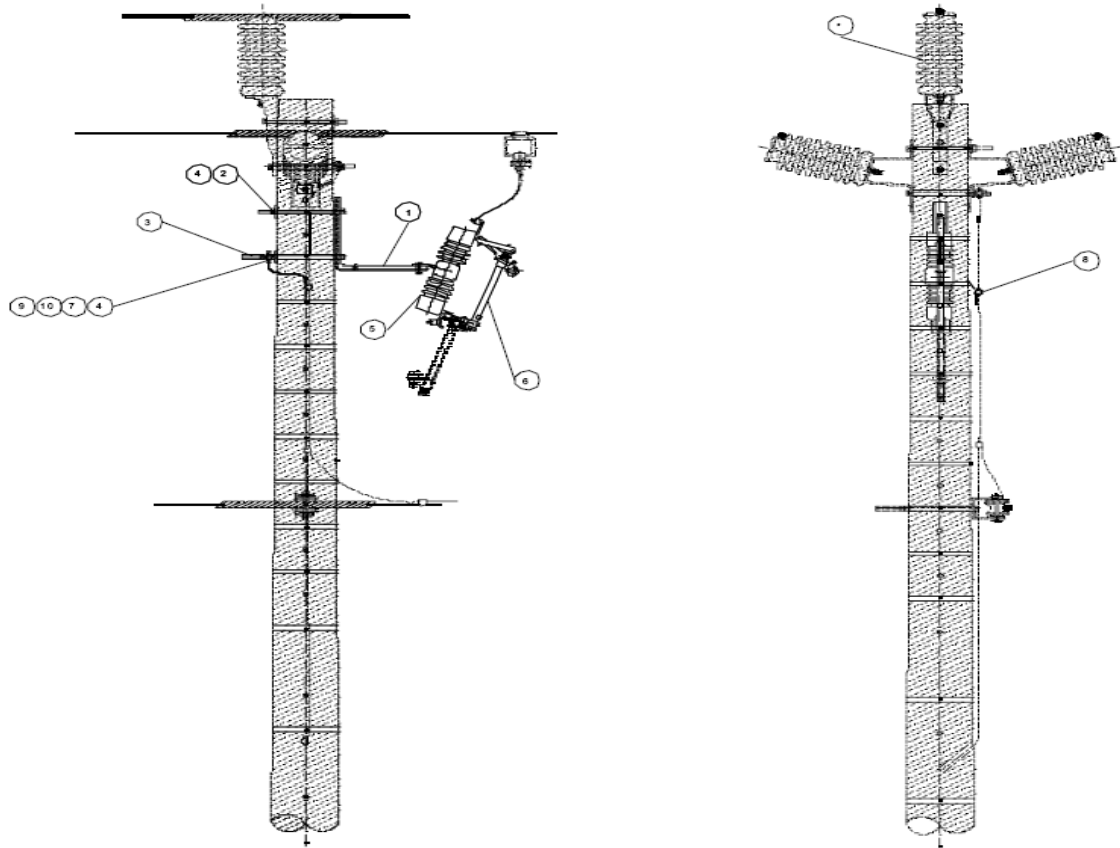
Figura 94. Pararrayos



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 3 | 3,47 | 10,41 |
| 2 | Conector de cuña a presión 1/0 con estribo | 1 | 26,48 | 26,48 |
| 3 | Soporte tipo "L" para seccionador fusible en Poste | 1 | 12,68 | 12,68 |
| 4 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 2 | 4,48 | 8,96 |
| 5 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 2 | 0,53 | 1,07 |
| 6 | Arandela plana redonda 5/8" | 2 | 0,23 | 0,46 |
| 7 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 8 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 1/2" X 2" | 1 | 1,30 | 1,30 |
| 9 | Arandela de presión 1/2" | 1 | 0,47 | 0,47 |
| 10 | Terminal conexión pletina conductor CU # 2 | 1 | 1,95 | 1,95 |
| 11 | Pararrayos 34,5KV | 1 | 107,70 | 107,70 |
| * | Conector fargo 1/0 | 1 | 10,89 | 10,89 |
| Total del Renglón | | | | 183,80 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 180.

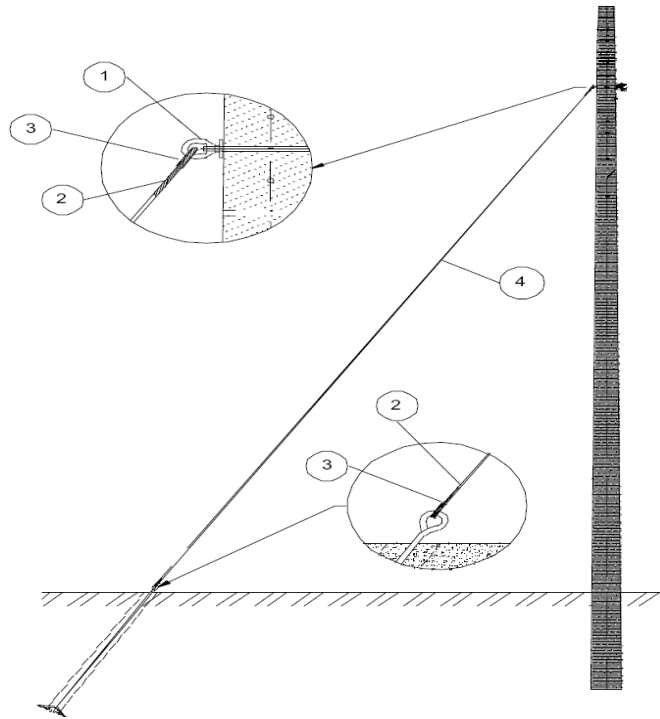
Figura 95. Cortacircuitos



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Soporte tipo "L" para seccionador fusible en Poste | 1 | 12,68 | 12,68 |
| 2 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 12" | 1 | 4,48 | 4,48 |
| 3 | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 14" | 1 | 4,89 | 4,89 |
| 4 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 2 | 0,53 | 1,07 |
| 5 y 6 | Cortacircuitos 34,5KV | 1 | 106,46 | 106,46 |
| 7 | Grapa conexión cable tierra sin tornillo | 1 | 0,55 | 0,55 |
| 8 | Conector de compresión No. 2 - No. 2 CU | 1 | 1,44 | 1,44 |
| 9 | Tuerca hexagonal acero galvanizado 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| 10 | Arandela de presión 5/8" | 1 | 0,47 | 0,47 |
| ** | Fusible tipo K | 1 | 2,14 | 2,14 |
| * | Conector de cuña a presión 1/0 con estribo | 1 | 26,48 | 26,48 |
| * | Conector fargo 1/0 | 1 | 10,85 | 10,85 |
| Total del Renglón | | | | 171,74 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 182.

