

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 1 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Marco General para Sistemas de Distribución

NTG-01 NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL

ESSA – Área de Proyectos – Equipo CET



	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 2 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

CONTROL DE CAMBIOS				
Fecha	Naturaleza del cambio	Elaboró	Revisó	Aprobó
DD-MM-AAAA				
20-10-2021	Elaboración	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
18-05-2022	Se agregaron en la tabla 9 calibres mínimos para acometidas rurales de media tensión.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos
17-10-2022	Se ajustó en la tabla 9 el calibre mínimo permitido para redes de media tensión.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
06-02-2025	El cable de guarda debe ser acero recubierto de aluminio 7x8 AWG o cable 3/8" de acero galvanizado de extra alta resistencia.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
08-05-2025	Uso de cable semiaislado: numeral 6.9.1 El bajante de una línea de media tensión para alimentar los transformadores de distribución tipo poste se debe construir haciendo uso de cable semiaislado.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-12-2025	Numeral 6.12: Especificar distancia mínima de separación entre cable de guarda y conductor de fase en las redes verticales, así como el ángulo de apantallamiento máximo para el resto de las configuraciones en redes de media tensión.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-02-2026	Numeral 6.13: Se agregó requisito incorporado en el RETIE 2024, se debe instalar una puesta a tierra a las estructuras de concreto o metálicas, excepto los destinados a baja tensión	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-02-2026	Numeral 6.8.1: Se agregó requisito incorporado en el RETIE 2024, se debe tener una camisa protectora u otro sistema para señalización de los templetos o retenidas	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-02-2026	Numeral 6.15: Especificar régimen de conexión a tierra, indicar conexión de neutro en la caja del medidor: Aplica a partir de marzo de 2026	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-02-2026	Numeral 7.2: Modificar formula de la demanda máxima según NTC 2050 segunda actualización: Ajuste aplica a partir de abril de 2026	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 3 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

01-02-2026	Numeral 6.10: Se agrega como medio de protección para derivaciones en 34.5 kV el uso de interruptores de potencia, lo anterior como alternativa al uso de reconectadores, siempre y cuando la acometida sea aislada. Aplica a partir de febrero de 2026.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-02-2026	Numeral 6.10: Se agregó el requisito de usar reconectadores o interruptores de potencia para conexiones a 13.2 kV cuando la carga sea superior a 1 MVA, este requisito aplica a partir de mayo de 2026, mientras tanto se permite la conexión en 13.2 kV mediante cajas cortacircuito.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
Grupo Homologación y Normalización CET: Álvaro Ayala Rodríguez, Fredy Antonio Pico Sánchez, Adriana Marcela Ortiz Roa, Néstor Fabián Zarate Abril				

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 4 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

CONTENIDO

1.	OBJETIVO	7
2.	ALCANCE	7
3.	DEFINICIONES	7
4.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	11
5.	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	11
6.	PARÁMETROS DE DISEÑO	11
6.1.	DEMANDAS MÁXIMAS POR NIVELES DE TENSIÓN	11
6.2.	NIVELES DE TENSIÓN DE DISEÑO	12
6.3.	TIPO DE RED	12
6.4.	REGULACIÓN DE TENSIÓN	13
6.4.1.	CIRCUITOS EN MEDIA TENSIÓN	13
6.4.2.	CIRCUITOS EN BAJA TENSIÓN	13
6.4.3.	METODOLOGÍA DEL CÁLCULO	13
6.5.	PÉRDIDAS MÁXIMAS	14
6.5.1.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO	14
6.6.	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD	17
6.7.	SERVIDUMBRE	17
6.7.1.	DISTANCIAS MÍNIMAS HORIZONTALES A VÍAS Y ESPACIO PÚBLICO	18
6.7.1.1.	FAJAS DE RETIRO OBLIGATORIO EN VÍAS	18
6.8.	CRITERIOS TÉCNICOS GENERALES PARA EL SECTOR RURAL	20
6.8.1.	APOYOS	20
6.8.1.1.	LOCALIZACIÓN DE APOYOS	21
6.8.2.	USO DEL TRANSFORMADOR	21
6.9.	CONDUCTORES	23
6.9.1.	USO DE CABLE SEMIAISLADO	24
6.10.	PROTECCIONES	24
6.11.	AISLAMIENTO	25
6.12.	CABLE DE GUARDA	30
6.13.	PUESTA A TIERRA	31
6.14.	ACOMETIDA	33
6.15.	SELECCIÓN Y CONEXIÓN DEL EQUIPO DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA	34
6.16.	CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA	38
6.17.	CRITERIOS COMPLEMENTARIOS	38
7.	PROYECTOS RURALES PARTICULARES	40
7.1.	METODOLOGÍA PARA CALCULAR DMÁX (APLICA HASTA ABRIL DE 2026)	40
7.2.	NUEVA METODOLOGÍA PARA CALCULAR DMÁX (APLICA A PARTIR DE MAYO DE 2026)	41
7.2.1.	DEMANDA MÁXIMA SECTOR RESIDENCIAL	41
7.2.2.	DEMANDA MÁXIMA SECTOR COMERCIAL	42
7.2.3.	DEMANDA MÁXIMA TOTAL	42
8.	ANEXOS	43
8.1.	ANEXO 1: EJEMPLO PARA EL DISEÑO DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – RED DE USO GENERAL	43
8.2.	ANEXO 2:	48
8.3.	ANEXO 3: CONSTANTES DE REGULACIÓN	49
8.3.1.	CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA REDES AEREAS DE MEDIA TENSIÓN:	49
8.3.2.	CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA REDES AÉREAS DE BAJA TENSIÓN:	52
8.3.3.	CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA REDES SUBTERRANEAS:	52

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 5 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Documentos de referencia.....	11
Tabla 2. Demandas máximas por niveles de tensión.....	11
Tabla 3. Niveles de tensión de diseño.....	12
Tabla 4. Porcentajes de regulación de tensión	13
Tabla 5. Pérdidas máximas	14
Tabla 6. Expresiones para el cálculo de pérdidas en sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos	14
Tabla 7. Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas.....	15
Tabla 8. Fajas de retiro obligatorio para las carreteras que forman parte de la red vial nacional.	18
Tabla 9. Conductores zona rural.....	23
Tabla 10. Municipios con elevada actividad de rayos en área de influencia ESSA.	29
Tabla 11. Impedancias de puesta a tierra.	31
Tabla 12. Bajante de puesta a tierra	32
Tabla 13. Demanda máxima diversificada	38
Tabla 14. Criterios complementarios	38
Tabla 15. Factores de diversidad.....	41
Tabla 16. Regulación en transformador de 5kVA para grupo de 10 usuarios	45
Tabla 17. Regulación acumulada transformador de 5kVA para el grupo de 10 usuarios.	45
Tabla 18. Cálculo de pérdidas transformador de 5 kVA para el grupo de 10 usuarios.	46
Tabla 19. Constantes de regulación para redes de Media Tensión	49
Tabla 20. Constantes de regulación para redes aéreas de B.T. en Aluminio	52

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 6 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Definición de troncal o ramal	10
Figura 2. Fajas de retiro para el caso de una calzada sencilla.....	19
Figura 3. Fajas de retiro para el caso de doble calzada.	19
Figura 4. Diagrama unifilar – Transformador autoprotegido.....	22
Figura 5. Transformador autoprotegido.....	22
Figura 6. Montaje con transformador autoprotegido y cable de guarda.....	23
Figura 7. Mapa de densidad de rayos para Colombia.....	30
Figura 8. Apantallamiento en redes de media tensión	31
Figura 9. Acometida aérea, medidor en fachada de madera.....	34
Figura 10. Medidor convencional en poste.....	35
Figura 11. Medidor bicuerpo instalado en poste.....	36
Figura 12. Display de medidor bicuerpo instalado al interior del predio	36
Figura 13. Conexión de acometida en el medidor en zonas sin alta densidad de rayos	37
Figura 14. Conexión de acometida en el medidor en zonas con alta densidad de rayos	37
Figura 15. Distribución de usuarios	43
Figura 16. Distribución de usuarios transformador 1 de 5 kVA.....	44

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 7 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

1. OBJETIVO

Actualizar la norma técnica de ESSA que define las especificaciones para el diseño de las redes de electrificación rural, cumpliendo con lo dispuesto en el RETIE.

2. ALCANCE

Esta norma tiene como alcance la selección del transformador, las redes de distribución primaria, secundaria, y acometida, para atender la demanda de los usuarios finales en las zonas rurales de ESSA, de manera que se garantice una excelente calidad técnica y operativa.

La presente norma se fundamenta en algunos casos en la normatividad técnica del Grupo EPM, disponible en la página web www.epm.com.co, sin embargo, donde se encuentre alguna diferencia con la Norma rural de ESSA, prevalecerá lo dispuesto en esta última.

3. DEFINICIONES

Acometida: derivación de la red local del servicio público correspondiente, que llega hasta el elemento de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el elemento de corte general.

ACSR: conductor de Aluminio Reforzado con Acero.

ACSR/GA: conductor ACSR que usa núcleo de acero recubierto con zinc Clase A de acuerdo con la NTC 461 (ASTM B498).

Alambre: hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, que se usa para conducir corriente eléctrica.

Alimentador: conjunto de conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica, y el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito ramal final o subestación.

Cable: conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

Cable semiaislado (ecológico): cable cuya cubierta proporciona suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, pero que tiene un grado de aislamiento menor a la tensión del circuito que usa el conductor.

Capacidad o potencia instalada: también conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 8 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Capacidad o potencia instalable: se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 °C para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.

Capacidad nominal: conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento continuo bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.

Carga: la potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Carga de diseño: carga que para efectos de diseño se considera atendida por una salida.

Cargabilidad: límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Circuito: conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, interconectados entre sí, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. Los cableados internos de equipos no se toman como circuitos.

Circuito alimentador: línea eléctrica que lleva potencia eléctrica de una central generadora o subestación a un centro de consumo.

Circuito ramal en baja tensión: conductores de un circuito entre el dispositivo final de protección contra sobrecorriente y la salida o salidas internas.

Demanda: carga en los terminales de recepción, promediada normalmente durante 15 minutos.

Demanda máxima: la mayor de todas las demandas ocurridas durante un período determinado.

Demanda promedio: valor medio de las demandas tomadas en un periodo determinado.

Descargador de sobretensiones (DPS): dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos y reflejando la otra parte hacia la red (se le conoce erróneamente como pararrayos).

Factor de carga: razón de la demanda promedio en un cierto periodo a la demanda máxima durante ese periodo.

Factor de demanda: razón de la demanda máxima de un sistema a la carga instalada del mismo.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 9 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Factor de diversidad: razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

Factor de pérdidas: o factor de carga de las pérdidas: Razón de las pérdidas promedio de potencia a las pérdidas máximas de potencia del sistema, en un periodo determinado.

Factor de potencia: razón entre la potencia activa (kW) y la potencia de dimensionamiento (kVA).

Factor de utilización: razón de la demanda máxima del sistema a la capacidad instalada del mismo.

Factor de seguridad: razón entre el esfuerzo máximo permisible y el esfuerzo de trabajo de un componente.

Factor de seguridad mínimo de aislamiento: razón entre el nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) del equipo a proteger y el nivel de protección de los pararrayos.

Fase: designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.

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

Instalación eléctrica: conjunto de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Instalación eléctrica interna: conjunto de acometidas parciales, tableros de distribución, circuitos ramales y salidas instaladas en el predio de un suscriptor.

Interruptor automático: dispositivo diseñado para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada, sin destrucción de ninguna de sus partes.

Interruptor automático ajustable: calificativo que indica que el interruptor automático se puede ajustar para que se dispare a distintas corrientes, tiempos o ambos, dentro de un margen predeterminado.

Neutro: conductor activo equipotencializado con respecto a varias fases normalmente puesto a tierra, bien sólidamente o a través de una impedancia limitadora.

Puesta a tierra: grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

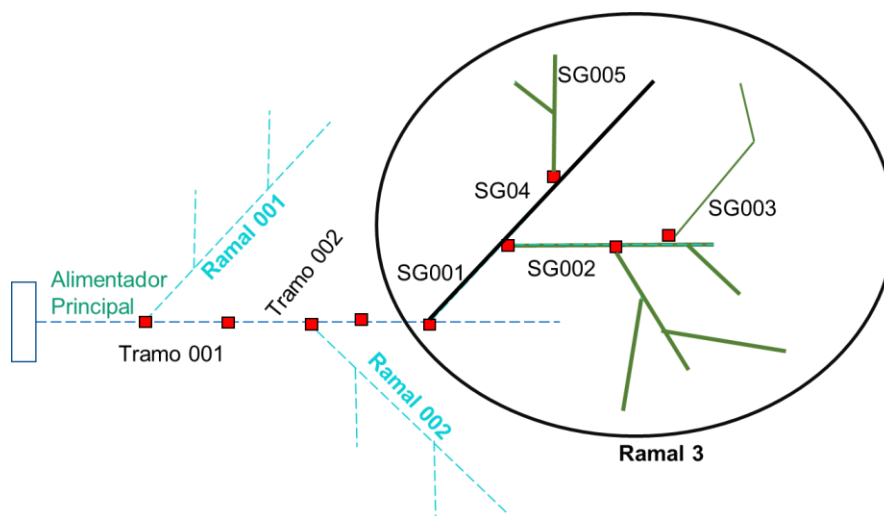
	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 10 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Ramal: Son todas aquellas derivaciones a partir de la red principal. Un nuevo ramal se forma cada vez que existan elementos de corte que abra una derivación.

Red de distribución: conjunto de conductores que llevan energía desde una subestación a toda el área de consumo.

Red principal: Se entiende como la fracción del circuito que permite identificar su eje y/o camino vertebral principal. El alimentador principal o red principal de un circuito desciende desde un elemento interruptor del circuito hasta los elementos de corte de transferencia que comunican con otro circuito. A continuación, un ejemplo gráfico para distinguir la red principal de los ramales y/o segmentos:

Figura 1. Definición de troncal o ramal



Red pública: aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas independiente de la propiedad de la red.

