ACTUALIZACIÓN DEL REGLAMENTO DE SUSCRIPTORES DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

FAYVER GIOVANNI LÓPEZ URIBE

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2004

ACTUALIZACIÓN DEL REGLAMENTO DE SUSCRIPTORES DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

FAYVER GIOVANNI LÓPEZ URIBE

Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Electricista

Directores:
ING. CIRO JURADO JEREZ
Director del proyecto
ING. REINALDO VERA
Director Empresa de Energía de Boyacá

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2004

“A mis padres Elias y Carmen Elisa, mis hermanos Leonardo Elias, Carelis Natalia y Adriana Sofia, quienes siempre creyeron en mi, brindándome el apoyo y la comprensión para enfrentar mis retos y salir adelante.

A mi novia Natalia Maritza que siempre estuvo presente desde el comienzo y fue un soporte en los momentos más difíciles.”

Fayver Giovanni

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

Dios, a quien le debo la vida y quien hizo posible mi lucha hasta el final, guiando mis acciones para afrontar y superar las dificultades presentadas durante el camino.

Los docentes que guiaron mis pasos por la Universidad, brindándome sus conocimientos y la formación necesaria para afrontar mi vida profesional.

La Empresa de Energía de Boyacá por darme su apoyo y brindarme la oportunidad de efectuar la práctica empresarial en sus instalaciones y de esta forma, desarrollar mi proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista.

El profesor Ciro Jurado Jerez por el conocimiento ofrecido, además de su tiempo, dedicación y paciencia brindado para el buen desarrollo del proyecto.

Eduardo Revollo Escudero compañero de estudio, quien fue compañero de práctica en la Empresa de Energía de Boyacá.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN 1

1. DEFINICIONES 2

2. CONDICIONES GENERALES 22

2.1 CONDICIONES PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO 22
2.2 PROHIBICIONES PARA EL PERSONAL DE LA EMPRESA 22
2.3 INSTALACIONES NO AUTORIZADAS 22
2.4 RESPONSABILIDAD DEL PAGO DE SERVICIO 23
2.5 CASOS EN QUE LA EBSA NO ES RESPONSABLE 23
2.6 SITUACIONES QUE DAN LUGAR A LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO 23
2.7 EQUIPOS DE MEDIDA 25
2.7.1 Instalación. 25
2.7.2 Ubicación del equipo de medida. 26
2.7.3 Control sobre el funcionamiento de los medidores. 26
2.7.4 Características del equipo de medida a utilizar. 26
2.8 LOCALIZACIÓN DE CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES 27
2.9 RESPONSABILIDAD SOBRE LAS REDES ELÉCTRICAS 28
2.9.1 Redes internas. 28
2.9.2 Acometidas. 28
2.9.3 Redes locales. 29
2.10 PROPIEDAD DE LAS CONEXIONES 29
2.11 CONSIDERACIONES EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS 29
2.12 SUBESTACIONES 31

3. MODALIDADES DE SERVICIO 32

3.1 TIPO DE SERVICIO 32

3.2 FACTURACIÓN 33
3.2.1 Usuarios que no cuentan con medición individual. 33
3.2.2 Usuarios que cuentan con medición individual. 33
3.2.3 Usuarios con servicio provisional. 33
3.3 FACTOR DE POTENCIA 34
3.4 EQUILIBRIO DE FASES 34
3.5 TENSIONES DE SUMINISTRO 34
3.5.1 Servicio desde las redes de uso general de distribución secundaria. 34
3.5.2 Servicio desde transformadores de distribución de uso dedicado. 35
3.5.3 Servicio desde redes de uso general de media tensión y alta tensión. 35
3.6 LIMITES DE CARGA 36
3.7 FRONTERAS COMERCIALES 37
3.8 TIPOS DE TARIFAS DE ENERGÍA 37
3.8.1 Tarifas residenciales. 38
3.8.2 Tarifas no residenciales. 38

4. PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE CARGA 39

4.1 SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE SERVICIO Y PUNTO DE CONEXIÓN 39
4.2 SOLICITUDES DE CONEXIÓN 41
4.2.1 Cargas que no implican la expansión de las redes de distribución. 41
4.2.2 Cargas que si implican la expansión de las redes de distribución. 42
4.3 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN 44
4.4 CONTRATO DE CONEXIÓN 45
4.5 PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN 45

5. INSTALACIONES INTERNAS 47

5.1 DISEÑO DE INSTALACIONES INTERNAS 47
5.2 CIRCUITOS RAMALES 47
5.3 CALIBRE MÍNIMO DEL CIRCUITO RAMAL Y DERIVACIONES 48
5.4 DISPOSITIVOS DE SALIDA 49
5.5 CARGAS MÁXIMAS 50
5.6 ALIMENTADORES 51
5.7 CONDUCTOR PUESTO A TIERRA 51
5.8 TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN 52

6. ACOMETIDAS ELÉCTRICAS 53

6.1 CONTINUIDAD DE LA ACOMETIDA 53
6.2 NÚMERO DE ACOMETIDAS 53
6.3 ACOMETIDAS AÉREAS..... 53
6.3.1 Cableado de acometidas aéreas. 54
6.3.2 Conductores para acometida aérea..... 54
6.3.3 Ducto para acometida aérea..... 57
6.3.4 Distancias mínimas de seguridad en acometidas aéreas de B.T..... 57
6.4 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS ALIMENTADAS DESDE LA RED AÉREA..... 57
6.5 ACOMETIDAS ELÉCTRICAS ESPECIALES 58
6.5.1 Acometidas a obras provisionales. 58
6.5.2 Acometida para cuentas bifamiliares. 58
6.6 PUESTA A TIERRA DE ACOMETIDAS 59
6.6.1 Electrodo de puesta a tierra. 59

7. EQUIPOS DE MEDIDA 61

7.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES 61
7.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA 61
7.2.1 Limite de carga para medida directa..... 61
7.2.2 Limite de carga para medida semidirecta. 62
7.2.3 Limite de carga para medida indirecta. 63
7.3 BORNERAS PARA PRUEBA Y CONEXIÓN DE MEDIDORES 64
7.3.1 Bornera para medida en dos elementos. 64
7.3.2 Borneras para medida en tres elementos. 64
7.4 CABLE MULTICONDUCTOR PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA 65
7.5 CABLEADO E INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA 65
7.5.1 Medida semidirecta. 66
7.5.2 Medida indirecta. 66
7.6 REQUISITOS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA 67
7.7 LECTURA DE LOS MEDIDORES 68
7.8 CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES 68
7.8.1 Especificaciones generales 69

8. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 74

8.1 TIPOS DE SUBESTACIONES..... 74
8.1.1 Subestación capsulada. 74
8.1.2 Subestación de pedestal. 76

8.1.3 Subestación convencional de local. 79
8.1.4 Subestaciones industriales a 34.5 kV. 80
8.1.5 Subestaciones de subtransmisión a 34.5 kV. 84
8.2 PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES 92
8.2.1 Selección de los pararrayos. 92

9. DISTANCIAS DE SEGURIDAD 95

9.1 DISTANCIAS MÍNIMAS EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES 96
9.2 DISTANCIAS MÍNIMAS EN CRUCES DE LÍNEAS 101
9.3 DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA 101
9.4 DISTANCIAS MÍNIMAS DE ACOMETIDAS AÉREAS DE BT 103

10. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS 104

10.1 PLANOS 104
10.2 MEMORIAS DE CÁLCULO 105
10.3 PLANOS EN MEDIO MAGNÉTICO 106
10.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO 106

11. CONCLUSIONES 108

BIBLIOGRAFÍA 109

ANEXOS 111

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Red trifásica tipo A. 92
Figura 2. Red trifásica tipo B. 92
Figura 3. Red trifásica tipo C. 93
Figura 4. Red trifásica tipo D. 93
Figura 5. Distancias de seguridad en zonas con construcciones. 96
Figura 6. Distancia de seguridad en cruces y recorridos de vías. 97
Figura 7. Distancia de seguridad en cruce con ferrocarriles sin electrificar. 98
Figura 8. Distancia de seguridad en cruces con ferrocarriles electrificados. 98
Figura 9. Distancia de seguridad en cruces con ríos, cauces y canales navegables. 99

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Tipos de servicio. 32
Tabla 2. Calibres mínimos de los circuitos ramales y derivaciones. 48
Tabla 3. Cargas máximas de acuerdo a la corriente nominal de circuito. 49
Tabla 4. Capacidad del tomacorriente de acuerdo a la corriente nominal de circuito. 50
Tabla 5. Cargas máximas de acuerdo a la capacidad de circuito. 50
Tabla 6. Calibre del cable antifraude para acometidas monofásicas bifilares. 55
Tabla 7. Calibre del cable antifraude para acometidas monofásicas trifilares. 55
Tabla 8. Calibre del cable antifraude para acometidas bifásicas trifilares. 56
Tabla 9. Calibre del cable concéntrico de cobre para acometidas trifásicas. 56
Tabla 10. Características de los medidores. 61
Tabla 11. Equipo de medida para cargas alimentadas con redes de B.T. 62
Tabla 12. Equipo de medida para cargas alimentadas con transformador de uso dedicado y medida en B.T. a 120/208 V. 62
Tabla 13. Equipo de medida para cargas alimentadas con transformador de uso dedicado y medida en B.T. a 254/440 V. 63
Tabla 14. Equipo de medida para cargas alimentadas con redes de M.T. a 13.2 kV. 63
Tabla 15. Equipo de medida para cargas alimentadas con redes de M.T. a 34.5 kV. 64
Tabla 16. Identificación de los conductores que conforman el cable multiconductor. 65
Tabla 17. Distancias mínimas entre piezas de metal desnudas en cajas y armarios para medidores. 71
Tabla 18. Dimensiones de las cajas para medidores. 72
Tabla 19. Dimensiones de los armarios para medidores. 73
Tabla 20. Protecciones primarias de los transformadores de 34.5 kV. 80
Tabla 21. Características de los pararrayos a 34.5 kV. 81
Tabla 22. Factores de puesta a tierra según el tipo de red. 94
Tabla 23. Tensiones de línea máxima según las normas CEI (Comisión Electrotécnica Internacional). 94
Tabla 24. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. 96

Tabla 25. Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones. 97
Tabla 26. Distancias mínimas verticales en vanos con cruces de líneas..... 101
Tabla 27. Distancias mínimas horizontales entre conductores sobre la misma estructura.. 102
Tabla 28. Distancias mínimas verticales entre conductores sobre la misma estructura. 103
Tabla 29. Distancias mínimas de seguridad de acometidas aéreas de B.T..... 103

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A ESPECIFICACIONES DE DISEÑO PARA INSTALACIONES INTERNAS 112
Tabla A.1 Salidas mínimas para suscriptores residenciales 113
tabla A.2 Niveles de iluminación horizontal promedio 114
tabla A.3 Ductos y equipos en baja tensión 115
tabla A.4 Número máximo de conductores por ducto 116
tabla A.5 Carga de diseño para diferentes aparatos 117
ANEXO B CABLE PARA ACOMETIDAS ELÉCTRICAS 118
Gráfica B.1 Cable antifraude para acometidas monofásicas 119
Gráfica B.2 Cable antifraude para acometidas monofásicas trifilares y bifásicas trifilares . 120
Gráfica B.3 Cable concéntrico de cobre para acometidas trifásicas 121
ANEXO C ESQUEMAS DE CONEXIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA 122
Gráfica C.1 Bornera de conexión y prueba de nueve y trece puntos 123
Gráfica C.2 Cable multiconductor 8x12 awg para equipos de medida 124
Gráfica C.3 Esquema de conexión para medida semidirecta en tres elementos - red trifásica tetrafilar 125
Gráfica C.4 Esquema de conexión para medida indirecta en tres elementos - red trifásica tetrafilar 126
Gráfica C.5 Esquema de conexión para medida indirecta en dos elementos - red trifásica trifilar 127
Gráfica C.6 Esquema de conexión para medida indirecta en tres elementos - red trifásica trifilar 128
Gráfica C.7 Cajas para medidores monofásicos y trifásicos de una cuenta 129
ANEXO D SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 130
Gráfica d.1 disposición de la subestación capsulada con seccionadores de entrada y salida 131
Gráfica D.2 Disposición de la subestación capsulada con seccionador duplex 132
Gráfica D.3 Disposición de la subestación capsulada con seccionador duplex y celda de medida 133

Gráfica D.4 Dimensiones del local de la subestación capsulada con seccionador duplex . 134
Gráfica D.5 Subestación de pedestal 135
Gráfica D.6 Dimensiones de la subestación de pedestal 136
Gráfica D.7 Subestación de local..... 137
Gráfica D.8 Disposición de los equipos de la subestación de local..... 138
ANEXO E CONVENCIONES ACEPTADAS POR LA EBSA 139
Gráfica E.1 Convenciones para la presentación de proyectos ante la ebsa 140

RESUMEN

Palabras claves: acometidas eléctricas, calibres de los conductores, distancias de seguridad, tarifas de energía, equipo de medida, instalaciones internas, subestaciones eléctricas y tensiones de suministro.