Figura 96. Retenida sencilla y doble

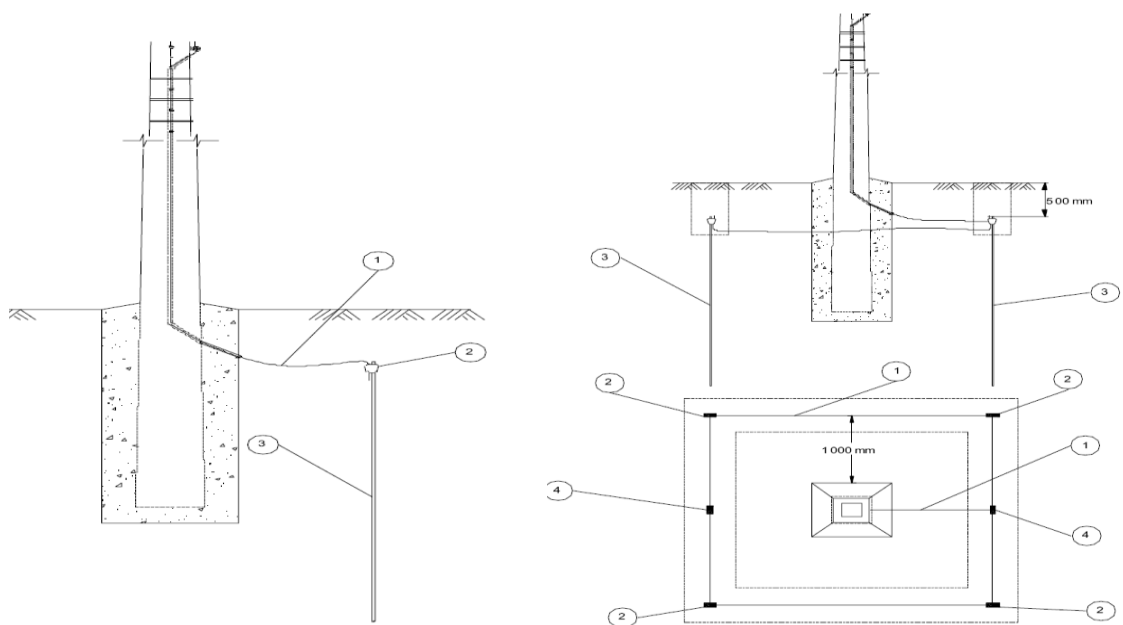


| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Tuerca de ojo 5/8" | 1 | 2,23 | 2,23 |
| 2 | Remate preformado de 3/8" (35") | 2 | 2,47 | 4,95 |
| 3 | Varilla de Anclaje sencilla de 5/8" x 7' | 1 | 12,69 | 12,69 |
| 4 | Mts. Cable de acero Galvanizado de 3/8" | 15 | 0,96 | 14,42 |
| | Ancla de Polipropileno de 115" | 1 | 11,29 | 11,29 |
| Total del Renglón | | | | 45,57 |

| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Tuerca de ojo 5/8" | 2 | 2,23 | 4,46 |
| 2 | Remate preformado de 3/8" (35") | 4 | 2,47 | 9,90 |
| 3 | Varilla de Anclaje Doble de 5/8" x 7' | 1 | 12,80 | 12,80 |
| 4 | Mts. Cable de acero Galvanizado de 3/8" | 25 | 0,96 | 24,03 |
| | Ancla de Polipropileno de 115" | 1 | 11,29 | 11,29 |
| | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 2 | 0,47 | 0,93 |
| | Arandela de presión de 5/8" | 1 | 0,23 | 0,23 |
| | Tornillo de acero galvanizado C.T. 5/8" X 10" | 1 | 1,62 | 1,62 |
| Total del Renglón | | | | 65,25 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 188.

Figura 97. PAT sencilla y en anillo

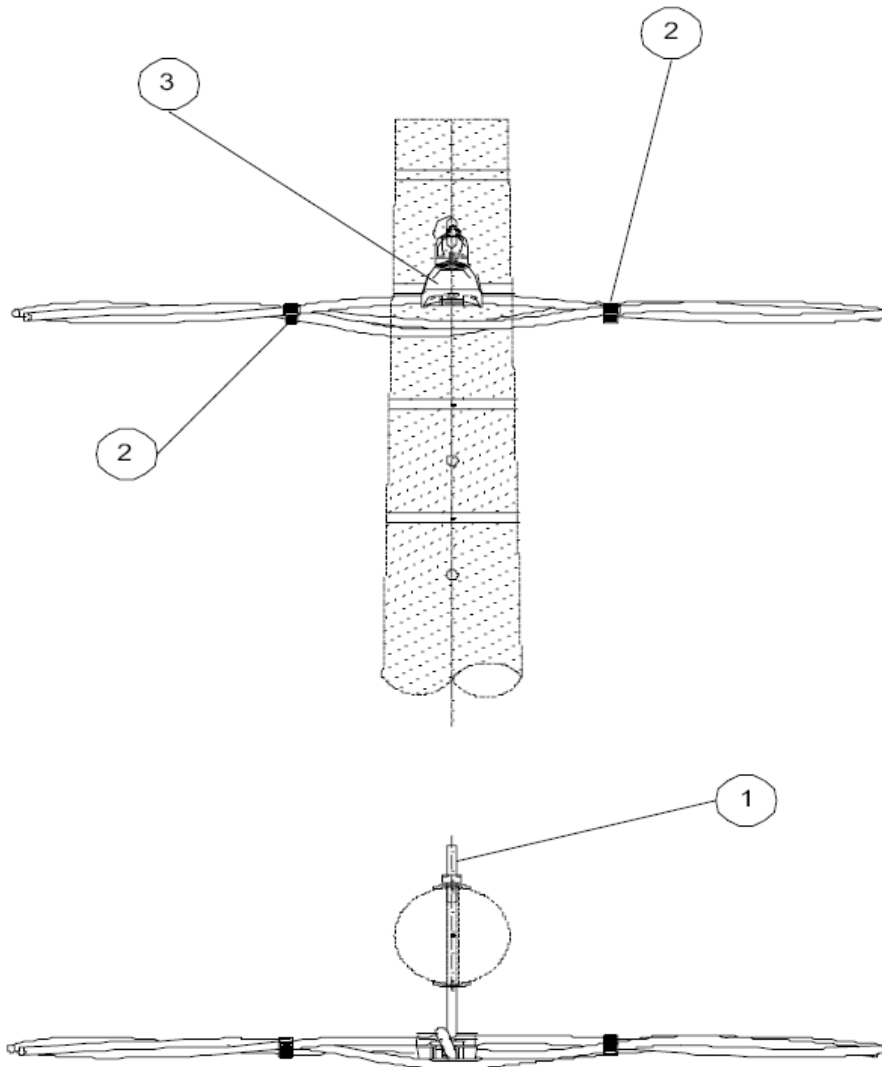


| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 15 | 5,51 | 82,65 |
| 2 | Conector para varilla 5/8" - Cable #2 CU | 1 | 6,58 | 6,58 |
| 3 | Varilla de Tierra de 5/8" x 8' alma de acero | 1 | 8,42 | 8,42 |
| 4 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| Total del Renglón | | | | 104,88 |

| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Mts. Cable de cobre desnudo No. 2 AWG | 25 | 5,51 | 137,76 |
| 2 | Conector para varilla 5/8" - Cable #2 CU | 2 | 6,80 | 13,61 |
| 3 | Varilla de Tierra de 5/8" x 8' alma de acero | 2 | 8,42 | 16,84 |
| 4 | Conector para Cable #2 - Cable #2 CU | 2 | 1,44 | 2,89 |
| 5 | Conector cuña a presión 1/0 - No. 2 AWG | 1 | 7,23 | 7,23 |
| Total del Renglón | | | | 178,32 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 192.