Segmentos (SG): Son todos aquellos elementos en los que se divide el Ramal. Cada elemento de corte dentro del Ramal generará un nuevo Segmento.

Usuario: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

Zona de servidumbre: franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 11 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

4. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

En la interpretación de esta norma se hace referencia al siguiente reglamento y normas:

Tabla 1. Documentos de referencia

Documento	Nombre
RETIE 2024	Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano – Segunda Actualización
NESC 2023	National Electrical Safety Code
-	Normas técnicas ESSA
-	Normas técnicas EPM

5. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

El sistema de distribución eléctrico de ESSA posee las siguientes características técnicas:

- Tensión primaria (M.T.): 34500 V, 14400V, 13200 V, 11400, 7160 V, y 4160 V.
- Tensión secundaria (B.T.) sistema monofásico bifilar: 120 V.
- Tensión secundaria (B.T.) sistema monofásico trifilar: 120/240 V.
- Tensión secundaria (B.T.) sistema trifásico tetrafilar: 3 X 120/208 V.

6. PARÁMETROS DE DISEÑO

A continuación, se presentan algunas indicaciones para el diseño de redes en zonas rurales correspondientes al área de influencia de ESSA.

6.1. Demandas máximas por niveles de tensión

El nivel de tensión para la alimentación general de un proyecto se seleccionará con base en la demanda máxima del suscriptor o conjunto de suscriptores atendidos, así:

Tabla 2. Demandas máximas por niveles de tensión

Tensión (kV)	Demanda máxima (kVA)
Baja	Hasta...45
Media (13.2)	Hasta...500
Media (34.5)	Hasta...5000

Nota: Los valores enunciados en la tabla 2 deben ser tomados únicamente como referencia y no constituyen un mandato para ESSA, que podrá asignar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el usuario por razones técnicas debidamente sustentadas.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 12 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

6.2. Niveles de tensión de diseño

Tabla 3. Niveles de tensión de diseño

Clasificación (nivel)	Nivel de tensión	Tensión nominal (V)		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistemas trifásicos de 3 o 4 conductores	Sistemas monofásicos de 2 o 3 conductores		
Baja tensión (nivel 1)	Menor o igual a: 1000 V	- 120 / 208 - 127 / 220 220 254 / 440	120 - 120 / 240 - - -	+5	-10
Media tensión (niveles 2 y 3)	Mayor a: 1000 V y menor a: 57,5 kV	4160 11400 ¹⁾ 13200 14400 34500	- - - -		

1) Para esta tensión se debe instalar transformador conmutable para tensión de 13200 V.

Nota: El equipo asociado a cada sistema debe ser apto para operar con las tensiones del sistema, pero su tensión nominal no debe ser necesariamente la misma.

6.3. Tipo de red

La red de distribución aérea en media tensión será por lo general trifilar (3 Fases) o bifilar (2 Fases), según el tipo de carga. En los casos donde la red troncal en media tensión se encuentre trifásica y se requiera realizar una derivación para instalar más de un transformador monofásico, se debe proyectar la expansión de la red en configuración trifásica trifilar (3F) hasta la estructura donde sea posible el balanceo de cargas. Los tipos de estructuras a emplear en media tensión deben corresponder en lo posible con las homologadas por el Grupo EPM para redes de electrificación rural, las cuales pueden ser consultadas en la página web de ESSA <https://www.essa.com.co/site/clientes/hogar/normatividad-hogar/normas-de-construccion>.

No se permitirá la instalación de transformador alguno en circuitos principales o alimentadores, que por lo general están conformados por tres fases en todo su recorrido. Toda derivación en media tensión deberá efectuarse como mínimo con cajas cortacircuito, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.10 de la presente norma.

La red de distribución aérea en baja tensión deberá ser siempre trenzada o en cable múltiple con chaqueta exterior. En casos especiales, como, por ejemplo, cuando se supere el esfuerzo mecánico de los conductores, la red se construirá en ACSR en el calibre apropiado, previa justificación del diseñador y autorización de ESSA.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 13 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Para el caso de proyectos rurales con redes de distribución subterránea, los parámetros de diseño y construcción deberán ceñirse en lo dispuesto respectivamente por ESSA en la norma respectiva a nivel urbano. No obstante, se precisa que, para todo nuevo proyecto de construcción, las redes de media y baja tensión, lo mismo que los transformadores de distribución serán por lo general de tipo aéreo, excepto en las parcelaciones rurales clasificadas en los estratos 4, 5 y 6. Lo anterior siempre y cuando no contravenga lo dispuesto en el Plan de Ordenamiento Territorial de cada Municipio.

6.4. Regulación de tensión

De acuerdo con el artículo de DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS del RETIE, cuando la instalación requiera un diseño detallado, o simplificado (cuando le aplique), lo mismo que para los proyectos de electrificación rural con red de uso general, se deberá calcular la regulación de tensión, para lo cual se tendrá en cuenta el cálculo de la demanda máxima de diseño definida en la presente norma.

6.4.1. Circuitos en media tensión

Desde la subestación de distribución hasta el transformador del usuario más distante, se permite un porcentaje en la regulación de tensión de hasta un 3%.

6.4.2. Circuitos en baja tensión

Tabla 4. Porcentajes de regulación de tensión

DESCRIPCIÓN	%
Redes de distribución en baja tensión (B.T) para zona rural	3
Acometida de baja tensión	3
Alumbrado público (Ver RETILAP)	

6.4.3. Metodología del cálculo

Para el cálculo de regulación de tensión se usará el método de momento eléctrico calculado tramo a tramo, el cual se describe a continuación.

$$R\% = M_e * K$$

$$M_e = kVA * l$$

Donde,

$R\%$: Porcentaje de regulación

M_e : Momento eléctrico

K : Constante de regulación

kVA : Demanda del tramo

l : Longitud del tramo en metros

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 14 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Las constantes de regulación para las redes de distribución típicas se encuentran en el ANEXO 3 del presente documento.

6.5. Pérdidas máximas

De acuerdo con los artículos de DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, y PÉRDIDAS TÉCNICAS ACEPTADAS, del RETIE, cuando la instalación requiera un diseño detallado, se deberán calcular las pérdidas técnicas de la instalación eléctrica; igualmente, se deberán calcular estas cuando la red sea de uso general.

La tabla 5 define los porcentajes máximos admitidos para las pérdidas en las redes de ESSA:

Tabla 5. Pérdidas máximas

Componente	Pérdidas (%)
Línea de distribución (34.5 kV) incluye Transformador	1.85
Línea de distribución (13.2 kV) incluye Transformador	1.73
Nivel de tensión 1 (Transformador – red B.T – acometida B.T)	5.22

6.5.1. Metodología para el cálculo

a. Pérdidas de potencia eléctrica en los conductores

La potencia eléctrica activa que se pierde cuando se hace circular corriente por un conductor está dada por las expresiones de la Tabla 6.

Tabla 6. Expresiones para el cálculo de pérdidas en sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos

Tipo de sistema	Tipo de pérdida	Expresión para el cálculo
Trifásico	Pérdidas de potencia activa	$p = 3 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$
Monofásico trifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = \frac{3}{2} * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$
Monofásico bifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$

Donde:

p : Pérdida de potencia activa en Vatios

i : Corriente nominal en Amperios

R : Resistencia del conductor en Ohm/km

l : Longitud del tramo considerado en km

$F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 15 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

De acuerdo con la expresión experimental desarrollada por Buller y Woodrow, el factor de pérdidas se calcula con la siguiente expresión aproximada:

$$F_{p\acute{e}rdidas} = 0.7F_c^2 + F_c,$$

siendo F_c el factor de carga,

$$F_c = \frac{(kVA \text{ promedio})}{(kVA \text{ pico})}$$

A partir de las expresiones anteriores se define el porcentaje de pérdidas del sistema considerado, como:

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{P\acute{e}rdidas \text{ promedio en el conductor}}{Potencia \text{ promedio total transportada}} * 100$$

Tabla 7. Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas

SISTEMA	CÁLCULO DE PÉRDIDAS
Trifásico	$\%P\acute{e}rdidas = \frac{\sqrt{3} * i_n * R * l * (0,7 * F_c + 0,3)}{V_L * FP * No_{conductores/fase}} * 100$
Monofásico Trifilar	$\%P\acute{e}rdidas = \frac{3 * i_n * R * l * (0,7 * F_c + 0,3)}{4 * V_L * FP * No_{conductores/fase}} * 100$
Monofásico Bifilar	$\%P\acute{e}rdidas = \frac{2 * i_n * R * l * (0,7 * F_c + 0,3)}{V_L * FP * No_{conductores/fase}} * 100$

b. Pérdidas en transformadores

El transformador es el otro elemento principal de las redes de distribución, en el que se presentan altos índices de pérdidas de energía, las cuales se clasifican en:

Pérdidas en el núcleo (en vacío o sin carga).

Pérdidas en los devanados (con carga).

Pérdidas en el núcleo (en vacío o sin carga) – Po:

Las pérdidas en el núcleo de un transformador se generan por corrientes parásitas e histéresis, producidas por la corriente de excitación. Estas pérdidas son constantes para todos los periodos de operación.

Las pérdidas en el núcleo del transformador son suministradas por el fabricante y obtenidas a partir de la prueba de vacío.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 16 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Pérdidas en los devanados (con carga) – PCCD:

Estas corresponden a las pérdidas por efecto Joule en los devanados del transformador. Las pérdidas con carga varían con el cuadrado de la carga en el transformador y se calculan de la siguiente forma:

$$PCCD = Fu * PCC * F_{pérdidas}$$

$$Fu = \left(\frac{kW_{demandada}}{kVA_{nom} * FP} \right)^2$$

Dónde:

PCC: Pérdidas con carga a potencia nominal [kW]

Fu: Factor de utilización

kW_{demandada}: Demanda estimada [kW]

kVA_{nom}: Capacidad nominal del transformador [kVA]

FP: Factor de potencia de la carga

F_{pérdidas}: Factor de pérdidas

- Las pérdidas en el devanado *PCC* del transformador son suministradas por el fabricante y obtenidas a partir de la prueba de cortocircuito.

Porcentaje de pérdidas de potencia en transformadores:

El porcentaje de pérdidas totales en transformadores se definen de la siguiente forma:

$$\%Pérdidas = \frac{Pérdida\ en\ el\ transformador}{Potencia\ total\ demandada} * 100$$

$$Pérdidas\ totales\ en\ el\ transformador = Po + PCCD$$

$$\%Pérdidas = \frac{\left(\frac{kW\ demanda}{kVA\ nom * Fp} \right)^2 * PCC * (0.7Fc^2 + 0.3Fc^2 + Po)}{kW\ demanda * Fc} * 100$$

Las pérdidas de energía estarían dadas por:

$$P_{ETransformador} = 8760 * p [kWh - año]$$

Donde son las pérdidas en el transformador considerado, expresadas en kilovatios (kW).

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 17 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

6.6. Distancias mínimas de seguridad

Para la realización de los diseños y construcción de las redes de distribución, se deberá dar cumplimiento a lo contemplado en el aparte DISTANCIAS DE SEGURIDAD del RETIE.

6.7. Servidumbre

El RETIE en su artículo 22.2 ZONAS DE SERVIDUMBRE, fija las dimensiones de las áreas de servidumbre que se deben cumplir en el territorio colombiano, normalizando dichas áreas, para líneas de transmisión, con valores de tensión nominal mayores o iguales a 57.5 kV.

Las redes eléctricas de media tensión ($1\text{kV} < V < 57.5 \text{ kV}$) no cuentan con valores de servidumbre normalizados en el RETIE. Sin embargo, ESSA considera necesario fijar una fórmula para establecer un área equivalente a la servidumbre.

La servidumbre de redes de distribución es el área que resulta entonces de sumar dos veces la distancia mínima de seguridad horizontal, que corresponde a 2.3 m para redes de media tensión, con la longitud de la cruceta. Esto es:

$$\text{Servidumbre} = 2(2.3) + Dc$$

$$\text{Servidumbre} = 4.6 + Dc$$

Dc: longitud de la cruceta

El valor de 2.3 corresponde a la distancia de seguridad mínima horizontal dada en RETIE, y es susceptible a cambios por actualizaciones del reglamento. Las estructuras se deben ubicar dentro del ancho de la servidumbre, de tal manera que se respeten las distancias de seguridad mínimas requeridas. Las distancias de seguridad se consideran parte del ancho de la servidumbre. Dentro de la zona de servidumbre se debe impedir la siembra o crecimiento natural de árboles o arbustos que con el transcurrir del tiempo comprometan la distancia de seguridad y se constituyan en un peligro para las personas o afecten la confiabilidad de la red. No se deben construir edificios, edificaciones, viviendas, casetas o cualquier tipo de estructuras para albergar personas o animales; tampoco se debe permitir alta concentración de personas en estas áreas de servidumbre, o la presencia permanente de trabajadores o personas ajenas a la operación o mantenimiento de la red, ni el uso permanente de estos espacios como lugares de parqueo a actividades comerciales o recreacionales.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 18 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

6.7.1. Distancias mínimas horizontales a vías y espacio público

Cuando se diseñan o construyen redes de distribución de energía eléctrica, cercanas a ciertos tipos de vías, es importante tener en cuenta las fajas de retiro obligatorio y las servidumbres para redes eléctricas.

6.7.1.1. Fajas de retiro obligatorio en vías

La ley 1228 de 2008 del Congreso de Colombia y la Resolución 950 de 2006 complementaria, establecieron las denominadas fajas de retiro obligatorio o derecho de vía, que hace referencia a la franja propiedad del estado en la que se ubica la infraestructura propia de las autopistas y complementaria, constituida por redes eléctricas, telegráficas y telefónicas, fibra óptica, ductos y cableado de diversa naturaleza.

Las zonas de derecho de vía tienen como propósito principal preservar la seguridad vial, por lo que las redes de energía y telecomunicaciones se deberán ubicar dentro de los límites permitidos, como se describe en la figura 2.

Vale la pena aclarar que las distancias de seguridad eléctrica (DS) deben quedar contenidas dentro de la faja de retiro, ubicando las redes, en lo posible, lo más cerca del límite del derecho de vía, guardando las distancias de seguridad con el predio adyacente a la vía.