Buscando satisfacer de una forma segura y confiable las necesidades de los clientes y Usuarios, la Empresa de Energía de Boyacá S.A. establece el presente reglamento en concordancia con las normatividades y reglamentación nacional, para garantizar que los derechos y obligaciones entre la Empresa y los Usuarios, además de los procesos a llevarse a cabo entre los mismos, sean acordes a lo estipulado y permitido por la ley.

El presente reglamento es una herramienta básica y útil tanto para los clientes y Usuarios como también para todas aquellas personas que tengan algún tipo de vínculo con la Empresa, como lo son los empleados, contratistas y funcionarios entre otros, ya que en éste se contemplan los requisitos y condiciones que se deben aplicar y solicitar para prestación del servicio de energía eléctrica.

Podemos encontrar también en éste reglamento, las especificaciones para el diseño y construcción de las subestaciones, acometidas aéreas y subterráneas, instalaciones internas (dispositivos de salida, calibres y cargas máximas de los circuitos ramales, etc.); asimismo, se podrá encontrar las características de la instalación y esquemas de conexión del equipo de medida (medidores, bornera de prueba, CT´s y PT´s), las distancias de seguridad y especificaciones que se deben tener en cuenta para la presentación de los proyectos ante la EBSA.

ABSTRACT

Key Words: electric service connection, conductor gage, security distance, energy rates, measure system, inetrnal installation, electrical substation and electric supply.

Looking for to satisfy in a sure and reliable way the clients and users necessities, The Boyaca's Energical Company S.A, establishes the present regulation in agreement with the normatives and national regulation, to guarantee that the company's and users rights and obligation, besides the process to be carried out between the sames one, have to be in agreement with those speciefied and allowed by the law.

The present regulation is a basic and useful tool for the clients and users also to those people who have some bond with the company, like the employees, contractors and functionaries among other, since in this one are contempled the requirements and conditions that it should be applied and solicite for the electrical energy service.

We can also find in this regulation, the specification for the design and construction of substation, aerial and subterranean service conection, inetrnal facilities (exit devices, gages and maximum demand of branch circuit, etc.); Also we can find installation characteristic and conection diagram of measure system (measurers, test conecting terminal, CT'S and PT'S), the security distances and especification that it should bear in mind for the EBSA'S proyect presentation.

INTRODUCCIÓN

Los cambios y transformaciones que sufre y a los cuales es sometido el sector eléctrico a nivel nacional en cuanto a normatividades y tecnología, hacen que los entes y empresas en esta área se mantengan a la vanguardia mundial, para generar un nivel de competitividad mayor en el mercado del suministro y distribución de la energía eléctrica en el país.

La Empresa de Energía de Boyacá teniendo presente que su mayor objetivo y deber es satisfacer las necesidades de sus clientes, generando de esta forma bienestar social a sus usuarios finales, establece el presente reglamento en concordancia con la reglamentación nacional, como una herramienta básica y útil para un suministro seguro y confiable de la energía eléctrica.

En este reglamento se contemplan entre otros, los requisitos y condiciones que se deben aplicar y solicitar por parte de los usuarios y la empresa para la prestación del servicio de la energía eléctrica, como también se establecen las distancias mínimas de seguridad y algunas características de los equipos a tener en cuenta, en la elaboración de proyectos eléctricos en general.

1. DEFINICIONES

Acometida

Es la derivación de la red local del servicio de energía eléctrica, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las unidades inmobiliarias cerradas, la acometida llega hasta el registro de corte general.

Acometida aérea

Es el medio de conexión eléctrica por vía aérea entre el último soporte de la red de distribución y el predio del suscriptor o conjunto de ellos.

Acometida de media tensión

Es el medio de conexión eléctrica entre la red en media tensión y la subestación del suscriptor.

Acometida fraudulenta

Es cualquier derivación de la red local, o de otra acometida de energía eléctrica, efectuada sin autorización de la Empresa.

Acometida general en baja tensión

Es el medio de conexión eléctrica entre la subestación o red de distribución de B.T. y el tablero general de acometida del suscriptor.

Acometida parcial

Es el medio de conexión eléctrica entre el tablero de acometida y un tablero de distribución.

Acometida subterránea

Es el medio de conexión eléctrica por vía subterránea entre el transformador o red de distribución y el predio de suscriptor o conjunto de ellos.

Aislador

Es un elemento aislante diseñado de tal forma que soporte un conductor y lo separe eléctricamente de otros conductores.

Aislante

Es el material que impide la propagación de algún fenómeno o agente físico. Material de tan baja conductividad eléctrica, que puede utilizarse como no conductor.

Apoyo

Es un nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Puede ser poste, torre u otro tipo de estructura.

Arco eléctrico

Es un canal conductivo ocasionado por el paso de una gran carga eléctrica, que produce gas caliente de baja resistencia eléctrica y un haz luminoso.

Aviso de seguridad

Es una advertencia de prevención o actuación, fácilmente visible, utilizada con el propósito de informar, exigir, restringir o prohibir una actuación.

BIL

Es el nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo, en otras palabras, es el valor pico de la onda de mayor magnitud que puede soportar el equipo, sin presentar flameo o perforación del aislamiento.

Blindaje

Es el cubrimiento eléctrico que hacen los cables de guarda a los equipos y/o conductores de fase, ante descargas atmosféricas que imponen una tensión superior al BIL de los mismos.

Bombilla

Es un dispositivo eléctrico que produce el flujo luminoso, por transformación de energía eléctrica. Puede ser incandescente si emite luz por calentamiento o luminiscente si hay paso de corriente a través de un gas.

Burden

Es la máxima carga que se puede conectar a los transformadores de corriente, de tensión y los divisores de tensión capacitivos, sin que supere el error dado por la clase de precisión del equipo.

Cable

Es un conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchados formando capas superpuestas.

Capacidad de corriente

Es la corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.

Capacidad nominal

Es el máximo valor efectivo, referido a las características eléctricas, mecánicas y otras condiciones de diseño, que puede soportar continuamente un equipo.

Carga

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

Carga de diseño

Es la carga que para efectos de diseño se considera, será atendida por una salida.

Carga instalada

Es la suma de las capacidades nominales de lámparas, artefactos, motores y otros equipos que consumen energía eléctrica y que se encuentran conectados a la instalación eléctrica de un inmueble o que potencialmente puedan utilizarse en el mismo.

Cargabilidad

Capacidad de corriente máxima, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Centro regional de despacho (CRD)

Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobra de esas instalaciones, sujetas a las instrucciones impartidas por el centro nacional de despacho (CND), en desarrollo de las previsiones contenidas en el reglamento de operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Centro nacional de despacho (CND)

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional (SIN). Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del consejo nacional de operación.

Circuito

Es un lazo cerrado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobre tensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de los equipos como circuitos.

Circuito ramal

Es el conjunto de conductores de un circuito entre el centro de protección de circuitos contra sobrecorriente y la salida o salidas eléctricas.