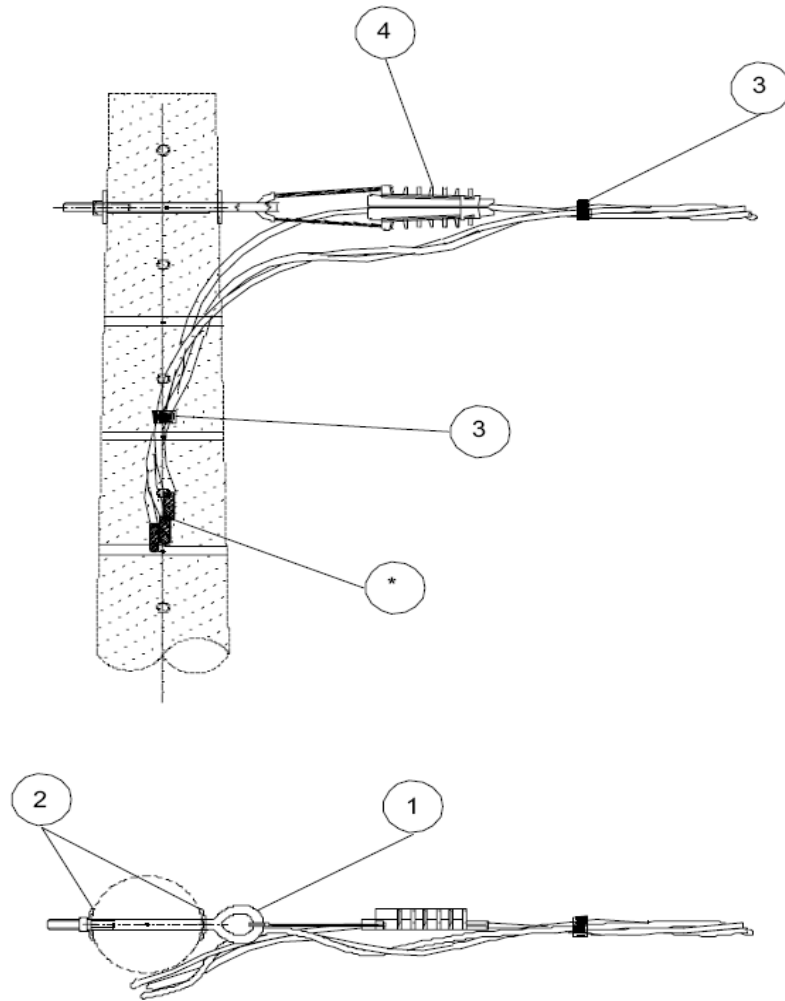
Figura 98. **BT, alineación, hasta 30°, con neutro fijador**



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Perno de espiral abierto 5/8" x 12" | 1 | 5,84 | 5,84 |
| 2 | Brida de sujeción hasta 50 mm | 2 | 0,07 | 0,13 |
| 3 | Grapa de suspensión GS-1200 | 1 | 2,46 | 2,46 |
| 4 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 1 | 0,47 | 0,47 |
| Total del Renglón | | | | 8,89 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 196.

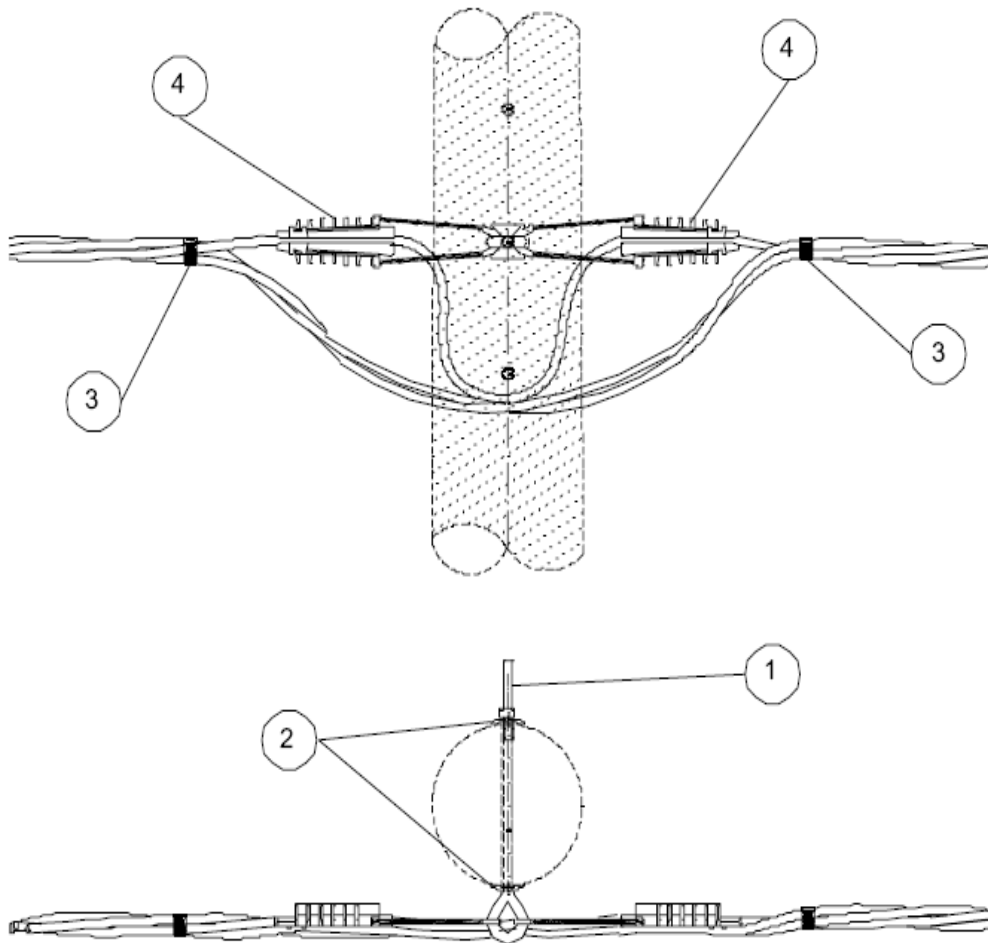
Figura 99. **BT, alineación, remate con neutro mensajero**



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Perno de ojo de 5/8" x 10" | 1 | 4,14 | 4,14 |
| 2 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 2 | 0,47 | 0,93 |
| 3 | Brida de sujeción hasta 50 mm | 2 | 0,07 | 0,13 |
| 4 | Grapa de remate para cable forrado 1/0 | 1 | 10,24 | 10,24 |
| * | Mts, cinta de aislar vulcanizada | 0,5 | 1,13 | 0,56 |
| Total del Renglón | | | | 16,00 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 198.