Tabla 8. Fajas de retiro obligatorio para las carreteras que forman parte de la red vial nacional.

Orden de Carretera	Faja de retiro Ley 1228 (metros)	Distancia mínima para ubicar Servicios Públicos (metros)
	D1	D2
Primer Orden	60	28
Segundo Orden	45	22
Tercer Orden	30	18

En la figura 2 se observa que, a cada lado del eje de la vía, se tiene una distancia igual a la mitad de la longitud de la faja de retiro, de acuerdo con el orden de la vía, según lo expuesto en la tabla 8. En la figura 3 se puede apreciar que, a cada lado del separador de la vía, se tiene una distancia igual a la mitad de la longitud de la faja de retiro de acuerdo con el orden de la vía. Las vías de tercer orden tienen establecida una excepción en la distancia mínima, esta no podrá ser menor a 20 metros, contados desde el eje de cada calzada.

Figura 2. Fajas de retiro para el caso de una calzada sencilla.

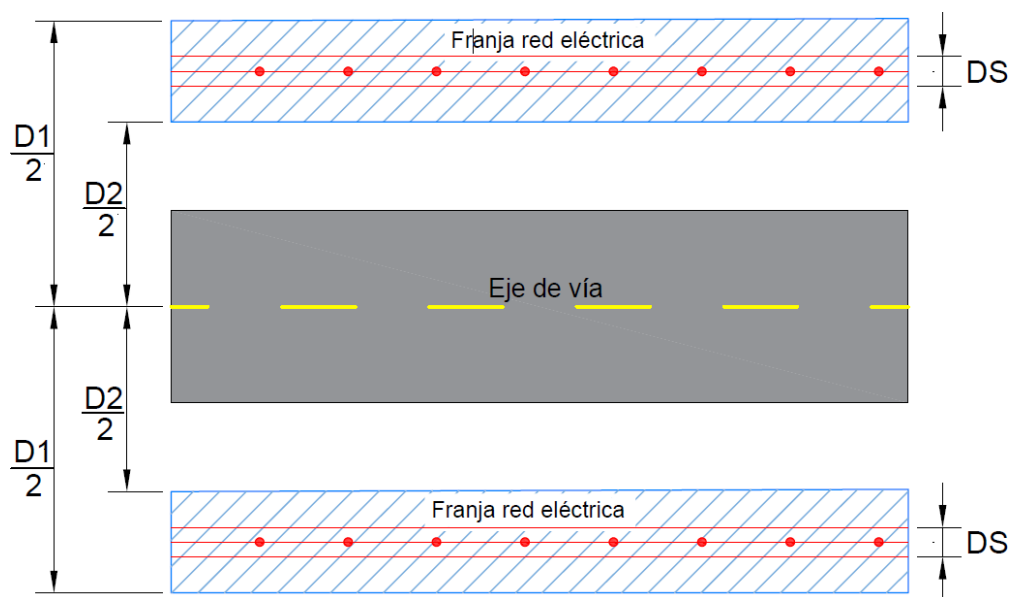
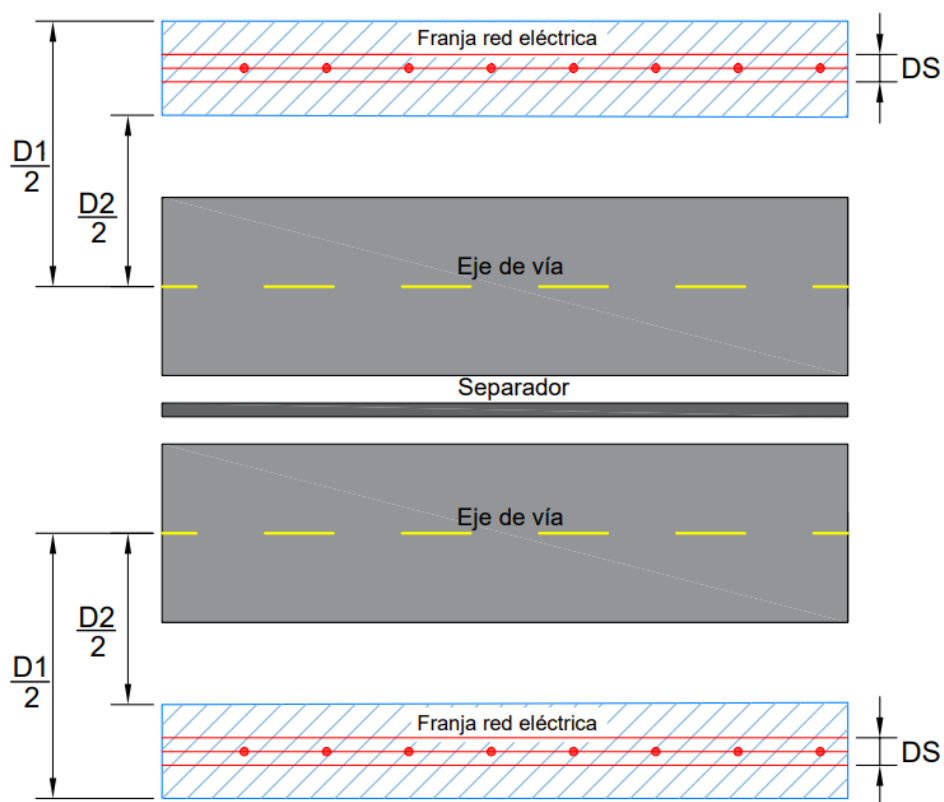


Figura 3. Fajas de retiro para el caso de doble calzada.



	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 20 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

6.8. Criterios técnicos generales para el sector rural

Para los proyectos eléctricos que se vayan a adelantar exclusivamente por particulares (persona natural, jurídica, entidad oficial de cualquier orden, etc.), se deberá controlar en la fase de diseño, si los futuros activos van a ser adquiridos por ESSA para la operación y mantenimiento.

Si para los proyectos eléctricos que se vayan a realizar por particulares se manifestará formalmente por escrito por parte del dueño del proyecto la intención de que los activos sean adquiridos por ESSA, la red de distribución deberá construirse estrictamente según lo dispuesto en la presente norma, en especial lo relacionado con el uso del poste PRFV, transformador ecológico de alta eficiencia y autoprotegido, y cable de guarda.

La compra del bien futuro queda supeditada a la viabilidad técnico-económica que ESSA deba realizar. Los proyectos de electrificación rural deberán diseñarse bajo las siguientes especificaciones técnicas:

6.8.1. Apoyos

Las redes de distribución se soportarán sobre estructuras tales como torres, torrecillas, postes de concreto en cualquiera de sus técnicas de construcción (armado o pretensado), postes de hierro, acero, postes de fibras poliméricas reforzadas, sin olvidar igualmente las excepciones contempladas en el RETIE. Los diseños se deben efectuar de tal forma que se realicen los análisis mecánicos de los apoyos de las redes primarias y secundarias para optimizar los materiales eléctricos a emplear.

Se deben usar postes de dimensiones estandarizadas 8, 12, 14, 16, 18, 20 o 22 m, con tolerancias de más o menos 50 mm, sin olvidar igualmente las excepciones contempladas en el RETIE. En todo caso se debe garantizar las distancias mínimas de seguridad establecidas en dicho Reglamento. Los postes deben ser especificados y probados para cargas mínimas de rotura de 510, 750, 1050, 1350, 1800 o 2000 kgf, sin olvidar igualmente las excepciones contempladas en el RETIE. Los postes hasta 2000 kgf deben presentar el certificado RETIE de conformidad de producto.

El PRFV es permitido siempre y cuando la carga de rotura no supere los 2000 kgf, y se presente el certificado RETIE de conformidad de producto. Para cargas de rotura superiores a 2000 kgf se podrá optar por el uso de postes metálicos o también de concreto. En caso de requerirse el uso del poste metálico con carga de rotura superior a 2000 kgf, este debe contar con certificación de conformidad de producto bajo la norma de fabricación ASCE 48.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 21 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Para postes de concreto hasta 2000 kgf, se debe presentar el certificado RETIE de conformidad de producto. Para cargas de rotura superiores a 2000 kgf, será válido presentar la declaración de cumplimiento al certificado de conformidad de producto bajo la norma NTC 1329.

Teniendo en cuenta las ventajas técnicas del poste reforzado de fibra de vidrio (PRFV), especialmente lo relacionado con el menor peso, la facilidad del transporte, mayor vida útil, y el mayor grado de aislamiento eléctrico que proporciona, ESSA recomienda, el uso en la zona rural de este tipo de poste.

Para los proyectos de electrificación rural adelantados por ESSA o por convenios interadministrativos de cualquier orden, el uso del poste PRFV es de carácter obligatorio, siempre y cuando el cálculo mecánico de la estructura lo permita y cuente con certificado de conformidad de producto con RETIE.

Cuando se requiera el uso de templatetes o retenidas se deben cumplir los requisitos establecidos en el artículo 3.20.6.4 del RETIE, en el cual se establece:

- Los templatetes deben estar conectados al sistema de puesta a tierra, a excepción de aquellos en los que se instalen uno o más aisladores tipo tensor que impidan que el templatete pueda energizarse dentro de 2.45 m medidos sobre el nivel del suelo.
- En estructuras retenidas, los templatetes deben tener una camisa protectora u otro sistema de señalización.

6.8.1.1. Localización de apoyos

En el caso de la electrificación rural las distancias entre apoyos dependerán de los perfiles topográficos, cálculos mecánicos de los apoyos y curvas de tendido de conductores.

Se ubicarán apoyos adicionales en los siguientes casos:

- a) En los puntos donde se presenta acercamiento horizontal u oblicuo a taludes, edificaciones, puentes, otras líneas, etc.
- b) A lado y lado de cruces con carrileras, líneas telefónicas, líneas de transmisión, etc., donde sea necesario la fijación correspondiente a mallas de protección.

6.8.2. Uso del transformador

La capacidad del transformador se seleccionará por lo general, de acuerdo con la demanda diversificada diseñada para el sector rural. Para los proyectos de electrificación rural adelantados por ESSA o por convenios interadministrativos de cualquier orden, el transformador a instalarse deberá tener las características de alta eficiencia (A o B), aislado en aceite dieléctrico vegetal,

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 22 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

y completamente autoprotegido CSP (Complete Self Protected: equipado con fusible interno y DPS por media tensión, e interruptor y DPS por baja tensión), siempre y cuando la oferta del mercado lo permita.

Los transformadores de 3 y 5 kVA deberán conservar la característica de alta eficiencia, y aislados en aceite vegetal, pero pueden no incluir el interruptor por B.T, ya que han presentado problemas en la operación térmica; sin embargo, deberán estar equipados con DPS en alta y baja tensión. Con carácter excepcional, en sitios de difícil acceso, dadas las dificultades en el transporte, se permitirá el uso del transformador convencional, es decir con pérdidas estándar (eficiencia C o D), sumergido en aceite mineral, y DPS en alta y baja tensión, situación que será autorizada previamente por ESSA.

Los clientes o usuarios particulares podrán optar por el uso del transformador de alta eficiencia y CSP, o si lo prefieren por el transformador convencional cuando se trate de un transformador puntual o exclusivo, si la aplicación corresponde a un transformador distribuido se debe hacer uso de un transformador autoprotegido.

Figura 4. Diagrama unifilar – Transformador autoprotegido

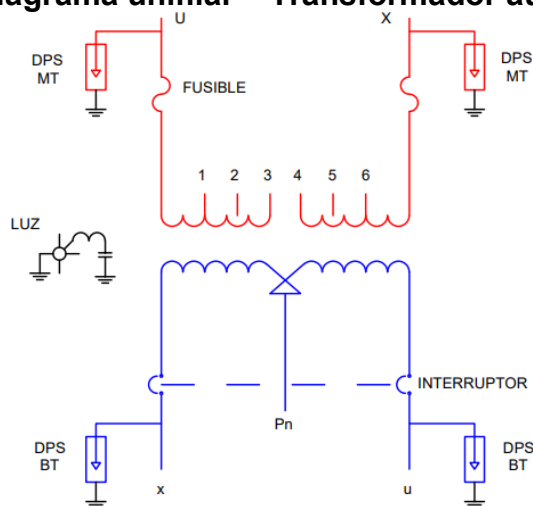
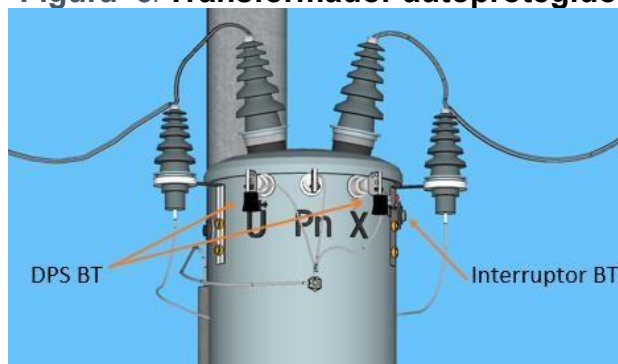


Figura 5. Transformador autoprotegido



	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 23 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Figura 6. Montaje con transformador autoprotegido y cable de guarda



6.9. Conductores

En la tabla 9 se encuentra el calibre mínimo de los conductores adoptados por ESSA, a utilizar en las zonas rurales de acuerdo con el tipo de red.

Tabla 9. Conductores zona rural.