Clase de precisión

Es el máximo error probable de un instrumento de medida expresado en por ciento (%).

Comercialización de energía eléctrica

Es la actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Quien desarrolla esta actividad se denomina comercializador de energía eléctrica.

Conductor de puesta a tierra

Es el conductor utilizado para conectar los equipos o el circuito puesto a tierra de una instalación, al electrodo o electrodos de tierra de la instalación.

Conductor energizado

Es todo aquel conductor que tiene una diferencia de potencial con respecto a tierra.

Conductor puesto a tierra

Es el conductor de una instalación o circuito conectado intencionalmente a tierra. Generalmente es el neutro de un sistema monofásico o de un sistema trifásico en estrella.

Confiabilidad

Es la capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dado. Equivale a fiabilidad.

Conformidad

Es el cumplimiento de un producto, proceso o servicio frente a uno o varios requisitos o prescripciones.

Consumo

Es la cantidad de kilowatts y kilovares de potencia activa y potencia reactiva, recibidas por el suscriptor o usuario en un período determinado, leídos en los equipos de medición respectivos o calculados mediante formulaciones matemáticas correspondientes.

Consumo anormal

Es el consumo que al compararse con los promedios históricos de un mismo suscriptor o usuario, o con los promedios de consumo de suscriptores o Usuarios con características similares, presenta desviaciones significativas, de acuerdo con los parámetros establecidos por la empresa.

Consumo estimado

Es el consumo establecido con base en consumos promedios de otros períodos de un mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios con características similares, o con base en aforos individuales de carga.

Consumo facturado

Corresponde al servicio de energía eléctrica liquidado y cobrado al suscriptor o usuario, de acuerdo con las tarifas autorizadas por la comisión de regulación de energía y gas (CREG), para los usuarios regulados o a los precios pactados con el usuario si éste es no regulado. La tarifa debe corresponder al nivel de tensión donde se encuentra conectado directa o indirectamente el medidor.

Consumo no autorizado

Es el consumo realizado a través de una acometida fraudulenta o no autorizada por la Empresa, o por la alteración de las conexiones o funcionamiento de los equipos de medición o de control.

Contacto eléctrico

Es la acción de unión de dos elementos o dispositivos conductores de energía con el fin de cerrar un circuito.

Corriente eléctrica

Es el movimiento de cargas eléctricas entre dos puntos que no se hallan al mismo potencial.

Corriente mínima de arranque de un medidor

Es el valor de mínima intensidad de corriente con la cual el disco da una vuelta completa a la tensión nominal.

Corriente límite de precisión o corriente metrotécnica

Es el valor de la intensidad de corriente equivalente a la carga hasta la cual el equipo de medida cumple con la clase de precisión establecida por el fabricante.

Corte del Servicio

Es la pérdida del derecho al suministro del servicio de energía en caso de incumplir alguna de las causales contempladas en el contrato de condiciones uniformes de la empresa.

Cortocircuito

Es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando se presenta la unión entre dos o más puntos con una diferencia de potencial a muy baja resistencia eléctrica.

Demanda

Es la medida del consumo de energía de un sistema o parte de él, promediada durante un cierto intervalo de tiempo periódico.

Demanda máxima

Es la mayor de todas las demandas ocurridas durante un periodo determinado de tiempo.

Demanda del comercializador

La demanda del comercializador en un sistema de transmisión regional (STR) es igual a la demanda comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las perdidas del sistema de transmisión nacional (STN).

Demanda máxima diversificada o coincidente

Es la demanda máxima que un grupo de suscriptores impone al sistema simultáneamente como un todo, per cápita.

Descarga disruptiva

Es la falla de un aislamiento bajo un esfuerzo eléctrico, por superarse un nivel de tensión determinado. Se aplica al rompimiento del dieléctrico en sólidos, líquidos o gases y a la combinación de estos.

Descargador de sobretensiones (pararrayos)

Es un dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de 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.

Disponibilidad

Es la certeza de que un equipo o sistema sea operable bajo cierta carga en un tiempo dado. Cualidad para operar normalmente.

Distancia de seguridad

Es la mínima distancia entre una línea o superficie energizada y una zona mediante el cual se garantiza que no habrá un accidente por acercamiento.

Distribución de energía eléctrica

Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 57.5 kV. Quien desarrolla esta actividad se denomina distribuidor de energía eléctrica.

EBSA

Empresa de Energía de Boyacá S.A.; para efectos de desarrollo del presente reglamento se le denominara en algunos casos como la empresa.

Electricidad

Es una forma de energía llamada energía eléctrica o el conjunto de disciplinas que estudian los fenómenos eléctricos. El suministro de electricidad al usuario debe entenderse como un servicio de transporte de energía en forma continua.

Electricidad estática

Es una forma de energía eléctrica o el estudio de cargas eléctricas en reposo.

Eléctrico

Es todo aquello que tiene o funciona con electricidad.

Empresa

Es una unidad económica que se representa como un sistema integral con recursos humanos, de información, financieros y técnicos que producen bienes y servicios y genera utilidad. Cuando se haga alusión a ésta en el presente reglamento, nos referiremos a la Empresa de Energía de Boyacá S.A.

Equipo

Es un término general que incluye los aparatos, accesorios, dispositivos, artefactos, utensilios, herrajes y similares utilizados como parte de o en relación con una instalación eléctrica.

Equipo de medida

Es el conjunto de dispositivos destinados a la medición o registro del consumo de energía del usuario.

Equipotencializar

Es el proceso, práctica o acción de conectar partes conductivas de las instalaciones, equipos o sistemas entre sí, a un sistema de puesta a tierra de baja impedancia, para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados.

Estrato socioeconómico

Es una clasificación que se hace de los subscriptores de servicio residencial teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Ubicación geográfica.
- Servicios públicos.
- Vías de acceso y transporte.
- Niveles de educación.
- Áreas de ocupación y empleo.
- Ingreso de la población.

- Calidad de la vivienda.
- Posesión de bienes inmuebles, electrodomésticos y artículos para su comodidad.
- Consumo de servicios públicos.

Factor de carga

Es la razón de la demanda promedio en un cierto período a la demanda máxima durante ese período.

Factor de demanda

Es la relación entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga total conectada a la instalación o parte de la instalación considerada.

Factor de pérdidas

Es la razón de las pérdidas promedio de potencias a las pérdidas máximas de potencia del sistema en un período.

Factor de potencia

Es la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) del mismo sistema eléctrico o parte de él.

Factor de seguridad mínimo de aislamiento

Es la razón entre el nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) del equipo a proteger y el nivel de protección de los pararrayos.

Factor de utilización

Es la relación entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la capacidad instalada de la misma.