Figura 100. **BT, alineación, doble remate**



| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Perno de ojo de 5/8" x 12" | 1 | 4,39 | 4,39 |
| 2 | Arandela curva cuadrada 2-1/4x2 - 1/4x3/16" | 2 | 0,47 | 0,93 |
| 3 | Brida de sujeción hasta 50 mm | 2 | 0,07 | 0,13 |
| 4 | Grapa de remate para cable forrado 1/0 | 2 | 10,24 | 20,48 |
| Total del Renglón | | | | 25,94 |

Fuente: Deorsa-Deocsa, Manual de diseño de redes de distribución. p. 200.

Tabla LXXXVI. Acometida 120 V

| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Conector Dentado de dos salidas No. 1/0 - No. 6 | 1 | 11,32 | 11,32 |
| 2 | Conector dentado del No. 1/0 a 1/0 | 1 | 3,26 | 3,26 |
| 3 | Gancho de Acometida | 1 | 0,67 | 0,67 |
| 4 | Grapa de Acometida | 2 | 2,28 | 4,55 |
| 5 | Mts. de cable Duplex todo forrado No. 6 | 40 | 0,92 | 36,78 |
| Total del Renglón | | | | 56,59 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXVII. Poste de concreto

| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------|---|----------|-----------|----------|
| 1 | Poste de Concreto de 12 mts, clase 300 | 1 | 415,61 | 415,61 |
| 2 | Poste de Concreto de 10,60 mts, clase 300 | 1 | 320,37 | 320,37 |
| 3 | Poste de Concreto de 9,00 mts, clase 300 | 1 | 238,11 | 238,11 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXXVIII. Kilómetro de cable

| Ítem Dibujo | Descripción de material | Cantidad | Precio \$ | Total \$ |
|-------------|--|----------|-----------|----------|
| 1 | Cable ACSR 1/0 (circuito monofásico) mts | 1000 | 1,29 | 1290,12 |
| 2 | Cable ACSR 4/0 (circuito trifásico) | 1000 | 2,35 | 2353,39 |
| 3 | Cable triplex todo forrado # 2 | 1000 | 3,58 | 3577,71 |
| 3 | Cable triplex todo forrado 1/0 | 1000 | 5,51 | 5513,76 |

Fuente: elaboración propia.

7.13.2. Costo de mano de obra

Es el costo por cuadrilla de linieros, incluyendo transporte, montaje y tendido, para el montaje de postes, cables, herrajes, transformadores y protecciones. Varían, dependiendo del tamaño del proyecto, localización, infraestructura, personal requerido, etc.

Se tiene un estimado de \$ 120 para líneas monofásicas y \$ 135 para líneas trifásicas; en proyectos de 1 o 2 postes, el promedio de pago es de \$ 220. El transporte, depende de la distancia al lugar de instalación, con un costo promedio de \$ 220 fuera de la ciudad, hasta \$ 450 en el área de Petén, también está en función del vehículo empleado, si es camión de doble eje o rastra de plataforma, considerando la accesibilidad. Según la experiencia, se carga el 10% por gastos de administración y 5% por ingeniería y supervisión.

Considerando los factores de administración, mano de obra, fianzas, transportes, ingeniería, supervisión, impuestos e IVA, se obtiene el factor de 1,9, sobre el total de los materiales.

7.13.3. Costo de pérdidas

Son difíciles de determinar, por la complejidad del sistema, los métodos de cálculo, dependen de la distribuidora. La pérdida de energía es el costo marginal de producir y transportar energía adicional al punto de consumo. La pérdida de potencia, es el costo marginal de la inversión de capital, requerido para genera y transmitir esa potencia adicional a través de la red, para la estimación económica, se considera la pérdida de potencia activa. La caída de voltaje y las pérdidas, se relacionan con un costo asociado Q/kWh .

El costo de las pérdidas se calcula en base a la tarifa eléctrica, la cual se compone del costo de energía suministrada (variable) $\$/kWh$ y el cargo por demanda (fijo) $\$/kW$, relacionado con la capacidad de las instalaciones necesarias, para el suministro de energía, que depende de la demanda y diversidad, de los usuarios. La disminución de las pérdidas, implica una reducción en la compra de energía necesaria. La pérdida Joule, se debe a la resistencia del cable, sin relación con la distancia entre fases, por lo que es independiente de la configuración de la estructura empleada.

$3 \cdot I^2 \cdot R_{AC}$ (kw/km) pérdida Joule
 $p = 3 \cdot I \cdot L \cdot I^2$ (w) pérdida de potencia trifásica
 $p = (R_C + R_N) \cdot L \cdot I^2$ (w) pérdida de potencia monofásica
 $P = NU \cdot kVA_{\text{usuario}}$
 $PA = P \cdot fp$
 $I_L = PA/V$
 $C = PA \cdot H \cdot fc$
 R_{AC} Resistencia AC del cable (Ω/km)
 R : Resistencia (Ω/km)
 L : Longitud de la línea (km)
 R_C : Resistencia de fase (Ω/km)
 R_N : Resistencia del neutro (Ω/km)
 P : Potencia (kVA)
 PA : Potencia (kw)
 NU : Número de usuarios
 fp : factor de potencia (0,9)
 fc : factor de carga (0,3)
 I_L : Corriente de línea
 V : Voltaje de fase (19,9 kV)
 C : Consumo (kwh/año)
 H : 8 760 horas-año
 KVA_{usuario} : 0,325

La longitud, se determina en tramos, aplicando el concepto de momento eléctrico, considerando la carga, aplicada en cada punto y su respectiva longitud. En línea trifásica, se realiza un balance de carga, determinando las pérdidas monofásica (kw), trifásica (kw), total (kw), total al año (kwh/año) y su respectivo costo (\$).

Tabla LXXXIX. **Pérdida del ACSR**

| Calibre | ohms/km | Amperios | | | | | |
|---------|---------|----------|-------|--------|--------|--------|--------|
| | | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 |
| 6 | 2,663 | 19,98 | 79,90 | 179,78 | 319,60 | 499,38 | 719,11 |
| 4 | 1,712 | 12,84 | 51,36 | 115,57 | 205,46 | 321,03 | 462,28 |
| 2 | 1,112 | 8,34 | 33,36 | 75,05 | 133,43 | 208,49 | 300,22 |
| 1/0 | 0,715 | 5,36 | 21,45 | 48,27 | 85,80 | 134,07 | 193,06 |
| 4/0 | 0,390 | 2,93 | 11,71 | 26,35 | 46,84 | 73,19 | 105,39 |
| 266 | 0,256 | 1,92 | 7,67 | 17,25 | 30,66 | 47,91 | 68,99 |
| 336 | 0,203 | 1,52 | 6,09 | 13,70 | 24,36 | 38,07 | 54,82 |
| 477 | 0,144 | 1,08 | 4,31 | 9,70 | 17,24 | 26,94 | 38,79 |

Fuente: elaboración propia.