Nivel de Tensión	Uso	Material	Calibre mínimo AWG o kcmil
34,5 kV	Red Aérea Principal	ACSR/AAAC	266,8
34,5 kV	Red Aérea Ramal	ACSR/AAAC	2/0
13,2 kV	Red Aérea Principal	ACSR/AAAC	2/0
13,2 kV	Red Aérea Ramal	ACSR/AAAC	1/0
34,5 y 13,2 kV	Acometida MT	ACSR/AAAC	2 AWG
BT	Aérea(trenzada)	ACSR/AAAC	2 AWG

En zonas con nivel de contaminación fuerte (IV) y muy fuerte (V) se debe utilizar conductor AAAC. Para facilitar la consulta se aclara los niveles de contaminación aquí referidos:

- Nivel de contaminación IV-Fuerte:** Áreas con alta densidad de industrias, grandes ciudades, entre otras que generan contaminación, en todo caso, con fuentes de contaminación ubicadas 1 kilómetro de distancia respecto al punto de interés.
- Nivel de contaminación V-Muy fuerte:** Áreas sometidas directamente a polvos o contaminantes con alta conductividad y densidad, humo industrial que producen depósitos conductores particularmente espesos

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 24 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

6.9.1. Uso de cable semiaislado

El bajante de una línea de media tensión para alimentar los transformadores de distribución tipo poste se debe hacer en todos los casos haciendo uso de cable semiaislado tal como se describe a continuación: La derivación de la red se debe realizar en cable semiaislado hasta conectarse al cortacircuito, del cortacircuito al DPS y de los DPS a los bornes primarios del transformador, toda la instalación se hará en un calibre adecuado a la carga a alimentar, mínimo 2 AWG en ACSR o 77.47 kcmil en AAAC.

En cruces de la red eléctrica con zonas arborizadas, o que por restricciones ambientales no se puedan usar conductores desnudos, lo mismo que donde se requiera compactar la red para cumplimiento de distancias de seguridad, se realizará el diseño y posterior construcción, usando conductor semi-aislado con sus herrajes asociados.

El cable semi-aislado o ecológico puede ser instalado en dos configuraciones:

1. En red abierta, utilizando los herrajes convencionales para redes desnudas.
2. Red compacta, utilizando espaciadores.

En caso de que la red de distribución de media tensión sea del tipo semiaislada con cable mensajero, la conexión de la estructura de concreto o metálica, y el cable mensajero, deberán conectarse mediante un bajante de puesta a tierra cada tres (3) estructuras, y en las terminales de línea; además, donde aparezcan elementos de corte, conexión y/o transformación. Las normas de construcción de la red compacta pueden ser consultadas en la página web de ESSA.

6.10. Protecciones

Toda derivación de la red en media tensión (Excepto donde se use reconectador) se protegerá con cortacircuitos que utilizarán hilos fusibles tipo T (lento), seleccionados con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente de la demanda máxima que se va a servir. Si la longitud de la derivación supera los 150 m, adicionalmente deberá llevar DPS en el punto de derivación. Cuando de manera plenamente justificada se instale un transformador no autoprotegido o convencional, el fusible del primario del transformador deberá ser tipo dual o lento-rápido.

Para todas las conexiones de acometidas a un nivel de tensión primaria de 34.5 kV y para las conexiones de acometidas a un nivel de tensión primaria de 13.2 kV donde se proyecte instalar una carga > 1 MVA, se exigirá como medio de protección y maniobra el uso de un reconectador en el punto de derivación de la acometida. Se permite como alternativa al reconectador el uso

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 25 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

de interruptor de potencia, lo anterior siempre y cuando la derivación se realice en red aislada y se use caja cortacircuito en la derivación.

Para las conexiones de acometidas a un nivel de tensión primaria de 13.2 kV, donde se proyecte instalar cargas ≤ 1 MVA, el usuario podrá usar caja cortacircuito, en ningún caso se aceptarán cajas cortacircuito menor a 12 kA de capacidad de corriente de cortocircuito. Si la corriente de cortocircuito en el punto de derivación supera los 12 kA, el usuario deberá instalar un equipo de protección que este capacitado para soportar este valor, el cual puede ser un reconector o una caja cortacircuito de 20 kA.

6.11. Aislamiento

En el diseño de las redes de distribución se deberá tener en cuenta la coordinación de aislamiento para obtener un buen comportamiento de las redes.

La confiabilidad de las líneas contra descargas atmosféricas debe obedecer al número de salidas máximas permitidas siguientes:

- Líneas de 34.5 kV: 11 salidas / año.
- Líneas de 13.2 – 11.4 kV: 15 salidas /año.

Considerando la correlación entre tensiones no disruptivas normalizadas al impulso de rayo y las distancias mínimas en el aire, lo mismo que las distancias mínimas de fuga de los aisladores para un nivel de contaminación ligero, se deberá aislar la red de media tensión desnuda de la siguiente manera:

- **Red de 34.5 kV; BIL de 170 kV.**

- **En suspensión.**

(a) **Un solo poste:** Aislador de porcelana Line Post de 48kV 15" ANSI C29.7 clase 57-3, por fase

(b) **Dos postes ("H"):** cinco (5) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase.

- **En retención y terminal**

(a) **Un solo poste:** Tres (3) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase.

Alternativa: Aislador suspensión polimérico 38kV ANSI C29.13 clase DS-35 clevis-lengüeta

(b) **Dos postes ("H"):** Cinco (5) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 26 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase. En disposición terminal usar tres (3) aisladores de las mismas características (Alternativa: Aislador suspensión polimérico 38kV ANSI C29.13 clase DS-35 clevis-lengüeta).

- **Red hasta 14.4 kV; BIL de 95 kV:**

- **En suspensión.**

(a) Un solo poste: Aislador tipo PIN de porcelana 15 kV 5 1/2" ANSI C29.5 clase 55-4 Alternativa: Aislador tipo poste porcelana 15kV- 9" ANSI C29.7 clase 57-1); por fase.

(b) Dos postes ("H"): usar cinco (5) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, por fase.

- **En retención y terminal**

- **a) Un solo poste:** dos (2) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, por fase.
Alternativa: Aislador suspensión polimérico 15 kV ANSI C29.13 clase DS-15 clevis-lengüeta

- **b) Dos postes ("H"):** Cinco (5) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, por fase. En disposición terminal usar dos (2) aisladores de las mismas características (Alternativa: suspensión polimérico 15 kV ANSI C29.13 clase DS-15 clevis-lengüeta).

Para zonas con alto nivel de contaminación(fuerte y muy fuerte), lo mismo que para las redes de distribución urbanas y rurales cuya área de influencia son los municipios del Departamento de Santander de la Tabla 10, donde se concentra una mayor actividad de rayos, como se observa en el mapa de Densidad de Descargas a Tierra (DDT: rayos/km²/año) de la figura 7, se deberá reforzar el nivel de aislamiento de la red tratando de garantizar la tasa de salidas por año definidas anteriormente, como se indica a continuación:

- **Red de 34.5 kV; BIL de 170 kV.**

- **En suspensión.**

(a) Un solo poste: Aisladores tipo line post poliméricos, 48KV 18.1" ANSI C29.18 clase 51-4F, distancia de fuga 850mm; distancia de arco 311.15 mm; por fase.

(b) Dos postes ("H"): cinco (5) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV,10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 27 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

- **En retención**

- (a) **Un solo poste:**

Contaminación fuerte y muy fuerte. Cuatro (4) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase, o utilizar aislador de suspensión polimérico para 48kV ANSI C29.13 clase DS-46 clevis-lengüeta, distancia de fuga 900 mm, por fase.

Alta DDT: cadena de 3 aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase, o aislador polimérico tipo suspensión 38 kV ANSI C29.13 clase DS-35.

- (b) **Dos postes ("H"):** cinco (5) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase.

- **Disposición terminal**

Para estructura sencilla (un poste) o estructura doble (dos postes "H"):

Contaminación fuerte y muy fuerte. Cuatro (4) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase, o utilizar aislador de suspensión polimérico para 48kV ANSI C29.13 clase DS-46 clevis-lengüeta, distancia de fuga 900 mm, por fase.

Alta DDT: cadena de 3 aisladores de disco de vidrio o porcelana de 48 kV, 10 3/4"; ANSI C29.2 CLASE 52-4, por fase, o aislador polimérico tipo suspensión 38 kV ANSI C29.13 clase DS-35.

- **Red hasta 14.4 kV; BIL de 95 kV:**

- **En suspensión.**

- (a) **Un solo poste:** En contaminación fuerte y muy fuerte utilizar aisladores tipo line-post polimérico, 15 kV – 14.7" ANSI C29.18 clase 51-2F, por fase. En elevado DDT utilizar aislador tipo poste polimérico 48 kV; 18.1"; ANSI C29.18; clase 51-4f. Estos deben ser utilizados en lugar de los aisladores tipo pin.

- (b) **Dos postes ("H"):** usar cinco (5) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, por fase.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 28 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

○ **En retención.**

a) Un solo poste

Contaminación fuerte y muy fuerte: utilizar tres (3) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, o en su defecto aisladores tipo suspensión poliméricos 23 kV ANSI C29.13 clase DS-28 clevis-lengüeta, por fase.

Alta DDT. Cadena de tres (3) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 15kV, 6 1/2", ANSI C29.2, clase 52-1 o aislador polimérico tipo suspensión 38 kV ANSI C29.13 clase DS-35.

b) Dos postes ("H"): Cinco (5) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, por fase.

○ **Disposición terminal**

Para estructura sencilla (un poste) o estructura doble (dos postes "H"):

Contaminación fuerte y muy fuerte. Tres (3) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 15kV, 6 1/2", ANSI C29.2, clase 52-1, tipo clevis, por fase, o utilizar aislador suspensión polimérico 23 kV ANSI C29.13 clase DS-28 clevis-lengüeta por fase.

Alta DDT: Cadena de tres (3) aisladores de disco de vidrio o porcelana de 15kV, 6 1/2", ANSI C29.2, clase 52-1 o aislador polimérico tipo suspensión 38 kV ANSI C29.13 clase DS-35.

Nota general: Para zonas con alto nivel de descargas definidas en la Tabla 10, se podrá optar como alternativa al aislador tensor de porcelana, el aislador tensor polimérico en las retenidas o templetes, así:

- Para hasta 14.4 kV: Aislador tensor polimérico 15kV 12" ANSI C29.14B clase GI-30 rodillo-rodillo.
- Para 34.5 kV: Aislador tensor polimérico 48kV 24" ANSI C29.14B clase GI-30 rodillo-rodillo

En redes compactas de 13.2 kV, en zonas de alta contaminación y densidad de descargas atmosféricas (DDT), las normas deben ser implementadas utilizando los siguientes aisladores:

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 29 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

- El espaciador poligonal polimérico 35 kV 16 kA para cable cubierto será el elemento de características mínimas que se debe utilizar. En su defecto, podrá considerarse el uso de un espaciador poligonal polimérico 48 kV 16 kA.
- Aisladores tipo pin polimérico 25 kV ANSI C29.5 clase 55-5.
- Aisladores tipo suspensión poliméricos 23 kV ANSI C29.13 clase DS-28 clevis-lengüeta.

En redes compactas de 34.5 kV, en zonas de alta contaminación y alta densidad de descargas atmosféricas (DDT), las normas deben ser implementadas utilizando los siguientes aisladores:

- Espaciador poligonal polimérico 48 kV 20 kA para cable cubierto.
- Aisladores tipo pin polimérico 38 - 48 kV ANSI C29.5 clase 55-6.
- Aisladores tipo suspensión poliméricos de 48 kV ANSI C29.13 clase DS-46 clevis-lengüeta.

Lo anterior constituye los parámetros mínimos, y cualquier excepción a lo anterior deberá ser justificada con el estudio de coordinación de aislamiento correspondiente. Para mayor detalle de esta información, se sugiere consultar en la web de ESSA - normas complementarias – Grupo EPM, y la norma RA8 -022 de EPM.

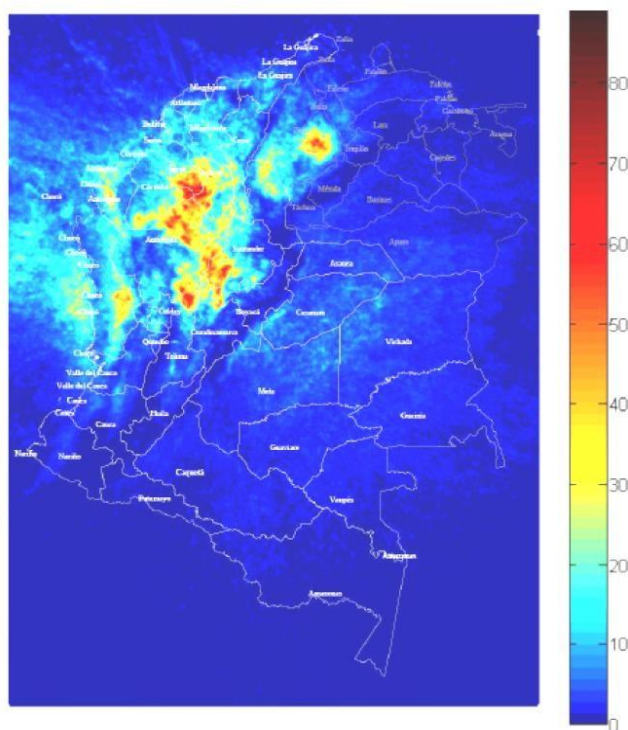
Tabla 10. Municipios con elevada actividad de rayos en área de influencia ESSA.

Magdalena Medio	Región Comunera	Región Sur
Barrancabermeja	Charalá	Aguada
Landázuri	Coromoro	Albania
Cantagallo	Curití	Barbosa
Puerto Parra	Encino	Bolívar
Puerto Wilches	Mogotes	Chipatá
Sabana de Torres	Chima	El Peñón
El Carme de Chucuri	Contratación	Florián
San Vicente de Chucuri	Guacamayo	Sucre
San Alberto	Gámbita	Vélez
San Martín	Suaita	La Paz
Santa Helena de Opón	Rionegro ¹	San Benito
Cimitarra		Guavatá
San Pablo		Güepsa
		Jesús María
		Puente Nacional
		La Belleza

(1): Pertenece a Región Metropolitana de Bucaramanga

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 30 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Figura 7. Mapa de densidad de rayos para Colombia.



6.12. Cable de guarda

Toda red primaria aérea rural en media tensión, a partir del punto de derivación debe llevar cable de guarda de acero recubierto de aluminio 7 # 8 AWG o cable 3/8" de acero galvanizado de extra alta resistencia, aterrizado cada tres (3) estructuras, en las estructuras terminales, y en el poste donde se ubique el transformador de distribución; igualmente debe estar unido a la estructura (poste de acero o concreto) con los herrajes apropiados. La impedancia de puesta a tierra en cada punto de aterrizaje, sin estar conectado, debe cumplir con lo indicado en Tabla 11.