Facturación

Es el conjunto de actividades que se realizan por parte de la empresa para emitir la factura, que comprende: lectura, determinación de consumos, revisión previa en caso de consumos anormales, liquidación de consumos, elaboración y entrega de la factura.

Factura de servicios públicos

Es la cuenta de cobro que la empresa prestadora de servicios públicos entrega o remite al usuario, por causa del consumo y demás servicios inherentes prestados, en desarrollo de un

contrato de servicios públicos. En el caso de consumos prepagados, es el acto de cobrar, a solicitud del usuario, una cantidad de energía que él desea pagar anticipadamente.

Falla

Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida.

Fase

Es la designación de un conductor, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema de corriente alterna, que tiene una diferencia de potencial con respecto a tierra.

Frecuencia

Es el número de veces que se repite el período de una onda por unidad de tiempo. Se mide en Hertz o ciclos por segundo.

Fusible

Es un dispositivo de protección contra sobrecorriente. Consta de una parte fundible que se abre o se rompe, cuando éste se recalienta por causa de una corriente muy elevada que circulación a través de él.

Generador

Es la persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora conectada al SIN. También significa equipo de generación de energía eléctrica.

Iluminancia

Es el flujo luminoso por unidad de área que incide sobre una superficie. Su unidad, el Lux, equivale al flujo luminoso de un Lumen que incide homogéneamente sobre una superficie de un metro cuadrado.

Inducción

Es el fenómeno en el que un cuerpo energizado, transmite por medio de su campo eléctrico o magnético, energía a otro cuerpo, a pesar de estar separados por un dieléctrico.

Instalación eléctrica

Es el 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.

Interruptor automático

Es el dispositivo diseñado para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada.

Interruptor de uso general

Es un dispositivo para abrir y cerrar o para conmutar la conexión de un circuito, diseñado para ser operado manualmente. Su capacidad se establece en Amperes y debe ser apto para interrumpir su corriente nominal a su tensión nominal. Cumple funciones de control y no de protección.

Libertad regulada

Es el régimen de tarifas mediante el cual la CREG fijará los criterios y la metodología con los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos.

Línea eléctrica

Es un conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados al transporte de energía eléctrica desde una planta de generación o una subestación a otra subestación.

Línea muerta

Es el término aplicado a una línea desenergizada o sin tensión.

Línea viva

Es un término aplicado a una línea con tensión o línea energizada.

Luminancia

Es el flujo luminoso reflejado en una dirección dada por unidad de área. Su unidad es la Candela o Lúmenes por metro cuadrado.

Luminaria

Es el componente mecánico principal de un sistema de alumbrado que proyecta, filtra y distribuye los rayos luminosos, además de alojar y proteger los elementos requeridos para la iluminación.

Medida directa

Cuando la corriente de la red o carga fluye directamente a través del circuito de corriente del medidor y la tensión de la red se aplica directamente al circuito de tensión del medidor.

Medida indirecta

Cuando la tensión y corriente de la red aplicados a los circuitos de tensión y corriente del medidor, se hacen a través de transformadores de tensión (PT's) y corriente (CT's).

Medida semidirecta

Cuando se aplica la tensión de la red directamente sobre el circuito de tensión del medidor y la corriente de la red o carga que circula por el circuito de corriente del medidor lo hace a través de transformadores de corriente (CT's).

Medidor de energía

Es el que registra el consumo de energía eléctrica consumida por el usuario, ya sea esta en kilowatts-hora para la potencia activa y/o en kilovares-hora para la potencia reactiva.

Medidores de estado sólido o estáticos

Están construidos con dispositivos electrónicos y generalmente son de mayor precisión que los electromecánicos, por eso se utilizan para medir en centros de energía donde se justifique su mayor costo.

Medidores de inducción

También son llamados medidores electromecánicos y su principio de funcionamiento se basa en la inducción de la corriente eléctrica con los campos magnéticos, en el elemento móvil.

Medidor de prepago

Es un dispositivo que permite la entrega al suscriptor o usuario de una cantidad predeterminada de energía, por la cual paga anticipadamente.

Mercado mayorista

Es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al reglamento de operación.

Metrología

Es la ciencia de la medición. Incluye aspectos teóricos y prácticos.

Neutro

Es el conductor equipotencializado con respecto a los demás conductores del sistema.

Niveles de tensión

Los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- **Nivel I**: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor 1kV, suministrado en la modalidad monofásica o trifásica.
- **Nivel II**: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV, suministrado en la modalidad monofásica o trifásica.
- **Nivel III**: Sistema con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV, suministrado en la modalidad trifásica.
- **Nivel IV**: Sistema tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV, suministrado en la modalidad trifásica.

Nodo

Es la parte de un circuito en el cual dos o más elementos tienen una conexión común.

Nominal

Es el término aplicado a una característica de operación. Indica los límites de diseño de esa característica para los cuales presenta las mejores condiciones de operación.

Norma

Es un documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices y características para los productos o procesos y métodos de producción, cuya observancia no es obligatoria.

Norma técnica

Es el documento establecido por consenso y aprobado por un organismo recocido, que suministra para uso común y repetido, reglas, directrices y características para las actividades o sus resultados, encaminados al logro del grado óptimo de orden en un contexto dado. Las normas técnicas se deben basar en los resultados consolidados de la ciencia, la tecnología, la experiencia y sus objetivos deben ser los beneficios óptimos para la comunidad.

Norma Técnica Colombiana (NTC)

Es la norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.

Operador de red (OR)

Es la empresa de servicios públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones de operación y mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional o un sistema de distribución local.

Patrón

Es una medida materializada, aparato de medición o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores conocidos de una magnitud para transmitirlos por comparación a otros instrumentos de medición.

Perturbación electromagnética

Es cualquier fenómeno electromagnético que puede degradar las características de desempeño de un equipo o sistema.

Plano

Es la representación a escala de una superficie.

Prestador de servicios públicos

Son cualquiera de las personas señaladas en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994. Para los efectos de este reglamento, a tales personas se les denomina "la empresa".

Punto de acometida

Es el punto de conexión entre las instalaciones de la empresa suministradora y la instalación del inmueble.

Queja

Es el medio por el cual el cliente pone de manifiesto su inconformidad con la actuación de determinado(s) funcionario(s), o su inconformidad en la forma o condiciones en que se ha prestado el servicio.

Rayo

Es un fenómeno físico que se caracteriza por una transferencia de carga eléctrica de una nube hacia la tierra, de la tierra hacia la nube, entre dos nubes, al interior de una nube o de la nube hacia la atmósfera.

Reclamación

Es una actuación mediante la cual la empresa revisa la facturación de los servicios públicos a solicitud del interesado, para tomar una posterior decisión final del asunto.