7.14. **Inversión inicial**

Son los gastos del personal que interviene indirectamente, a lo largo de la planificación y construcción: sueldos, viáticos, papelería, útiles de oficina, contabilidad, emisión de cheques, bodegas, oficinas, mensajería, vigilancia, seguros, auditorias, combustible, vehículos, computadoras, motocicletas, mantenimiento, etc..., estimándose en un 10% del costo del proyecto.

7.15. **Costo anual/km**

Para determinarlo, se distribuye la inversión inicial, en el período de vida útil, por medio de una serie de anualidades, a una tasa interna de retorno dada. El factor de recuperación de capital CFR, permite obtener estas anualidades. El costo anual/kilometro, se obtiene al multiplicar la diferencia entre el costo total/km y el valor de rescate, por el CFR.

$$CA = (P-R)*CFR \quad \text{Costo anual/km}$$

P: Costo inicial/km

R: Valor de rescate/km

Para el cálculo del CFR, se considera una TIR promedio anual del 12% y una vida útil de 30 años. Si no existe valor de rescate, significa que los componentes de red instalados, se encuentran inservibles al final de su vida útil.

$$CA = P \cdot CFR$$

7.16. Costo de construcción/kilometro de red

Al definir el tramo máximo o vanos a emplear, es posible estimar el número de estructuras/kilómetro, empleadas a lo largo de la línea proyectada. Estimando los costos por estructura, en materiales y construcción, por cada kilómetro, se obtiene el costo total de la línea, con una buena precisión.

$$1000/a_m - 1 \quad \text{Número de estructuras/kilometro}$$

a_m Vano máximo, por momentos o flecha máxima admisible.

El costo de instalación total/kilometro, se calcula para vano promedio de 100 m, y máximo de 120 m, que son los valores empleados para 34,5 kV. El diseño, permite conocer la longitud, el número y tipo de estructuras, que lleva el trazado de la línea.

Se considera la catenaria, asumiendo una longitud de cable por fase, de 1,10 veces, la longitud de la línea. Conocido el número y tipo de estructuras, puesta a tierra, retenidas y longitud de los cables, se determina la mano de obra en apertura de agujeros, parado y plomeado de postes, vestido de estructuras, colocación y tensado de cables, talado y chapeado, etc.

El costo, por tipo de estructura, se calcula a partir del número de elementos que la componen y los costos unitarios. Se presentan los costos de construcción/kilómetro, para red a 34,5 kV y BT.

- Línea de MT, sin transformador: cable 477 MCM, 266 MCM, 4/0 o 1/0; poste madera o concreto; terreno plano o montañoso; 1 o 3 fases.
- Línea de BT, tramo de 30 a 600 m: cable tríplex 2, 1/0 o 4/0, cuádruplex 4/0 o 366,4 MCM; poste madera o concreto; terreno plano o montañoso.
- Línea con MT y BT, en el mismo poste, con transformador: cable 477 MCM, 266 MCM, 4/0 o 1/0; cable tríplex 2, 1/0 o 4/0, cuádruplex 4/0 o 336,4 MCM; transformador 19,9 kV/120-240 V 10, 25, 50 y 75 kVA; poste de madera o concreto; terreno plano o montañoso; 1 o 3 fases.

4 transformador/km; 3 PAT/km mínimo; 1 PAT/transformador; 1 PAT/remate de línea; 1 PAT/remate de fin de línea; 1 doble remate/5 postes (para liberar esfuerzos mecánicos); 2 retenidas/km; 9 postes/km de MT; 9 m del poste de BT; 12 m del poste de MT; 14 m del poste con MT y BT; 100 m de vano promedio en MT; 120 m de vano máximo en MT; 100 m de vano promedio en MT/BT; 50 m de vano promedio en BT; 100 m de vano máximo en BT; 1 050 m de cable/kilometro, red monofásica; 3 150 m de cable/kilómetro, red trifásica; 1 050 m de cable neutral/kilómetro, red monofásica o trifásica.

350 m brazo máximo para secundario de transformador; 100 m máximo del transformador a servicios de alto consumo; terreno plano, línea recta; usuario residencial, alimentación radial; transformador CSP, eficiente; usuario industrial, alimentación exclusiva, banco de transformadores, tipo S.

El costo de los cables, se calcula a partir de su longitud, tipo y precio, por metro correspondiente. Los costos de mano de obra, se estiman, asignando costos unitarios a la apertura de hoyos, parado, plomeado y vestido de postes. Para un vano de 100 m, corresponden 10 postes/kilómetro, por lo que los costos/km totales, incluyen materiales y mano de obra. Los costos/km de se calculan dividiendo los totales respectivos, entre la longitud total de la línea.

Se agrega el costo de estudios, derechos de paso y servidumbres, transporte y acarreo de materiales al lugar de construcción, administración, ingeniera, supervisión e imprevistos.

Tabla XC. UBC's empleadas

| Descripción | Precio (\$) |
|---|--------------------|
| Armados monofásicos para 34,5 kV | |
| Armado simple cir. Monofásico. Alin. áng., < 5° Tipo I | 122,59 |
| Armado simple cir. Monofásico. Alin. áng., 5 a 30° Tipo II | 210,06 |
| Armado simple cir. Monofásico. Alin. áng., 30 a 60° III | 103,20 |
| Armado simple cir. Monofásico. Alin. áng., 60 a 90° Tipo IV | 192,42 |
| Armado simple cir. Monofásico. Prolongación de Línea Tipo V | 254,69 |
| Armado simple cir. Monofásico. remate de Línea Tipo VI | 92,59 |
| Armados trifásicos para 34,5 kV | |
| Armado simple cir. Trifásico Alin. áng., < 5° Tipo I | 378,06 |
| Armado simple cir. Trifásico Alin. áng., 5 a 30° Tipo II | 712,38 |
| Armado simple cir. Trifásico Alin. áng., 30 a 60° Tipo III | 244,80 |
| Armado simple cir. Trifásico. Alin. áng., 60 a 90° Tipo IV | 1 172,07 |
| Armado simple cir. Trifásico Prolongación de Línea Tipo V | 670,25 |
| Armado simple cir. Trifásico remate de Línea Tipo VI | 404,85 |
| Centros de transformación, baja tensión y otros | |
| Transformador 19,9/34,5 KV, 10 Kva. 120/240 voltios | 1 497,23 |
| Armado con pararrayos para 34,5 KV | 183,80 |
| Armado con cortacircuitos para 34,5 KV | 171,74 |
| Retenida de ancla sencilla | 45,57 |
| Retenida de ancla doble | 65,25 |
| Puesta a sierra sencilla | 104,88 |
| Puesta a tierra para transformadores y protecciones | 178,32 |
| Armado baja tensión alineación y ángulo hasta 30 grados para neutro fijador | 8,89 |
| Armado baja tensión fin de línea para neutro fijador | 16,00 |
| Armado secundario doble remate | 25,94 |
| Armado de acometida, 120 voltios | 56,59 |
| Postes de concreto de 12 mts, clase 300 | 415,61 |
| Postes de concreto de 10.60 mts, clase 300 | 320,37 |
| Postes de Concreto de 9.00 mts, clase 300 | 238,11 |
| Kilómetro de conductor ACSR 1/0 | 1 290,12 |
| Kilómetro de conductor ACSR 4/0 | 2 353,39 |
| Kilómetro de conductor triplex # 2 | 3 577,71 |
| Kilómetro de conductor triplex 1/0 | 5 513,76 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla XCI. Costo/km en MT