Lo anterior aplica tanto para el cable de guarda en montajes con bayoneta, como para la red compacta y red aislada, donde el guarda hace también las veces de cable mensajero.

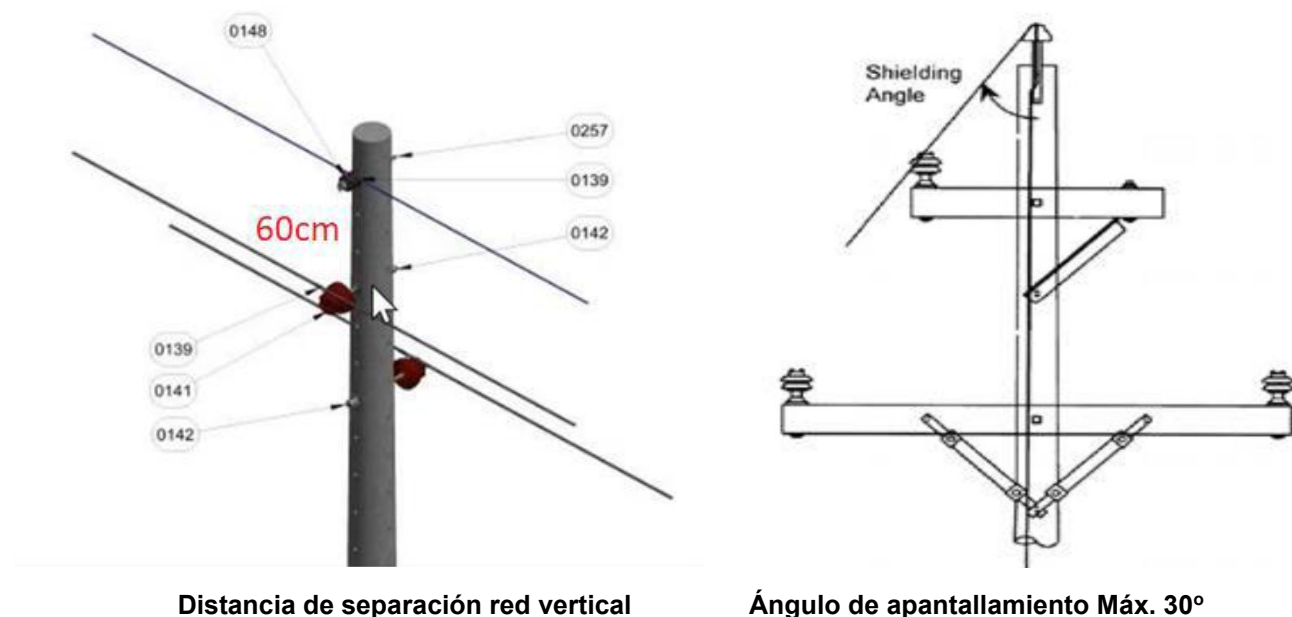
Cuando los vanos son muy largos, por ejemplo, en cruces de ríos, o zonas montañosas, se debe controlar que, en un tramo línea de 1600 metros, existan como mínimo cuatro (4) puestas a tierra, de lo contrario se deben aterrizar todas las estructuras.

Las diferentes configuraciones, materiales y calibres que puede adoptar el guarda pueden consultarse en la norma RA6-010.

En las redes de media tensión en configuración vertical, se debe dejar una distancia mínima de separación de 60 cm entre el cable de guarda y el conductor de fase más cercano; en las demás configuraciones de media tensión se debe cumplir con un ángulo máximo de apantallamiento de 30 grados, tal como se aprecia en las siguientes figuras:

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 31 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Figura 8. Apantallamiento en redes de media tensión



6.13. Puesta a tierra

Se deberá dar cumplimiento a los valores de resistencia de puesta a tierra mostrados en la tabla 11, pero esto no exime al diseñador y al constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto, y transferidas aplicadas al ser humano, en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas por el RETIE.

Las medidas para verificar la resistencia de puesta a tierra deberán ser realizadas de acuerdo con lo prescrito en el RETIE. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red cumplan con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionarles al momento de la medición.

Tabla 11. Impedancias de puesta a tierra.

Descripción	Nivel (kV)	Z máxima
Subestación distribución	34.5	10
Subestación distribución	13.2	10
Protección contra rayos	13.2 – 34.5	10
Redes de Baja tensión	B.T.	20
Acometidas	B.T.	25 ⁽¹⁾

(1). La medida de puesta a tierra de las acometidas no debe ser menor que las de las redes de baja tensión.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 32 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

En todos los puntos o apoyos de media tensión donde se instalen equipos de protección, maniobra o transformación, se deberá aterrizar firmemente todos los elementos metálicos no portadores de corriente permanentemente, tales como, la armazón metálica del apoyo, carcasas, etc.

De acuerdo con el artículo 3.20.4 del RETIE que corresponde a estructuras de soporte, se debe instalar una puesta a tierra a los postes de concreto o estructuras metálicas, excepto los destinados a baja tensión.

En media tensión los conductores de conexión a la red y a tierra de los DPS no deben ser de calibre inferior a 6 AWG.

En las estructuras donde corresponda llevar a tierra el bajante del cable de guarda o neutro de media tensión, el conductor debe ser cable de acero galvanizado 3/8" para cumplir con 50 mm² de sección transversal exigidos por el RETIE para cables de guarda y bajante de cable de guarda.

En los demás casos (PAT: DPS, neutro B.T, cuba de transformador, etc.), se puede utilizar cualquiera de las opciones indicadas en la tabla 12, garantizando una conductividad del 40% si se utiliza cable de acero recubierto de cobre 7x12 AWG. Para el caso del fleje de acero se debe constatar que la corriente de cortocircuito en el punto de derivación no supere 4.52 kA.

Tabla 12. Bajante de puesta a tierra

Denominación	Cable de acero recubierto de cobre 7x12 AWG	Cable de acero galvanizado 3/8"	Fleje de acero austenítico (KIT de puesta a tierra) *
Sección Transversal (mm ²)	21.15	71.18	26.66
Dimensiones (mm)	Ø = 5.19	Ø = 9.52	1.2 x 22.22
Conductividad (%)	40	8,5	2.4
Intensidad de Coci Máx. Admisible (kA)	10.31	8.99	4.52

* KIT de puesta a tierra: conjunto de elementos para la conexión al sistema de puesta a tierra compuesto básicamente por el fleje en acero inoxidable, y los conectores mecánicos para el fleje y el electrodo o varilla.

El cable bajante de puesta tierra en las redes aéreas debe ser instalado en el interior de los postes, con las excepciones contempladas en la norma RA6-010.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 33 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

A nivel rural, se deberá llevar a tierra el neutro de la red secundaria en el poste de ubicación del transformador de distribución, en los apoyos finales del circuito y, por último, en la vivienda de cada usuario a la llegada de la acometida.

En las zonas rurales, cuando se utilice el fleje de acero austenítico, este se instalará externo al poste asegurado con cinta de acero inoxidable.

Las conexiones que van bajo el nivel del suelo (puesta a tierra), deben ser realizadas con soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo conforme a la norma **IEEE 837** o la norma **NTC 2206**.

6.14. Acometida

Toda acometida aérea en media tensión requiere protección de cajas cortacircuito en su punto de arranque, adicional a la del transformador; si la longitud supera los 150 metros se utilizará cortacircuitos tipo abierto con fusible y dispositivo de protección de sobretensión (DPS).

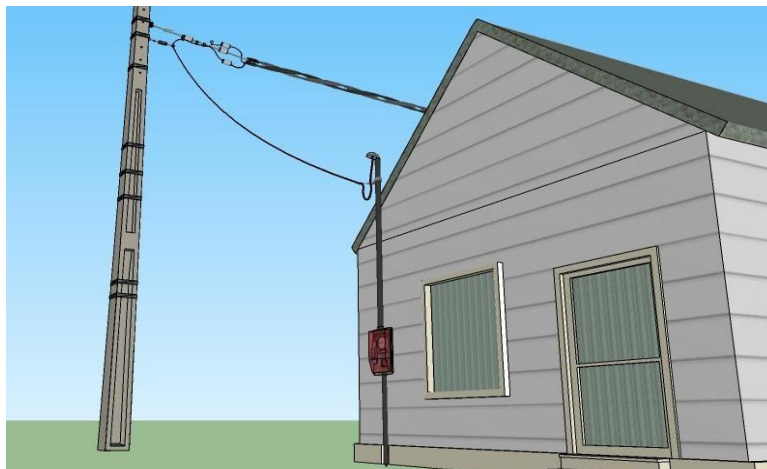
El conductor del electrodo de puesta a tierra al exterior de cada vivienda debe estar protegido por un tubo conduit no metálico de ½" si es empotrado, o tubería metálica intermedia, certificada para intemperie y a prueba de impactos, si no es incrustada.

El cable de acometida aérea de baja tensión debe ser de tipo antifraude como el concéntrico o trenzado, cumplir una norma técnica como la UL 854 o la NTC 4564, ser apto para instalaciones a la intemperie, de cobre calibre no menor a 10 AWG para instalaciones monofásicas de capacidad instalable menores o iguales a 3 kVA, y 8 AWG para instalaciones entre 3 kVA y 10 kVA. Para potencias superiores se debe hacer el cálculo conforme a la sección 220 de la NTC 2050. En el evento de utilizar conductores de aluminio, el grado eléctrico debe ser de serie AA8000 y la sección deberá ser dos calibres mayores a la del conductor de cobre, además, se debe utilizar los conectores bimetálicos que se requieran para controlar corrosión por efectos del par galvánico, aflojamiento, puntos calientes o arco eléctrico.

En la fachada no se permite el uso de conductores eléctricos a la vista, ni incrustados directamente; los cables que lleguen a la caja del medidor deben ser encerrados en tubería metálica incrustada, y en los lugares donde por limitaciones de los materiales de las paredes no se pueda hacer la incrustación, la canalización debe ser certificada para intemperie y a prueba de impacto no menor al de la tubería metálica tipo intermedio. Se exceptúa el uso de cables a la vista, solo si, el cable de la acometida es de tipo concéntrico con cubierta XLPE o HDPE, no presenta bucles que generen contaminación visual en la fachada, no contravengan las normas de planeación municipal o disposición de las autoridades municipales competentes sobre fachadas y se comunique previamente al usuario.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 34 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Figura 9. Acometida aérea, medidor en fachada de madera.



Para instalaciones que contemplen la conexión de sistemas de autogeneración o generación distribuida de energía eléctrica a la red de distribución de ESSA (ej. aerogeneradores, sistema fotovoltaico, etc.), se deberá consultar la página web de ESSA (norma NTE-01).

6.15. Selección y conexión del equipo del sistema de medida de energía

El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador de potencia (transformador de distribución de potencia), el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador (art. 19 / Res.038 de 2014).

Las instalaciones en general con transformador exclusivo (es decir para un solo usuario) con capacidad instalada mayor a 15 kVA, deben contar con medida indirecta, al ser considerados como activos de conexión. Para instalaciones nuevas trifásicas con medida indirecta solo serán aceptadas conexiones en tres (3) elementos.

Para instalaciones en nivel de tensión hasta 15 kV que requieran un aumento de capacidad instalada, con cambio de transformadores de corriente; y donde la potencia total instalada del inmueble, incluido el aumento de capacidad, sea superior a 1MVA, la medida solo será aceptada con tres (3) elementos. En medida semidirecta el número de fases del transformador debe corresponder con el número de elementos de medición.

Las instalaciones donde su capacidad instalable tenga una corriente nominal menor a 100 A y su punto de conexión está en nivel de tensión 1 (menor a 1 kV) solo se admite conexión de medida directa.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 35 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

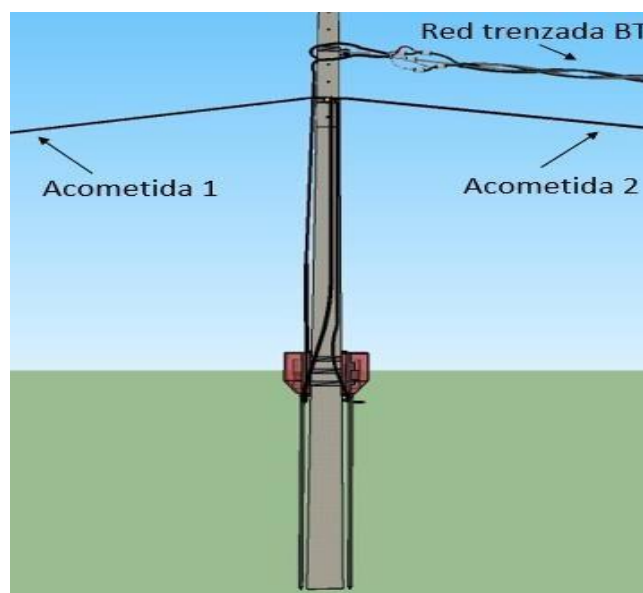
Las instalaciones monofásicas del sector residencial, comercial o industrial con capacidad instalada mayor a 15 kVA, deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.

Las instalaciones bifásicas/trifásicas del sector comercial o industrial deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva

El orden de conexión de la acometida eléctrica del predio con conexión directa es, primero el medidor y luego el interruptor automático de protección general. La caja para el medidor puede ir instalada en el poste como se observa en la figura 10, o cuando se instale en la fachada de la vivienda, esta puede ir incrustada o sobrepuesta como se aprecia en la figura 9.

Cuando al usuario se le ha comprobado fraude o cuando las pérdidas atribuibles a los usuarios superen el 10%, después de restarle a los valores de la macromedición en B.T en el transformador objeto de control la energía facturada a todos los usuarios alimentados desde ese transformador y las pérdidas técnicas de la red de B.T, ESSA podrá trasladar el medidor del usuario al poste de derivación de la acometida.

Figura 10. Medidor convencional en poste.