Red Interna

Es el conjunto de redes, tuberías, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro del servicio público al inmueble a partir del medidor, o en el caso de los suscriptores o usuarios sin medidor, a partir del registro de corte del inmueble. Para edificios de propiedad horizontal o condominios, es aquel sistema de suministro del servicio al inmueble a partir del registro de corte general, cuando lo hubiere.

Requisito

Es un precepto, condición o prescripción que debe ser cumplida, es decir su cumplimiento es obligatorio.

RETIE

Es el acrónimo del reglamento técnico de instalaciones eléctricas adoptado por Colombia.

Salida

Es el punto del sistema de alambrado de una instalación interna donde se toma corriente para alimentar un aparato o equipo de utilización.

Servicio

Es la prestación realizada a titulo profesional o en forma pública, en forma onerosa o no, siempre que no tenga por objeto directo la fabricación de bienes.

Servicio público domiciliario de energía eléctrica

Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición.

Símbolo

Es una imagen o signo que describe una unidad, magnitud o situación determinada y que se utiliza como forma convencional de entendimiento colectivo.

Sistema

Es el conjunto de componentes interrelacionados e interactúantes para llevar a cabo una misión conjunta. Admite ciertos elementos de entrada y produce ciertos elementos de salida en un proceso organizado.

Sistema de Distribución

Es el conjunto de líneas e instalaciones cuyo propósito es el suministro de energía eléctrica a niveles de media tensión y baja tensión.

Sistema de distribución local (SDL)

Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión I, II y III, dedicados a la prestación de servicio en uno o varios mercados de comercialización.

Sistema de transmisión nacional (STN)

Es el sistema interconectado de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan en tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de transmisión regional (STR)

Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión IV y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más operadores de red.

Sistema interconectado nacional (SIN)

Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Sobrecarga

Es el funcionamiento de un equipo por encima de sus parámetros normales a plena carga o de un conductor por encima de su capacidad nominal de corriente, que si persiste durante un tiempo suficiente, podría causar daños o un calentamiento peligroso. Una falla como un cortocircuito o una falla a tierra no es una sobrecarga.

Sobrecorriente

Es una corriente por encima de la corriente nominal de un equipo o de la capacidad de corriente de un conductor. Puede ser el resultado de una sobrecarga, un cortocircuito o una falla a tierra.

Sobretensión

Es una tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.

Solicitud

Es el medio por el cual el cliente pone de manifiesto ante la empresa determinada situación para su estudio y toma de la decisión correspondiente.

Subacometida

Es el medio de conexión eléctrica entre el tablero general de acometida y un subtablero de acometida.

Subestación

Es el conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Subestación aérea

Es la subestación que se instala a la intemperie y en la cual la base del transformador está a una altura de seis metros o más sobre el nivel del piso.

Subestación capsulada

Es la subestación en la que los equipos, conexiones, y barrajes se encuentran localizados dentro de las celdas o gabinetes.

Subestación de distribución

Se llama subestación de distribución a todos los puntos de transformación de media tensión a baja tensión, que existen en el sistema.

Subestación de pedestal

Es la subestación que se instala a la intemperie y en la cual el transformador se monta sobre una fundición de concreto.

Subtablero de acometida

Es el conjunto de equipos de medida y protección, barrajes y cableado que recibe la(s) subacometida(s) y del cual se derivan las acometidas parciales.

Suscriptor

Es una persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.

Tablero de distribución

Es el conjunto de equipos de protección, barrajes y cableado que recibe las acometidas parciales y del cual se derivan los circuitos ramales.

Tablero general de acometida

Es el conjunto de equipos de medida y protección, barrajes y cableado que recibe la acometida general en baja tensión y del cual se derivan las subacometidas.

Tensión eléctrica

Es la diferencia de potencial entre dos conductores, que hacen que fluyan electrones por una impedancia. Su unidad es el Volt y un error frecuente es hablar de voltaje.

Tensión nominal

Es el valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

Tierra

Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a conexiones con tierra. En temas eléctricos se asocia al suelo, terreno, tierra, masa, chasís, carcaza, armazón, estructura o tubería de agua. El termino “masa” solo debe utilizare para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos y los carros.

Umbral

Es el nivel de una señal o concentración de un contaminante, comúnmente aceptado como de no daño al ser humano.

Umbral de Percepción

Es el valor mínimo de corriente a partir de la cual es percibida por el 99.5% de los seres humanos. Se estima en 1.1 miliampers para los hombres en corriente alterna a 60 Hertz.

Umbral de Reacción

Es el valor mínimo de corriente que causa contracción muscular involuntaria.

Umbral de Soltar o de Corriente Límite

Es el valor máximo de corriente que permite que el 99.5% de las personas que estén sujetando un electrodo bajo tensión con las manos, conserven la posibilidad de soltarlo de forma voluntaria, mediante la utilización de los mismos músculos que están siendo estimulados por la corriente. Se considera como la máxima corriente segura y se estima en 10 mA para hombres, en corriente alterna.

Usuario

Es la 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 denomina también consumidor.

Usuario No-Regulado

Es la persona natural o jurídica, con un consumo mínimo individual de 100 kW por instalación legalizada o 55 MWh mes de energía, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.

Usuario Regulado

Es una persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Vano

Es la distancia horizontal entre dos apoyos adyacentes de una línea o red.

Vano Crítico

Es el vano máximo que se puede exigir a un conductor antes de sobrepasar un esfuerzo de trabajo, para cambiar a la hipótesis de máxima velocidad del viento.

Vano Máximo por Péndulo

Es el mayor vano permitido para una determinada distancia horizontal entre conductores.

Zona de Servidumbre

Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transmisión aérea, para garantizar que bajo ninguna circunstancia se presenten accidentes en ella.

2. CONDICIONES GENERALES

2.1 CONDICIONES PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

La EBSA suministrará el servicio de energía eléctrica bajo la modalidad de residencial o no residencial, dentro de sus posibilidades técnicas, en las condiciones de continuidad y calidad establecidas por la normatividad vigente, siempre y cuando el inmueble cumpla con los requisitos de tipo urbanístico establecidos por la autoridad competente, la zona en donde el inmueble esté ubicado no haya sido declarada como de medio o de alto riesgo y las instalaciones eléctricas se hayan ejecutado cumpliendo con las normas establecidas por la empresa acordes a la norma técnica Colombiana de instalaciones eléctricas (NTC 2050). No obstante, la empresa podrá en ciertos casos en donde la construcción se hubiere terminado sin autorización, suministrar el servicio provisionalmente en las condiciones que sea posible hacerlo, sí y solo si, el inmueble no esté ubicado en zona de medio o alto riesgo.