| Costo por km., alimentador principal (trifásico), línea a 34,5 kV | | | |
|--|---|---------|---|
| 1 | Estructuras con postes de concreto de 12 m. | | A |
| 2 | Conductor 3/0 ACSR (uno por fase) | | B |
| 3 | Cable 1/0 ACSR | | C |
| 4 | SUBTOTAL (1+2+3) | | D |
| 5 | Estudios | 10%(4) | E |
| 6 | Servidumbres | 5%(4) | F |
| 7 | Transporte | 10%(4) | G |
| 8 | SUBTOTAL (5+6+7) | | H |
| 9 | Mano de obra | | I |
| 10 | SUBTOTAL (4+8+9) | | J |
| 11 | Administración e Ingeniería | 15%(10) | k |
| 12 | Imprevistos | 5%(10) | L |
| 13 | SUBTOTAL (11+12) | | M |
| 14 | TOTAL (10+13) | | N |
| Costo por km., alimentador lateral, línea a 34,5 kV | | | |
| 1 | Estructuras con postes de concreto de 12 m. | | A |
| 2 | Conductor 1/0 ACSR línea | | B |
| 3 | Cable No. 2 neutro | | C |
| 4 | SUBTOTAL (1+2+3) | | D |
| 5 | Estudios | 10%(4) | E |
| 6 | Servidumbres | 5%(4) | F |
| 7 | Transporte | 10%(4) | G |
| 8 | SUBTOTAL (5+6+7) | | H |
| 9 | Mano de obra | | I |
| 10 | SUBTOTAL (4+8+9) | | J |
| 11 | Administración e Ingeniería | 15%(10) | k |
| 12 | Imprevistos | 5%(10) | L |
| 13 | SUBTOTAL (11+12) | | M |
| 14 | TOTAL (10+13) | | N |
| Costo por km, ramal (monofásico) línea a 19,9 kV, | | | |
| 1 | Estructuras con postes de concreto de 12 m. | | A |
| 2 | Conductor 1/0 ACSR | | B |
| 3 | Cable No. 2 | | C |
| 4 | SUBTOTAL (1+2+3) | | D |
| 5 | Estudios | 10%(4) | E |
| 6 | Servidumbres | 5%(4) | F |
| 7 | Transporte | 10%(4) | G |
| 8 | SUBTOTAL (5+6+7) | | H |
| 9 | Mano de obra | | I |
| 10 | SUBTOTAL (4+8+9) | | J |
| 11 | Administración e Ingeniería | 15%(10) | k |
| 12 | Imprevistos | 5%(10) | L |
| 13 | SUBTOTAL (11+12) | | M |
| 14 | TOTAL (10+13) | | N |

Fuente: elaboración propia.

El costo de la línea a 34,5 kV, depende de su ubicación geográfica, tipo de construcción, normas de seguridad, calidad de materiales, etc..., cumpliendo las normas NTDOST y NDTOID. La table XC resume los costos/kilometro. Que incluyen mano de obra, diseño, estudios de suelo, estudios eléctricos, redes de tierras, equipos auxiliares, servidumbre, autorizaciones, tala de arboles, breca, accesos, equipos de maniobra, indemnizaciones y todos los costos complementarios para su ejecución.

Tabla XCII. Costo/km de red a 34,5 kV

| COSTOS PARA LÍNEA AÉREA DESNUDA A 34,5 KV, ÁREA RURAL | | | | | | | |
|---|--------|--------------|--------|-----------------------|--------|--------------|--------|
| Longitud = 1 050 metros 1 Kilómetro lineal | | | | | | | |
| Poste de madera | | | | Poste de Concreto | | | |
| | | Importe (\$) | | | | Importe (\$) | |
| CONDUCTOR | NEUTRO | 1F | 3F | CONDUCTOR | NEUTRO | 1F | 3F |
| 477 MCM ACSR | 266,8 | 0 | 23 718 | 477 MCM ACSR | 266,8 | 0 | 28 309 |
| 336,7 MCM ACSR | 3/0 | 0 | 16 540 | 336,7 MCM ACSR | 3/0 | 0 | 21 131 |
| 266,8 (18/1) MCM ACSR | 1/0 | 0 | 14 872 | 266,8 (18/1) MCM ACSR | 1/0 | 0 | 19 400 |
| 266,8 (18/1) MCM ACSR | 3/0 | 0 | 16 231 | 266,8 (18/1) MCM ACSR | 3/0 | 0 | 20 735 |
| 266,8 (26/7) MCM ACSR | 1/0 | 0 | 15 783 | 266,8 (26/7) MCM ACSR | 1/0 | 0 | 20 288 |
| 4/0 ACSR | 1/0 | 0 | 15 215 | 4/0 ACSR | 1/0 | 0 | 19 507 |
| 3/0 ACSR | 3/0 | 7 192 | 14 960 | 3/0 ACSR | 3/0 | 8 449 | 19 251 |
| 3/0 ACSR | 1/0 | 0 | 14 157 | 3/0 ACSR | 1/0 | 0 | 18 804 |
| 2/0 ACSR | 2/0 | 6 891 | 0 | 2/0 ACSR | 2/0 | 8 284 | 0 |
| 2/0 ACSR | 1/0 | 6 560 | 14 162 | 2/0 ACSR | 1/0 | 8 051 | 18 453 |
| 1/0 ACSR | 2 | 6 215 | 11 228 | 1/0 ACSR | 1/0 | 7 819 | 17 462 |
| 2 ACSR | 2 | 5 812 | 10 018 | 2 ACSR | 2 | 7 654 | 16 993 |
| 4 ACSR | 4 | 5 548 | 11 975 | 4 ACSR | 4 | 7 251 | 16 224 |
| 6 ACSR | 6 | 5 441 | 11 762 | 6 ACSR | 6 | 7 176 | 16 011 |

- Precios proyectados a noviembre de 2012, tipo de cambio US\$ 1.00 = Q 8,05 (según reporte del banco de Guatemala, septiembre 20112)

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El objetivo principal de los criterios de arquitectura, es el diseño de una red de distribución ordenada, con capacidad de crecimiento.
2. La red de distribución, diseñada con criterios de arquitectura, posee los costos más bajos de construcción, operación y mantenimiento.
3. En el área rural, se debe tener una continuidad de servicio aceptable, según los índices FMIK, TTIK, FIU y TIU (NSTD, artículos 52 al 58).
4. Los criterios tienen como objetivo, una red sencilla de operar, con calidad de servicio aceptable (NTSD, artículos 17 al 51).
5. Del diseño óptimo, se obtiene un servicio eficiente, durante la mayor cantidad de tiempo, beneficiando a los clientes y las distribuidoras.
6. Se opta por un voltaje intermedio entre 13.2 kV y 69 kV, eligiendo el nivel a 34.5 kV, para obtener un nivel adecuado de servicio, con respecto a la regulación del voltaje que le llega al usuario, y, una inversión menor, que la necesaria para un voltaje más elevado.
7. La transformación 34.5 kV -120/240 v, es la menos rentable, en aprovechamiento vrs. costo.
8. La red rural, se construye, por lo general, en forma radial.
9. Los ramales y laterales, representan los costos más elevados en un sistema a 34.5 kV.