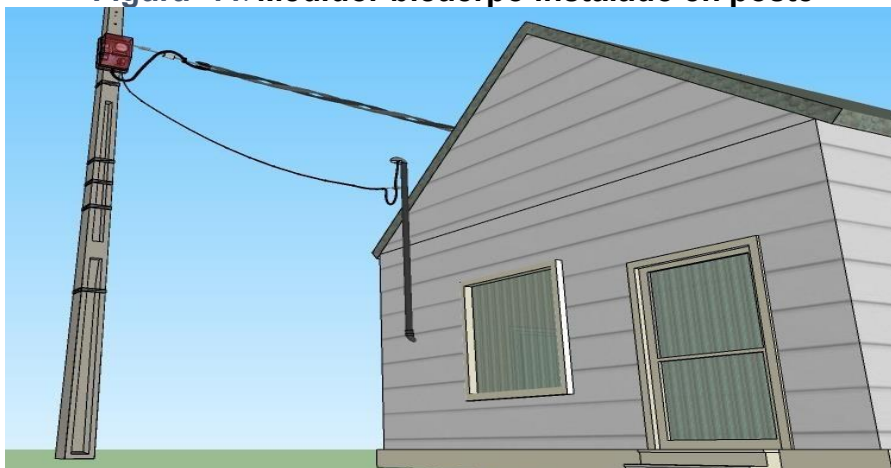


Se deberá instalar macromedidor cuando se emplee transformador con capacidad igual o superior a 10kVA, independiente del número de usuarios que atienda y de la propiedad de este. El suministro e instalación del macromedidor será por cuenta del Operador de Red. Será potestativo de ESSA instalar macromedidores en los demás casos para el control del balance de energía de sus clientes o usuarios, de acuerdo a los requisitos y exigencias regulatorias vigentes.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 36 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

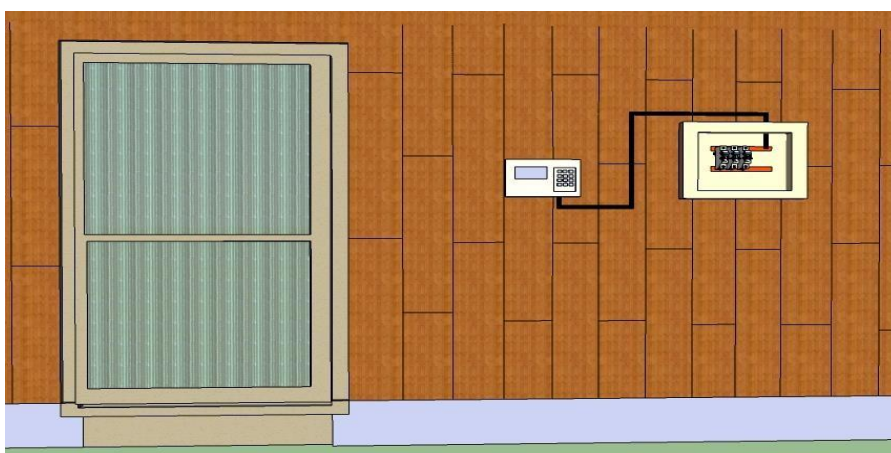
Cuando existan usuarios concentrados, se procurará la instalación de medidores bicuerpo y su montaje será de acuerdo con lo ilustrado en las figuras 10 y 11. La información detallada respecto al sistema de medida de energía eléctrica puede ser consultada en la norma RA8-030 del Grupo EPM.

Figura 11. Medidor bicuerpo instalado en poste



En caso de instalar el medidor bicuerpo en modalidad postpago, el display deberá estar instalado en la fachada de la vivienda.

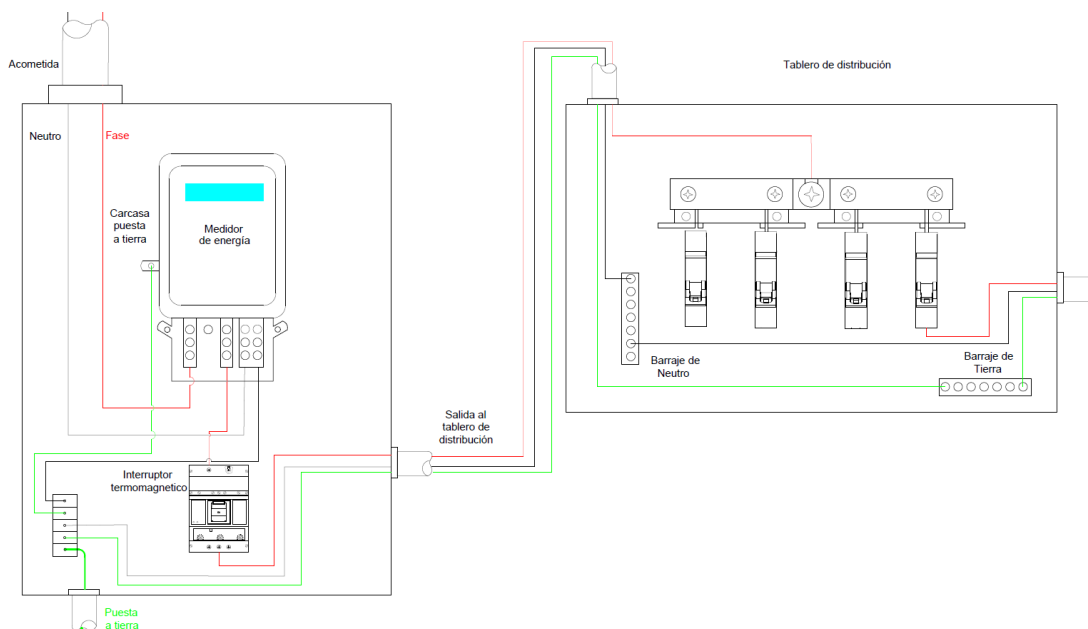
Figura 12. Display de medidor bicuerpo instalado al interior del predio



El conductor neutro de acometida debe llegar directamente al medidor sin ser cortado en su trayectoria, tal como se aprecia en el siguiente esquema ilustrativo:

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 37 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Figura 13. Conexión de acometida en el medidor en zonas sin alta densidad de rayos

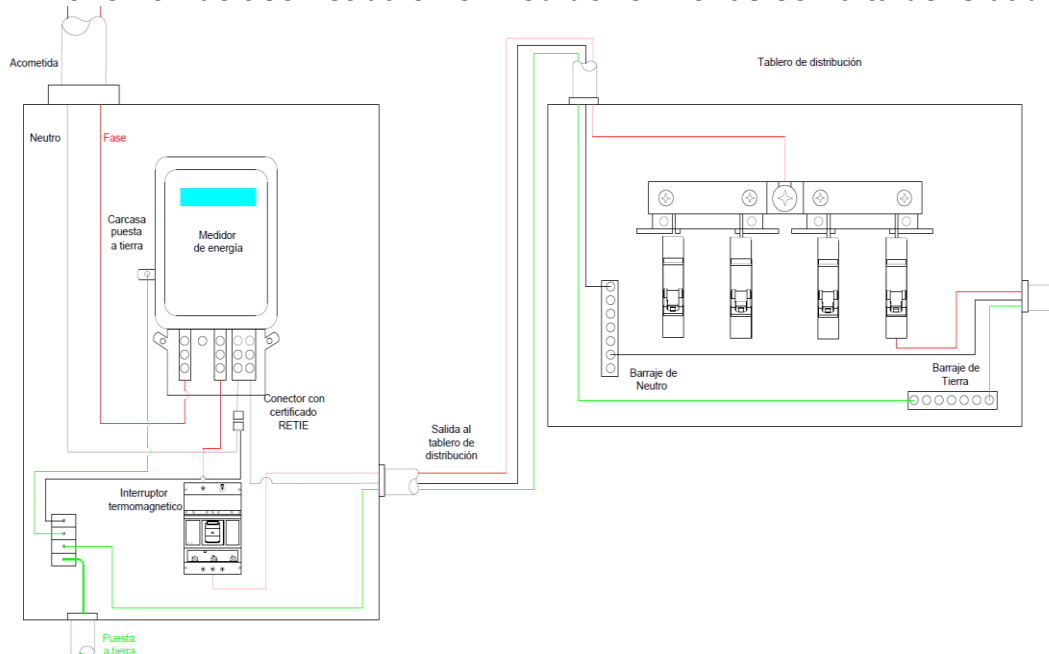


Nota 1: De acuerdo con la NTC 2050 el neutro y el conductor de tierra solo pueden ser equipotencializados en una parte de la instalación, si esta conexión se realiza en el barraje de tierras de la caja del medidor, no debe realizarse nuevamente en el tablero de distribución, tal como se aprecia en la figura 13 y 14.

Nota 2: Si el ducto bajante de la acometida es metálico, debe ser conectado a tierra en el barraje de tierras de la caja del medidor.

Para aquellos casos donde la instalación se lleve a cabo en el área de municipios listados en la tabla 10, o en áreas rurales con elevada descarga atmosférica, se deberá instalar un conector que cuente con certificado RETIE en el neutro de entrada antes del medidor (sin cortar el conductor) para ser llevado al barraje de tierras, tal como se aprecia la figura 14:

Figura 14. Conexión de acometida en el medidor en zonas con alta densidad de rayos



	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 38 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

6.16. Características de la demanda

Para los proyectos de electrificación rural adelantados por ESSA, por iniciativa propia o por convenios interadministrativos de cualquier orden, la determinación de la demanda máxima para el cálculo y diseño del transformador, la red de distribución y la acometida de los usuarios residenciales, se sugiere utilizar lo enunciado en la tabla 13.

Tabla 13. Demanda máxima diversificada

N. de usuarios	kVA/Usuario	kVA Total	kVA Transformador	% Carga sobre el transformador
1	0.80	0.8	3	27%
2	0.70	1.40	3	47%
3	0.60	1.80	3	60%
4	0.60	2.40	3	80%
5	0.60	3.00	3	100%
6	0.55	3.30	5	60%
7	0.55	3.85	5	77%
8	0.55	4.40	5	88%
9	0.50	4.50	5	90%
10	0.50	5.00	5	100%
11	0.50	5.50	10	55%
12	0.50	6.00	10	60%
13	0.50	6.50	10	65%
14	0.50	7.00	10	70%
15	0.50	7.50	10	75%
16	0.50	8.00	10	80%
17	0.50	8.50	10	85%
18	0.50	9.00	10	90%
19	0.50	9.50	10	95%
20	0.50	10.00	10	100%

(*): Calculado de la curva de demanda diaria para el sector residencial, estrato 1 y 2; Fig. A.5 de la NORMA PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ESSA; revisión 3. Ver ANEXO 2.

6.17. Criterios complementarios

Tabla 14. Criterios complementarios

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Regulación	Primaria (M.T) = 3%
	Secundaria (B.T) = 3%
	Rango voltaje +5; -10 %
Parámetros eléctricos	Red M.T a 34.5 kV; 14.4 kV; 13.2 kV; 11.4 kV; 7.6 kV; 4.16 kV
	Red B.T Bifilar a 120 V.
	Red B.T Trifilar a 240 / 120 V.
	Red B.T trifásica a 3 x 120 / 208 V.

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN			
Transformadores de Distribución monofásicos en M. T	3, 5, 10 kVA, etc.; Los transformadores de 3 y 5 kVA puede ser no autoprotegido completamente.			
	Se localizarán en el centro de carga.			
Calibre mínimo de los conductores de la red de distribución	Redes de M.T en ACSR No. 1/0 AWG para red monofásica; y 2/0 para red trifásica.			
	Redes de B.T bifilar a 120 V, en Dúplex No. 2 AWG.			
	Redes de B.T trifilar a 240 / 120 V. en Tríplex No 2 AWG.			
	Ejemplo de distancias máximas permitidas para grupos de usuarios concentrados al final de la red secundaria que los alimenta, teniendo en cuenta una regulación máxima en B.T del 3%, y de demanda máxima diversificada definida en la tabla 12.			
	USUARIOS	Red B.T [metros]	Red B.T [metros]	Red M.T [metros]
		Dúplex No 2	Tríplex No 2	ACSR No 2/0
	1	≤ 247	≤ 989	> 989
	2	≤ 141	≤ 565	> 565
	3	≤ 110	≤ 439	> 439
	4	≤ 82	≤ 330	> 330
	5	≤ 60	≤ 264	> 264
	Nota: Como buena práctica de ESSA, para preservar el valor de regulación del voltaje por el incremento natural de la carga en el tiempo, la longitud máxima permitida desde el transformador hasta el punto de derivación para cualquier usuario debe ser de 600m. En caso de superar la distancia especificada de 600m en baja tensión, se deberá instalar red de media tensión y transformador.			
Postería	Ver numeral 6.8.1 APOYOS de esta norma.			
	Se debe verificar el cumplimiento del RETIE, especialmente el cumplimiento de las distancias de seguridad y los esfuerzos sobre la estructura.			
Medidor de energía	Medidor monofásico bifilar 120 V;5 (60) A, monofásico trifilar 120/240 V 5(60) A; Clase 1.			
	Se instalará por ESSA macromedidor en todo transformador de 10 kVA o superior, sea o no particular, aún si tiene solo un (1) usuario.			
Acometida	Deberá contar mínimo de lo siguiente:			
	Cable concéntrico antifraude de cobre No.10 AWG para instalaciones monofásicas menores o iguales a 3 kVA, o No 8 AWG para instalaciones entre de 3 y 10 kVA.			
	Breaker 30 A. Para conductores cal. 10 AWG Cu y breaker de 40 A para conductores cal.8 AWG Cu.			
	Un tablero para mínimo 4 circuitos.			
Materiales y equipos	Los materiales y equipos instalados en el sistema eléctrico de ESSA ESP, deben ser nuevos, cumplir con el RETIE y tener certificado de producto.			

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 40 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

7. PROYECTOS RURALES PARTICULARES

Se debe emplear red trenzada, acometida concéntrica o trenzada, y caja de medidor en el poste o en la fachada de la vivienda. La instalación del macromedidor en el transformador de distribución estará a cargo del operador de red.