2.2 PROHIBICIONES PARA EL PERSONAL DE LA EMPRESA

A los empleadores y trabajadores activos de la EBSA, les está prohibido contratar con particulares a título personal, en el diseño o construcción de obras eléctricas. Además, deben cumplir y están sujetos a lo estipulado en el reglamento interno de trabajo de la empresa.

2.3 INSTALACIONES NO AUTORIZADAS

Cuando las instalaciones de un inmueble hayan sido conectadas sin la autorización de la EBSA, ésta procederá de inmediato a desconectarlas hasta tanto se cumplan los requisitos exigidos. Se sancionará a la persona natural o jurídica responsable de la conexión fraudulenta, de acuerdo con las sanciones establecidas por la empresa y permitidas por la ley.

2.4 RESPONSABILIDAD DEL PAGO DE SERVICIO

El suministro de energía eléctrica es para uso exclusivo del inmueble al cual se le esté prestando el servicio. En tal sentido los suscriptores y/o usuarios son responsables del pago de los servicios y otros por conceptos similares.

La empresa podrá negarse a suministrar el servicio de aquellos inmuebles que no estén a paz y salvo con ella, aunque el solicitante sea una persona distinta del usuario moroso anterior.

2.5 CASOS EN QUE LA EBSA NO ES RESPONSABLE

La empresa no es responsable de pérdidas accidentales o daños que el suscriptor o usuario sufra a consecuencia del mal estado de los equipos de su propiedad, del uso incorrecto del servicio suministrado, de conexiones erróneas de las instalaciones o de los artefactos eléctricos y de las deficiencias en la instalación interior. Tampoco es responsable por daños que pueden ocurrir en las instalaciones o aparatos eléctricos de los suscriptores o usuarios.

La empresa está excenta de toda responsabilidad por daños o perjuicios que se causen por suspensión del servicio, cuando la suspensión haya sido motivada por violaciones al presente reglamento y al contrato de condiciones uniformes.

La EBSA, podrá suspender el servicio si las revisiones, mantenimiento, reparaciones remodelaciones de redes o ampliaciones así lo exigen. En caso de suspensión programada la empresa dará aviso por el medio de difusión más efectivo que disponga.

2.6 SITUACIONES QUE DAN LUGAR A LA SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

La Empresa podrá suspender el servicio cuando:

- El cliente no pague oportunamente la(s) factura(s) o cuenta(s) de cobro expedida(s) por la empresa. La empresa suspenderá el servicio aún cuando el cliente dejare de pagar una sola factura correspondiente a un (1) período de facturación.

- Se encuentre retirado, manipulado o adulterado el equipo de medida; se hallen retirados, rotos, imitados, adulterados y/o sustituidos los sellos instalados en los equipos de medición, protección, control o gabinetes; se descubra una acometida adicional clandestina en el inmueble, o por incumplir con el pago de las sanciones impuestas por estos motivos, una vez quede en firme la decisión.
- Se altere o varíe unilateralmente y sin consentimiento de la empresa las condiciones de prestación del servicio, o se dé al servicio un uso distinto al convenido con la empresa.
- Se aumente sin autorización de la empresa, la carga o la capacidad instalada.
- El cliente suministre en forma temporal o permanente, el servicio de electricidad a otro inmueble o cliente distinto de aquel para el cual figura contratado el servicio.
- El cliente pague las facturas con cheques que no sean sufragados por la entidad financiera, sin perjuicio de que la empresa cobre en la factura la sanción que señala el artículo 731 del código de comercio, o la norma que la sustituya, modifique o adicione, y sin perjuicio de las demás acciones legales que se consideren necesarias.
- Se impida o entorpezca la utilización, operación o mantenimiento de las redes locales o acometidas que puedan convertirse en tales, sean propiedad de la empresa o del cliente, o se obstaculice la conexión o instalación de los aparatos o equipos exigidos.
- Se revenda el servicio a otro(s) Cliente (S).
- Se impida, entorpezca, u obstaculice a los trabajadores o contratistas de la empresa debidamente identificados, inspeccionar la acometida o red interna, tomar lectura del medidor, retirar o reemplazar el medidor cuando se requiera.
- No se ejecute dentro del plazo fijado, la adecuación de las instalaciones eléctricas.
- Se impida, entorpezca u obstaculice a los trabajadores o contratistas de la empresa debidamente identificados, realizar las adecuaciones de la acometida y red interna, cuando sea procedente.
- Se venza el plazo otorgado por la empresa al cliente para que ubique el aparato de medida en un sitio de fácil acceso al exterior del inmueble.
- Se encuentre reconectado el servicio sin autorización de la empresa sin haberse superado las causas que dieron origen a la suspensión.
- Se encuentren conectados equipos que puedan afectar el funcionamiento del sistema eléctrico local.
- Las revisiones, mantenimiento, reparaciones, remodelaciones de redes o ampliaciones así lo exijan.
- La ley y la regulación lo establezcan.

Los servicios suspendidos por infracciones al presente reglamento y en su defecto al contrato de condiciones uniformes, solo serán reestablecidos cuando desaparezca el origen de la suspensión y se cumplan los requisitos legalmente exigidos por la EBSA.

La suspensión del servicio también podrá ser llevada a cabo cuando se efectué la solicitud respectiva por parte del cliente.

2.7 EQUIPOS DE MEDIDA

Por regla general, todos los usuarios deberán contar con equipo de medición individual de su consumo. Se exceptúan los Clientes a los que por razones de tipo técnico, de seguridad o de interés social no sea obligatorio instalarles medidor.

Si la instalación no cuenta con equipo de medida y el cliente no ejecuta la instalación del mismo dentro del término estipulado por la empresa, la misma podrá instalar y facturar el equipo de medida al usuario.

2.7.1 Instalación. La empresa adquirirá e instalará los medidores que se requieran y los costos que se causen por estos conceptos serán facturados al respectivo cliente. Sin embargo, el cliente puede suministrar el medidor manifestándolo por escrito y a partir de allí, tendrá un plazo de tres (3) días hábiles para la instalación del mismo. La aceptación del medidor adquirido por el Cliente quedará sujeta a la verificación de sus condiciones técnicas.

Si la empresa rechaza el medidor, el cliente deberá suministrar uno nuevo, de acuerdo con las observaciones que se le presenten, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al recibo de la comunicación que se le remita. Vencido dicho término, sin que el cliente suministre el medidor, la empresa podrá instalar el medidor y facturar su valor.

La conexión de la acometida así como la instalación, retiro, cambio o traslado del equipo de medición deberá ser efectuada por la empresa o por personal autorizado por ella. Ninguna persona ajena a la empresa podrá manipular ni desconectar los aparatos y equipos de medida y control una vez conectados por la empresa.