RECOMENDACIONES

1. Mejorar, continuamente, la arquitectura de la red de distribución eléctrica, empleando los criterios desarrollados, en la construcción de proyectos nuevos y la renovación de los existentes.
2. Analizar, detenidamente, las áreas para las que se diseña o remodela la red de distribución, tomando en cuenta características como tipo de terreno, tasa de crecimiento de la población, hábitos de consumo de energía, factor de demanda, etc.
3. Las estructuras diseñadas en 34,5 kV para área rural, deben cumplir con las normas establecidas de construcción, coordinación de aislamiento, así como la resistencia mecánica, que demanda un diseño de línea de distribución tradicional.
4. Se deben emplear materiales con la calidad apropiada, para satisfacer los requisitos técnicos de funcionamiento.
5. Revisar las normas recientes, publicadas por los entes reguladores y las empresas distribuidoras, los cuales sirven de referencia en aspectos de seguridad y criterios de diseño adoptados.
6. Implementar el diseño de redes eléctricas, con asistencia de programas informáticos, como PLS_CADD, AUTOCAD, DLT-CAD, etc., para optimizar y agilizar los procesos y reducir costos.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB, Distribution Transformer Division. *Distribution transformer guide*. USA: ABB, 2002. 88 p.
2. Administrador del Mercado Mayorista. *Normas de coordinación comercial No.14*. Guatemala: AMM, 2000. 10 p.
3. BAYLISS, Colin. "Surge protection". En: *Transmission & Distribution Electrical Engineering*. USA: Newnes, 1996. p. 456.
4. BOLAÑOS, Carlos. *Conexión de transformadores y sus voltajes*. Guatemala: EEGSA, 1975. 40 p.
5. BROWN, Richard E. "Analysis Economics". En: *Electric Power Distribution Reliability*. 2th ed. USA: CRC, 2009. p. 528.
6. Comisión Federal de Electricidad. *Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión*. México: CFE, 1992. 112 p.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID*. Guatemala: CNEE, 1999. 52 p.
8. _____. *Normas técnicas del servicio de distribución NTSD*. Guatemala: CNEE, 1999. 24 p.

9. Cooper Power Systems. *Voltage regulators*. USA: Cooper Power Systems, 2003. 8 p.
10. DOTY, Steve. *Energy management handbook*. 7th ed. USA: CRC, 2009. 865 p.
11. EBASCO. *Economics & planning design criteria for overhead distribution lines*. USA: EBASCO, 1966. 90 p.
12. Empresa Electrica de Guatemala. *Manual de diseño de redes de distribución*. Guatemala: EEGSA, 2002. 204 p.
13. _____. *Manual de normas de construcción, normas de distribución*. Guatemala: EEGSA, 1994. 224 p.
14. General Electric Company. *Distribution transformer manual*. USA: GE, 1964. 96 p.
15. Guatemala. *Ley General de Electricidad*. Decreto No. 93-96, Diario Centro América. noviembre 1996. 17 p.
16. Guatemala. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Acuerdo Gubernativo No. 256-97. Diario Centro América, marzo 1997. 58 p.
17. Instituto Nacional de Electrificación. *Normas de construcción de electrificación rural*. Guatemala: INDE, 1991. 147 p.
18. _____. *Normas para proyectos de distribución primaria a 34.5 kV*. Guatemala: INDE, 1982. 628 p.

19. LEE Willis H. "Economics and evaluation of cost". En: Power distribution planning reference. 2th ed. USA: CRC, 2004. p. 488.
20. LÓPEZ, José Ricardo. *Criterios de diseño para redes eléctricas*. Guatemala: Geserv, 2006. 218 p.
21. Rural Electrification Administration. *Design manual for high voltage transmission lines*. USA: REA, 1982. 286 p.
22. _____. *Mechanical design manual for overhead distribution lines*. USA: REA, 1982. 242 p.
23. SCHLABBACH, Juergen. "Power systems load". En: Power systems engineering. Alemania: Springer, 2008. p. 11-22.
24. SHORT, T. A. *Electric power distribution handbook*. USA: CRC, 2004. 762 p.
25. STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. 3a. ed. Mexico: McGraw-Hill, 1996. 739 p.
26. Unión Fenosa. *Manual de diseño de redes de distribución*. Guatemala: Deorsa-Deocsa, 2002. 53 p.
27. *Zinc-oxide arrester design and characteristics*. Hubell Power Systems. Bulletin EU-1044-HR. USA: HPS, 2004.

APÉNDICE: DISTRIBUCIÓN A 34,5 KV

1.

La potencia para 34,5 kV es 23,9 MVA y 400 A. Se emplea neutral multiaterrizado y en nuevas construcciones en áreas densamente pobladas. La mayor ventaja es que transporta más potencia a determinada corriente. Corrientes pequeñas significa baja caída de voltaje, pocas pérdidas resistivas, y más capacidad de potencia, con menos reguladores y capacitores. La principal desventaja es la reducida confiabilidad, mayor voltaje, se traduce en líneas más largas, expuestas a relámpagos, vientos, derrumbes, socavamientos de terreno, accidentes automovilísticos u otras causas de fallas.

Ventajas: caída de voltaje menor a determinada potencia; mayor potencia a determinado amperaje; bajas pérdidas a determinada potencia; mayor area de cobertura y menos subestaciones a determinada longitud.

Desventajas: menor confiabilidad, debido a más usuarios interrumpidos en una falla; a las cuadrillas no les gusta trabajar a 34,5 kV, pues, requiere equipo de seguridad más robusto, regulaciones más estrictas al trabajar en líneas energizadas; mayor costo del equipo empleado.

El sistema a 34,5 kV cubre 2,5 veces el área a 13,8 kV.

$$P_2 = \frac{V_1}{V_2} P_1 \quad I_2 = \frac{V_1}{V_2} I_1 \quad V_{\%2} = \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 V_{\%1} \quad A_2 = \frac{V_2}{V_1} A_1$$

P_1, P_2 = potencia.