La capacidad de las subestaciones aéreas no debe superar los 250 kVA ni los 800 kgf de peso. Para capacidades mayores de 75 kVA se debe utilizar un medio de seccionamiento bajo carga.

Para el cálculo de la demanda máxima del transformador, la red de distribución, y la acometida, de los proyectos de electrificación rural particulares en general (viviendas individuales, conjuntos residenciales, comercio, agroindustria y similares), se debe aplicar lo establecido en la NTC 2050, o se puede optar por aplicar la metodología basada en estudios realizados por ESSA del comportamiento real de su demanda.

7.1 Metodología Para Calcular D_{máx} (aplica hasta abril de 2026)

La aplicación de la siguiente fórmula es recomendada especialmente para las viviendas de los estratos 1 y 2 del sector rural:

$$D_{\max_rural} = \frac{\left(S_M + \left[\left(32 \frac{VA}{m^2} \right) * AREA(m^2) \right] * 0,5 \right) * N}{F_{div_res}}$$

Donde:

S_M: Carga aparato mayor potencia

N: Número de usuarios

F_{div_res}: Factor de diversidad sector residencial

Descripción	Carga (kV)	Factor de demanda (%)
Residencial estrato 1 y 2	Carga aparato mayor potencia (SM)	100

Sector	Factor de Diversidad
Residencial – Estratos 1 y 2	$F_{div_res} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\frac{1-N}{6}}}$

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 41 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

7.2 Nueva Metodología Para Calcular $D_{\max}$ (aplica a partir de mayo de 2026)

Para el cálculo de la demanda máxima se recomienda el siguiente método para determinar la carga por usuario, de acuerdo con lo indicado en el artículo 220 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 segunda actualización.

Para determinar la demanda máxima de un proyecto con usuarios residenciales y comerciales, se recomienda calcular cada sector por separado. Esto permite aplicar los factores de diversidad y demanda de forma más precisa, considerando las diferencias en perfiles de consumo. El factor de diversidad para el sector residencial y comercial esta dado por las ecuaciones, presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 15. Factores de diversidad

SECTOR	FACTOR DE DIVERSIDAD
ESTRATOS 1, 2, 3 Y 4	$F_{div\ res} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
ESTRATOS 5 Y 6	$F_{div\ res} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS MONOFÁSICOS BIFILARES	$F_{div\ com} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS TRIFILARES Y TETRAFILARES	$F_{div\ com} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$

7.2.1 Demanda máxima Sector Residencial

En proyectos residenciales, la carga mínima instalada por usuario (SI), se obtiene sumando iluminación $Silum$ (33 VA/m²), más la potencia de pequeños aparatos 1500 VA por circuito, lo recomendado es dejar mínimo 2 circuitos para pequeños aparatos y se adiciona la potencia para lavado/planchado donde se requiere un circuito de 1500VA.

Carga mínima instalada SI por usuario:

$$SI = Silum + S_{aparatos} + S_{lavi/plan}$$

En unidades de vivienda, la carga SI se calcula aplicando los factores de demanda de la Tabla 220.42 de la NTC 2050: el 100 % para los primeros 3.000 VA, el 35 % para el excedente hasta 120.000 VA y el 25 % para el excedente sobre 120.000 VA.

Para la demanda máxima:

$$D_{maxR} = \frac{N \times [3000 + (S_I - 3000) \times 0.35(\text{hasta } 120 \text{ kVA})] + S_{especiales}}{F_{div_res}}$$

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 42 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Donde:

$D_{máxR}$: Demanda máxima residencial

N : Número de usuarios

F_{div_res} : Factor de diversidad residencial

$S_{especiales}$: Cargas especiales

En general para las cargas especiales se debe aplicar el factor de demanda de acuerdo con la NTC 2050 (segunda actualización), por ejemplo, para las cargas especiales como aires acondicionados y calefacción, el factor de demanda debe ser al 100%, estufas eléctricas, hornos de pared y otros electrodomésticos de cocina de más de 1.75 kW usar la tabla 220.55 para identificar el factor de demanda y para secadoras eléctricas usar la tabla 220.54.

7.2.2 Demanda máxima Sector Comercial

Para el dimensionamiento de la demanda comercial se debe calcular la carga de la iluminación según la tabla 220.12 de la NTC 2050, para calcular la carga mínima instalada S_I comercial se debe usar la Tabla 220.42, para el resto de los establecimientos comerciales que no se mencionan en la tabla 220.42 se debe usar un factor de demanda al 100 % de su valor instalado.

Para la demanda máxima:

$$D_{maxC} = \frac{N \times S_I}{F_{div_com}}$$

Donde:

$D_{máxC}$: Demanda máxima comercial

N : Número de usuarios

F_{div_com} : Factor de diversidad comercial

7.2.3 Demanda máxima Total

Las áreas comunes no se calculan con el mismo tratamiento de “reducción progresiva” de las viviendas, sino que la NTC 2050 las considera como carga independiente y normalmente se toman al 100 % de su valor instalado. Esto aplica, por ejemplo, a ascensores, pasillos, halls, escaleras, sótanos, cuartos de bombas, salones comunales, garajes o zonas recreativas. En el cálculo de la demanda máxima del proyecto, las áreas comunes se suman aparte, sin aplicarles el factor de demanda de la tabla de residencias (NTC 2050 Tabla 220.42), porque no están asociadas a una sola unidad habitacional sino al conjunto completo.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 43 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

La demanda máxima total se calcula según la siguiente formula:

$$D_{max} = D_{maxR} + D_{maxC} + D_{maxAC}$$

Donde:

D_{maxR} : Demanda máxima residencial

D_{maxC} : Demanda máxima comercial

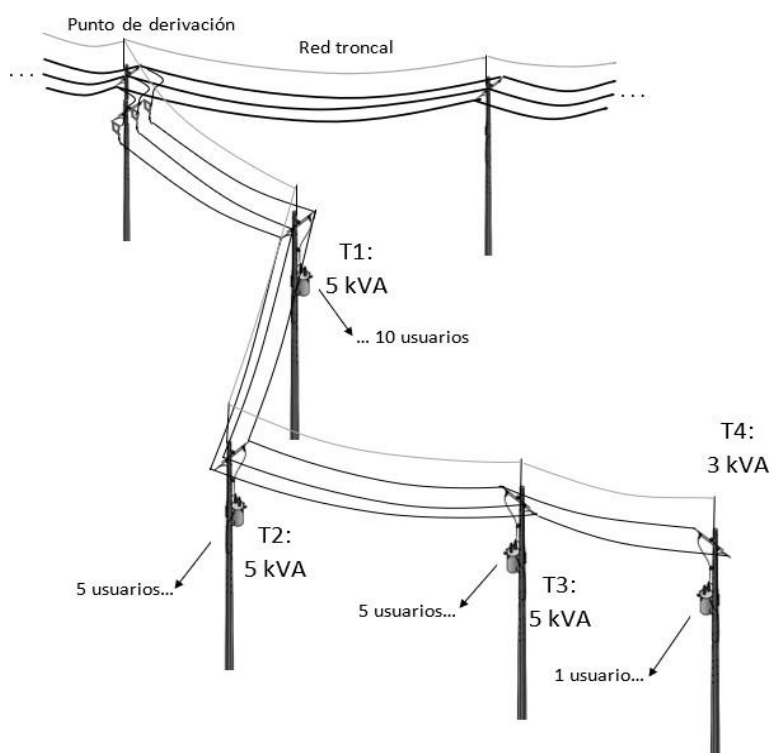
D_{maxAC} : Demanda máxima áreas comunes

8. ANEXOS

8.1. ANEXO 1: EJEMPLO PARA EL DISEÑO DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – RED DE USO GENERAL

Considerar la siguiente distribución de usuarios obtenida luego de un proceso de georreferenciación y de identificación de la red existente.

Figura 15. Distribución de usuarios



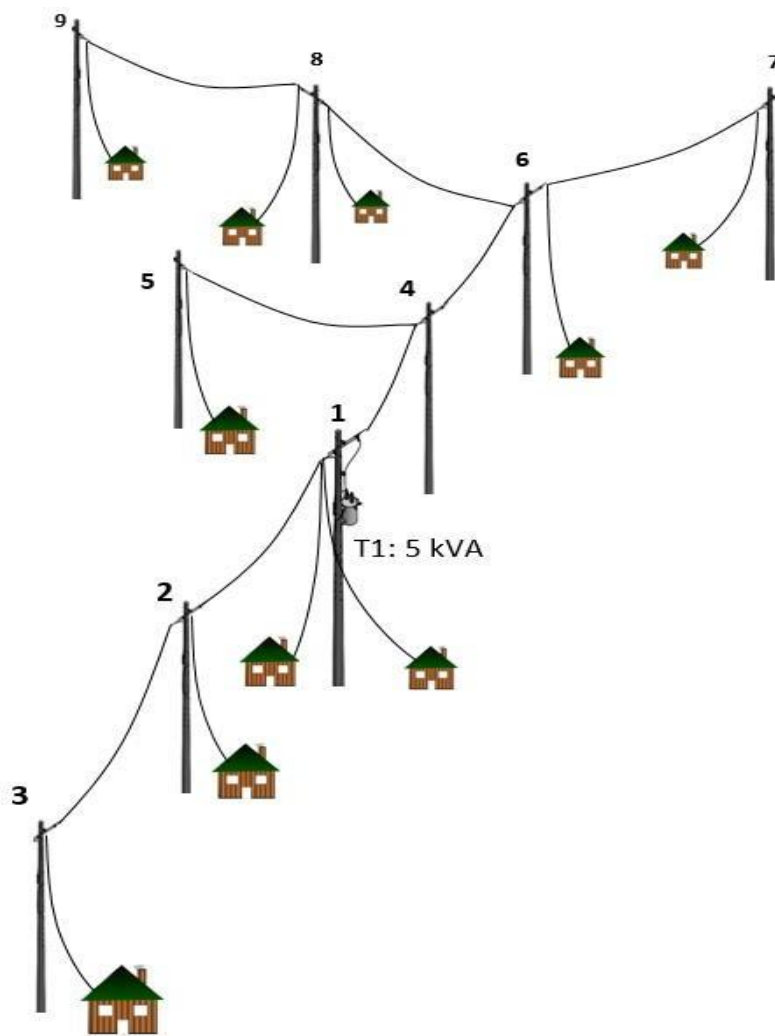
Se define una extensión de red primaria trifásica con cuatro transformadores ubicados en los centros de carga y de la siguiente capacidad (Tabla 13. Demanda Máxima Diversificada).

- Grupo 1: 10 usuarios, Transformador monofásico de 5 kVA
- Grupo 2 y 3: 5 usuarios cada transformador monofásico de 5 kVA
- Grupo 4: 1 usuario, Transformador de 3 kVA

REGULACIÓN DE LA RED SECUNDARIA

Como ilustración del cálculo de la regulación en baja tensión se desarrollará el ejemplo para el grupo de 10 usuarios (T1) utilizando la demanda máxima de la tabla 13.

Figura 16. Distribución de usuarios transformador 1 de 5 kVA



$$R\% = M_e * K$$

$$M_e = kVA * l$$

Donde,

K= 7,214E-03 (Red 1Ø 120V No 2); ver ANEXO 3.

K= 3,607E-03 (Red 1Ø 240V No 2); ver ANEXO 3.

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 45 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Tabla 16. Regulación en transformador de 5kVA para grupo de 10 usuarios

TRAMO	LONGITUD (m)	No. Usuarios	kVA/Usuario	kVA-Momento	%Red-Tríplex No 2	%Red-Dúplex No 2
1 a 2	150	2	0.7	210	0.80	3.19
2 a 3	100	1	0.8	80	0.3	1.21
1 a 4	50	6	0.55	165	0.63	2.50
4 a 5	120	1	0.8	96	0.36	1.46
4 a 6	60	5	0.6	180	0.68	2.73
6 a 7	90	1	0.8	72	0.27	1.09
6 a 8	110	3	0.6	198	0.75	3.00
8 a 9	50	1	0.8	40	0.15	0.61
TRAMO	LONGITUD (m)	No. Usuarios	kVA/Usuario	kVA-Momento	%Red-Tríplex No 6-AI	%Red-Dúplex No 6-AI
Acometida	30	1	0.8	24	0.20	0,81

Tabla 17. Regulación acumulada transformador de 5kVA para el grupo de 10 usuarios

TRAMO	CALIBRE	REG. ACUM.
1 a 2	T x No 2	0.80
2 a 3	D x No 2	2.01
1 a 4	T x No 2	0.63
4 a 5	D x No 2	2.08
4 a 6	T x No 2	1.31
6 a 7	D x No 2	2.40
6 a 8	T x No 2	2.06

Dado que no se violan los criterios de regulación máxima en redes secundarias y acometidas del 3% los calibres a utilizar serán los indicados en la tabla 17.

PÉRDIDAS DE LA RED SECUNDARIA

Teniendo en cuenta la metodología expuesta en el numeral 6.5.1 de la presente norma, se muestra a continuación el resultado de las pérdidas de la red de la figura 16.

$$\%Pérdidas = \frac{Pérdidas\ promedio\ en\ el\ conductor}{Potencia\ promedio\ total\ transportada} * 100$$

Potencia promedio transportada	$V_L * I_L * f_p * F_c$
--------------------------------	-------------------------

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 46 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Tabla 18. Cálculo de pérdidas transformador de 5 kVA para el grupo de 10 usuarios.