A_1, A_2 = área cubierta

$V_{\%1}, V_{\%2}$ = caída de voltaje porcentual, por unidad de longitud

Para el área rural de Guatemala, se emplean los criterios:

- La distribución a 34,5 kV es la menos rentable, pero se emplea, debido a que, el distribuir energía a 13,8 kV no resulta aceptable, por la caída de voltaje en tramos grandes, mala regulación y mayor pérdida; tampoco se hace a 69 kV, porque requiere condiciones de aislamiento mayor, elevada inversión en infraestructura y equipo, optando por un voltaje intermedio, para tener el nivel adecuado de servicio y una inversión no tan elevada.
- Para el diseño, se consideran características del área a servir, terreno, tasa de crecimiento, consumo de energía y factor de demanda.
- La explotación de la red rural, se realiza en forma radial.
- Las estructuras a 34,5 kV, cumplen las normas de construcción, coordinación de aislamiento, y resistencia mecánica.
- Los costos en transmisión y subtransmisión, son determinantes, considerándose al seleccionar el voltaje.
- La línea con mayor voltaje, es más larga, disminuyendo las subestaciones alimentadores, costos de mantenimiento, pérdidas de energía y potencia, obteniendo mejor apariencia, ahorrando espacio.
- Es apropiada donde el crecimiento de la carga es muy fuerte, porque provee mayor capacidad de reserva.
- Para regiones con cargas distantes, ofrece mejor regulación.
- La pérdida de potencia en un alimentador (lateral o ramal) son distintas a menor voltaje, porque, la carga y la longitud a 34,5 kV es mayor.
- Los ramales y laterales son los costos más fuertes.
- Las limitaciones térmicas y de regulación de voltaje se mejoran.
- La capacidad de transporte crece, pero la probabilidad de falla aumenta, porque la subestación y el alimentador, cubren una mayor area, incrementando la protección, debido a la mayor corriente de falla.

- El total de costos, es menor, sin embargo, la transmisión requiere mayor voltaje y potencia, aumentando el costo.
- La confiabilidad se reduce, debido al menor número de subestaciones.
- Se tiene en cuenta, la existencia o cercanía, de otros sistemas de distribución, a voltaje menor, para remodelación o sustitución.
- Se requiere mayor nivel de aislamiento y el rango del equipo de protección contra sobrevoltajes es mayor.
- El problema de contaminación implica una limpieza periódica de los aisladores, para evitar fallas.
- En la costa sur, la contaminación salina causa problemas en el aislamiento e implica un mayor costo en mantenimiento.
- No resulta económico unificar todas las redes de distribución, colocando una misma capacidad de transformadores de distribución, ya que para cada caso específico, varían las características de consumo, por lo cual varía la capacidad que resulta más económica emplear.
- Los transformadores no deben ser de la capacidad que alcance, mínimamente, la exigida por el circuito, pues se incurre en gastos por la alta frecuencia de aumento de capacidad del transformador y los cables
- Los transformadores de baja capacidad, son más económicos en cableado y pérdidas, pero, no en energía no servida y costo de unidades.
- Se selecciona el transformador, según el área de consumo, costos de instalación, pérdidas, mantenimiento y puesta fuera de servicio.
- El análisis económico, considera el precio del transformador, cables, aislamiento, pérdidas por envejecimiento, mantenimiento, stock en bodegas, montaje, conexión, recambio y sanción por interrupciones.
- La vida útil del transformador, se reduce por los sobrevoltajes, cortocircuitos y sobrecargas de emergencia, que dañan el aislamiento, por la elevación de temperatura.

- En distribución primaria, las pérdidas son de potencia y energía, por el efecto joule y las corrientes de eddy, en los núcleos.
- El efecto corona no tiene influencia, ya que la tensión crítica compuesta, en función de la distancia entre fases, no es mayor que la tensión de servicio de 34,5 kV, lo que no origina pérdidas.
- El efecto joule tiene influencia en las pérdidas, dependiendo del diámetro y longitud del cable.
- Debido al límite mecánico, se permite montar bancos de transformación de 225 kVA máximo (3x75 kVA) sobre postes de concreto, bancos de mayor capacidad, se montan sobre plataforma de concreto.
- Los transformadores monofásicos, empleados en bancos trifásicos, son del tipo S, debido a la facilidad de realizar la conexión deseada en el lado primario, y, a problemas que presentan los CSP, como desconexión del interruptor secundario de alguno de ellos.
- La línea primaria, se protege con hilo de guarda, en lugares con nivel cerámico alto, como la costa sur y noroccidente.
- El hilo de guarda y la disminución de la resistividad del suelo, disminuye un 50% las interrupciones por descargas directas.
- Resulta poco práctico, el diseño de blindaje con múltiples hilos de guarda, debido a que la impedancia del hilo de guarda es menor, se tiene que mejorar la puesta a tierra de la estructura o disponer de un buen nivel de “resistencia al pie del poste”, para evitar que los efectos de las descargas incidan en el aislamiento o salte a los cables a través de la estructura.
- Los ramales y laterales, se protegen con pararrayos.
- Se tiene mayor probabilidad de ferorrresonancia en las líneas primarias.
- Para prevenir ferorrresonancia, las cargas trifásicas son suministradas por un banco estrella-estrella, con ambos neutrales solidamente aterrizados, aunque esto genera corrientes de tercera armónica, y, el banco queda fuera de servicio si una unidad se avería.

- En bancos montados en poste, se instala interruptor de aceite, de doble posición, para prevenir ferorrresonancia, aterrizando, momentáneamente, el neutral de la estrella primaria, antes de energizar ó desenergizar.
- La conexión estrella-delta, con el neutral primario flotante, sistema a 4 hilos, produce ferorrresonancia al energizar o desenergizar el banco, empleando desconectadores monofásicos localizados en las terminales del primario del banco o del ramal alimentador.
- La conexión estrella – delta, con el neutral primario flotante, tiene ventajas, pero su inconveniente es el problema de ferorrresonancia, que puede ser cinco veces el voltaje del sistema, pudiendo quemar el banco.
- La conexión de cargas resistivas en serie de 1 a 4 % del valor del banco de transformadores es efectiva para reducir efectos de resonancia.
- La ferorrresonancia puede ocurrir durante condiciones de cables abiertos, de una o dos fases, si el primario de los bancos esta conectado en estrella flotante, delta, delta abierta o T, y si, además, el banco posee cable URD, pequeños transformadores, que no posea carga.
- El orden en el cual el switcheo es ejecutado, cuando se energiza o desenergiza un banco al final de línea, es importante, respecto a la posibilidad de ferorrresonancia.
- Cuando las tres fases del sistema primario están energizadas, la ferorrresonancia no ocurrirá, no importando el nivel de voltaje ni el tipo de conexión en los devanados primarios del banco.
- No se conectan tres reguladores, en configuración estrella, en circuitos trifásicos, de tres hilos, debido a la probabilidad de derivación del neutro.
- La potencia reactiva del capacitor, varía con el cuadrado del voltaje. Se colocan más capacitores en secundario que en primario.
- El mejor sitio para colocar capacitores, es en el primario.