TRANSFORMADOR	CÁLCULO DE PÉRDIDAS								
POTENCIA: 5 kVA									
CÁLCULO DE PÉRDIDAS	ESTRATO 2								
Tramo	1 a 2	2 a 3	1 a 4	4 a 5	4 a 6	6 a 7	6 a 8	8 a 9	Acometida
Longitud(m)	150	100	50	120	60	90	110	50	30
I máxima (Amp)	5.83	6.66	13.75	6.6	12.5	6.66	7.5	6.66	6.67
Calibre (AWG)	2	2	2	2	2	2	2	2	6-AI
Resistencia: (Ω/km)	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	2.17
Voltaje	240	120	240	120	240	120	240	120	120
Factor de potencia (Fp)	0.9								
Factor de carga (Fc)	0.51								
Factor de pérdidas (Fpérdidas)	0.34								

RESULTADOS											
1 a 2	2 a 3	1 a 4	4 a 5	4 a 6	6 a 7	6 a 8	8 a 9	Acometida	Pérdidas promedio	Potencia promedio transportada	% Pérdidas
2.22	2.58	4.12	3.04	4.08	2.32	2.69	1.29	1.97	24.30	2294.63	1.06%

Tipo de sistema	Tipo de pérdida	Expresión para el cálculo
Monofásico trifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 3/2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$
Monofásico bifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$

PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR

Nivel de tensión primario :13.2 kV
 Nivel de tensión secundarios :120 – 240
 VPotencia : 5 kVA
 Carga estimada : 3.5 kVA
 Factor de carga : 0.51

El transformador por instalar presenta las siguientes pérdidas:

Po: 26 [W]
 PCC: 66 [W]

Por lo tanto,

$$Po = 26 [W]$$

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 47 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

Se calculan las pérdidas con carga en los devanados por medio de la siguiente ecuación:

$$PCCD = Fu * PCC * Fpérdidas$$

Donde Fu y $Fpérdidas$ están dadas por:

$$Fu = \left(\frac{kW\ demanda}{kVA\ nom * FP} \right)^2$$

$$Fpérdidas = 0.7 * F_c^2 + 0.3 * F_c$$

Reemplazando Fu y $Fpérdidas$ de la ecuación anterior se obtiene:

$$PCCD = \left(\frac{kW\ demanda}{kVA\ nom * FP} \right)^2 * PCC * (0.7 * F_c^2 + 0.3 * F_c)$$

Reemplazando los valores conocidos en la expresión anterior,

$$PCCD = \left(\frac{3.5 * 0.9}{5 * 0.9} \right)^2 * 66 * (0.7 * 0.51^2 + 0.3 * 0.51)$$

$$PCCD = 10.8362\ W$$

Se obtiene el porcentaje de pérdidas de energía en el transformador, a partir de la siguiente ecuación:

$$\% P\acute{e}rdidas = \frac{\left(\frac{kW\ demanda}{kVA\ nom * Fp} \right)^2 * PCC * (0.7F_c^2 + 0.3F_c) + Po}{kW\ demanda * Fc} * 100$$

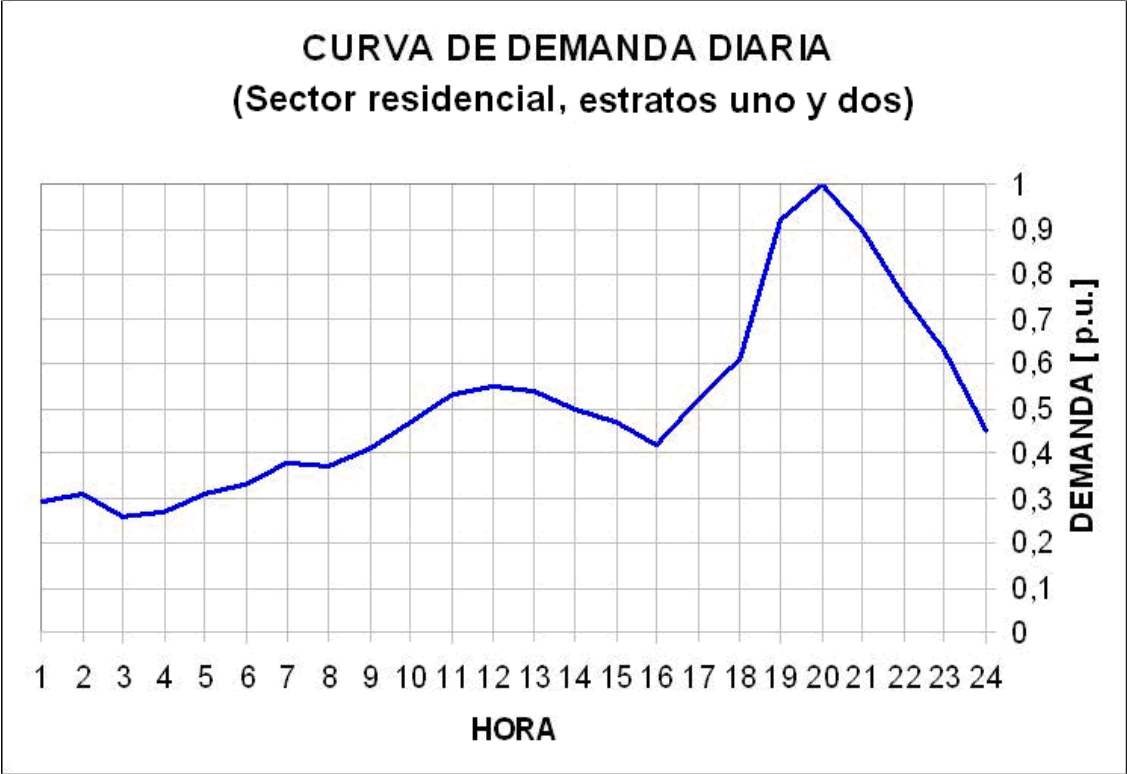
$$\% P\acute{e}rdidas = \frac{0.0108362 + 0.026}{3.5 * 0.9 * 0.51} * 100$$

$$\% P\acute{e}rdidas = 2,29\%$$

Las pérdidas acumuladas para el sistema de distribución de 3.35 % son menores a las permitidas de 5.22% para el nivel de tensión 1 que define la CREG para ESSA.

8.2. ANEXO 2:

Figura 17. CURVA DE DEMANDA DIARIA-SECTOR RESIDENCIAL- ESTRATO 1 Y 2



$$F_c = \frac{(kVA \text{ promedio})}{(kVA \text{ pico})} = 0,51$$

$$F_{p\acute{e}rdidas} = 0.7F_c^2 + 0.3F_c = 0,34$$

HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.29
2	0.31
3	0.26
4	0.27
5	0.31
6	0.33
7	0.38
8	0.37
9	0.41
10	0.47
11	0.53
12	0.55
13	0.54
14	0.5
15	0.47
16	0.42
17	0.52
18	0.61
19	0.92
20	1
21	0.9
22	0.75
23	0.63
24	0.45

8.3. ANEXO 3: CONSTANTES DE REGULACIÓN

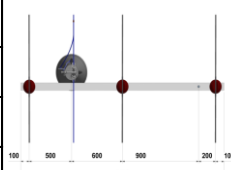
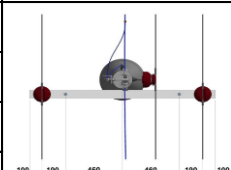
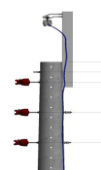
Para el cálculo de regulación de tensión se usará el método de momento eléctrico calculado tramo a tramo, el cual se describe a continuación:

$$R\% = Me * K$$

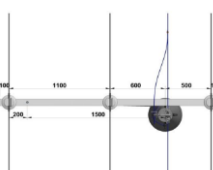
$$Me = kVA * l$$

8.3.1. CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA REDES AEREAS DE MEDIA TENSIÓN:

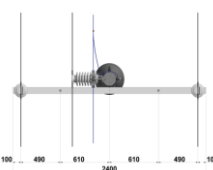
Tabla 19. Constantes de regulación para redes de Media Tensión

CONSTANTES DE REGULACIÓN REDES AEREAS DESNUDAS DE MEDIA TENSIÓN 13,2 kV 3Ø, 3 hilos							
SEMIBANDERA 13.2 kV							
CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,41033862	2,364E-07	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,43020795	3,122E-07	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,44781305	4,137E-07	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,45656448	4,846E-07	241	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
TRIANGULAR 13.2 kV							
CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,39208600	2,319E-07	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,41195533	3,076E-07	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,42956044	4,091E-07	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,43831186	4,800E-07	241	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
BANDERA 13.2 kV							
CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,38819009	2,309E-07	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,40805942	3,066E-07	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,42566453	4,081E-07	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,43441595	4,790E-07	241	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
VERTICAL 13.2 kV							
CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,36463817	2,250E-07	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,38450750	3,007E-07	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,40211261	4,022E-07	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,41086403	4,731E-07	241	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

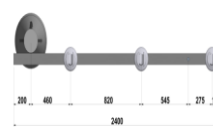
CONSTANTES DE REGULACIÓN REDES AEREAS DESNUDAS DE MEDIA TENSIÓN 34,5 kV 3Ø, 3 hilos
SEMIBANDERA 34.5 kV

CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
336.4 kcmil 26/7. Linnet	0,202	0,3942214	2,971E-08	530	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,41033862	3,461E-08	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,43020795	4,570E-08	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,44781305	6,056E-08	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

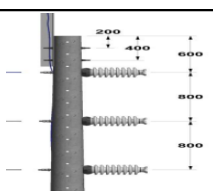
TRIANGULAR 34.5 kV

CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
336.4 kcmil 26/7. Linnet	0,202	0,4141076	3,044E-08	530	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,43022481	3,534E-08	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,45009414	4,642E-08	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,46769925	6,129E-08	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

BANDERA 34.5 kV

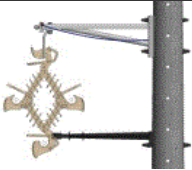
CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
336.4 kcmil 26/7. Linnet	0,202	0,37207288	2,890E-08	530	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,38819009	3,380E-08	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,40805942	4,489E-08	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,42566453	5,975E-08	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

VERTICAL 34.5 kV

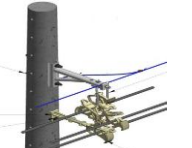
CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
336.4 kcmil 26/7. Linnet	0,202	0,37021114	2,883E-08	530	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,38632836	3,373E-08	448	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,40619769	4,482E-08	355	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,42380279	5,968E-08	275	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

CONSTANTES DE REGULACIÓN REDES AEREAS COMPACTAS DE MEDIA TENSIÓN

SUSPENSIÓN COMPACTA 34.5 kV

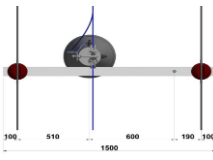
CONDUCTOR AAAC	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
394.5 kcmil Canton [Equivalente 336.4 ACSR]	0,200	0,27763770	2,529E-08	533	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
312.8 kcmil Butte [Equivalente 266.8 ACSR]	0,252	0,28638244	2,954E-08	461	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
246.9 kcmil Alliance [Equivalente 4/0 ACSR]	0,319	0,29954548	3,509E-08	396	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
155.4 kcmil Anaheim [Equivalente 2/0 ACSR]	0,507	0,31695304	4,994E-08	296	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

SUSPENSIÓN COMPACTA 13.2 kV

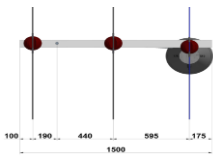
CONDUCTOR AAAC	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
312.8 kcmil Butte [Equivalente 266.8 ACSR]	0,252	0,24462219	1,914E-07	461	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
246.9 kcmil Alliance [Equivalente 4/0 ACSR]	0,319	0,25336693	2,282E-07	396	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
155.4 kcmil Anaheim [Equivalente 2/0 ACSR]	0,507	0,26652998	3,286E-07	296	Aluminio	3Ø, 3 hilos	
123.3 kcmil Azusa [Equivalente 1/0 ACSR]	0,638	0,29265799	4,028E-07	256	Aluminio	3Ø, 3 hilos	

CONSTANTES DE REGULACIÓN REDES AEREAS DESNUDAS DE MEDIA TENSIÓN 13,2 kV 2Ø, 3 hilos

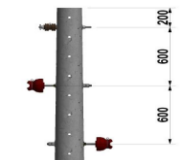
SEMIBANDERA 13.2 kV

CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,42293389	2,396E-07	448	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,44280322	3,153E-07	355	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,46040833	4,168E-07	275	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,46915975	4,877E-07	241	Aluminio	2Ø, 2 hilos	

BANDERA 13.2 kV

CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,36831677	2,259E-07	448	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,3881861	3,016E-07	355	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,40579121	4,032E-07	275	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,41454263	4,740E-07	241	Aluminio	2Ø, 2 hilos	

VERTICAL 13.2 kV

CONDUCTOR	R a 75°C [Ω/km]	XL [Ω/km]	K [%/kVA-m]	In, Aéreo [A]	Material	Sistema	Disposición
266.8 kcmil 18/1. Waxwing	0,259	0,36463817	2,250E-07	448	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
4/0 AWG 6/1. Penguin	0,396	0,38450750	3,007E-07	355	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
2/0. AWG 6/1. Quail	0,584	0,40211261	4,022E-07	275	Aluminio	2Ø, 2 hilos	
1/0. AWG 6/1. Raven	0,717	0,41086403	4,731E-07	241	Aluminio	2Ø, 2 hilos	

	MACROPROCESO PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Versión No.: 04
	PROCESO PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	Página: 52 de 52
	NORMA ELECTRIFICACIÓN RURAL	Código: NTG-01

8.3.2. CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA REDES AÉREAS DE BAJA TENSIÓN:

Tabla 20. Constantes de regulación para redes aéreas de B.T. en Aluminio

Cable de Aluminio (AWG o equivalente AAAC)	COS Φ FP	K Subestación 3 Φ , Red FFFN 120/208 [V]	K Subestación 3 Φ , Red FFN 120/208 [V]	K Subestación 1 Φ , Red FFN 120/240 [V]	K Subestación 1 Φ , Red FN 120 [V]
Calibre 2	0,9	2,405E-03	3,607E-03	3,607E-03	7,214E-03
Calibre 1/0	0,9	1,552E-03	2,327E-03	2,327E-03	4,655E-03
Calibre 2/0	0,9	1,198E-03	1,796E-03	1,796E-03	3,593E-03
Calibre 4/0	0,9	7,893E-04	1,184E-03	1,184E-03	2,368E-03

8.3.3. CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA REDES SUBTERRANEAS:

Las constantes de regulación que se emplearán para conductores utilizados en redes rurales subterráneas serán tomadas de las normas ESSA NTR-02 Redes Subterráneas de Media Tensión y NTR-04 Redes Subterráneas de Baja Tensión.