El cliente es el guardián de los equipos de medida y control, y la EBSA es la responsable de su funcionamiento, según el articulo 144 de la ley 142.

2.7.2 Ubicación del equipo de medida. Los equipos de medida deberán estar localizados en zonas de fácil acceso y con visibilidad desde el exterior del inmueble. Cuando la localización del medidor ocasione la suspensión del servicio por falta de medición del consumo, la empresa exigirá al suscriptor como condición para la reconexión del servicio, el cambio de su localización, al sitio que estime más adecuado con un fácil acceso y buena visibilidad desde el exterior del inmueble.

Previa solicitud escrita del cliente, el cambio de la localización del medidor podrá ser efectuado por la empresa. Para tal efecto, los valores que dicha adecuación genere, serán facturados al cliente.

2.7.3 Control sobre el funcionamiento de los medidores. La empresa verificará, cuando lo considere conveniente, el estado de los medidores y podrá retirarlos temporalmente para examinarlos en el laboratorio.

De acuerdo con lo señalado en el clausulado del contrato de condiciones uniformes, el cliente no podrá negar el acceso de personal autorizado por la empresa para cumplir la labor de verificación del estado de los instrumentos de medición del consumo, y si lo hiciere, la empresa podrá suspender el servicio y solo lo reconectará hasta tanto le sea permitido el acceso a las instalaciones del cliente.

2.7.4 Características del equipo de medida a utilizar. Cuando la carga contratada sea inferior a treinta y cinco (35) kW, la medición será directa en baja tensión (nivel I) con medidores de energía activa tipo inducción, clase de precisión 2.

Cuando la carga contratada sea superior o igual a treinta y cinco (35) kW, pero inferior a trescientos (300) kW, la medición de potencia activa y reactiva será semidirecta en baja tensión (nivel I) por medio de transformadores de corriente de barra pasante con clase de precisión 0,5 y medidores de estado sólido con clase de precisión 0,5S.

Cuando la carga contratada supere o iguale a 300 kW y la acometida se alimente desde media tensión (nivel II y III), la medición de potencia activa y potencia reactiva será indirecta. Se medirá por medio de transformadores de tensión y de corriente con clase de precisión 0,5

y medidores de estado sólido de dos elementos si el sistema es trifásico trifilar y de tres elementos para sistemas trifásicos trifilares ó tetrafilar, con clase de precisión 0,5S o mejor.

Para las cargas mayores e iguales a 45 kVA, se requiere de la implementación de un medidor de energía reactiva.

En el capitulo 7 del presente reglamento, se encuentran las características técnicas de los medidores aceptados por parte de la EBSA, para la medir el consumo de energía de cada usuario.

2.8 LOCALIZACIÓN DE CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES

La caja de uno a cuatro medidores únicamente debe ubicarse empotrad en el exterior de los inmuebles a una altura mínima para la base de la caja al nivel del pisó de 1.4 m y la máxima altura de la base al nivel del piso de 1.6 m, para que permita una fácil revisión y lectura de los medidores. Por el contrario el armario para los medidores debe localizarse en un lugar especialmente destinado para tal fin, fuera del local de la subestación.

Los armarios para más de cuatro medidores no pueden ser localizados debajo de escaleras, ni empotrados en la pared; el lugar de ubicación del armario de medidores debe indicarse clara y específicamente en los planos de la subestación eléctrica, cuando se presente el respectivo proyecto ante la empresa. Debe ser un sitio de fácil acceso, suficientemente iluminado para la revisión y mantenimiento de los respectivos equipos y no se debe llegar a él a través de habitaciones, oficinas, etc., y en ningún momento debe utilizarse como depósito de materiales, desperdicios, lugar de habitación, vestier, entre otros.

En la instalación de cajas y armarios de medidores se debe tener en cuenta la disposición de los equipos y barrajes alojados dentro, con el fin de cumplir en el espacio de trabajo, con las distancias mínimas libres a las partes activas, especificadas en la norma NTC 2050 tabla 110-16 a. Además, se deberá disponer de un espacio por lo menos de 1 m, con el objeto de lograr la total apertura de las puertas de los mismos, que permita una rápida y segura manipulación o mantenimientos de los equipos.

Para los armarios ubicados en sótanos utilizados como parqueaderos de vehículos, se debe colocar una defensa física que los proteja de choques. Dicha defensa debe permanecer instalada permanente y su eliminación o retiro posterior a la recepción del armario por parte de la empresa, será causal de la suspensión del servicio a todo el centro de la distribución.

2.9 RESPONSABILIDAD SOBRE LAS REDES ELÉCTRICAS

2.9.1 Redes internas. El diseño, construcción y mantenimiento de la red interna es responsabilidad exclusiva del cliente y deberá observar las normas técnicas oficiales aplicables, razón por la cual la empresa está excenta de toda responsabilidad en los eventos en que se comprometa dicha instalación.

El cliente, bajo su entera responsabilidad, podrá elegir el electricista, técnico electricista o ingeniero que diseñe, construya y/o mantenga la red interna, en razón a las competencias que la regulación y las leyes vigentes establezcan para cada uno de ellos. Sin embargo, las partes pueden pactar que la construcción y diseño de la red interna puede ser realizada por la empresa.

Cuando el usuario lo solicite, o cuando se presenten desviaciones significativas del consumo, o cuando se presente un riesgo que pueda afectar la seguridad del sistema de distribución local o de transmisión regional, la empresa efectuará la revisión de la red interna para determinar si es o no apta para la prestación del servicio y hará las recomendaciones para que el cliente proceda a repararla o adecuarla en el término que se le señale. La revisión que realice la empresa por solicitud del cliente, se cobrará de acuerdo con el precio que determine la empresa.

2.9.2 Acometidas. El diseño, construcción y mantenimiento de la acometida es responsabilidad exclusiva del Cliente y deberá observar las normas técnicas oficiales aplicables, razón por la cual la empresa está excenta de toda responsabilidad en los eventos en que se comprometan dichas instalaciones. Sin embargo, la Empresa puede ordenar su reemplazo, adecuación o ampliación y se reserva el derecho de aceptarla cuando se trámite la solicitud de conexión.

Cuando el usuario lo solicite, o cuando se presenten desviaciones significativas del consumo, o cuando se presente un riesgo que pueda afectar la seguridad del sistema de distribución local o de transmisión regional, la empresa efectuará su revisión para determinar si es o no apta para la prestación del servicio y hará las recomendaciones para que el cliente proceda a repararla o adecuarla, en el término que se le señale. La revisión que realice la empresa por solicitud del cliente, se cobrará de acuerdo con el precio que determine la empresa.

Cuando una acometida pueda convertirse en una red local, la empresa podrá hacerle derivaciones, modificaciones y ampliaciones, pero deberá remunerar al propietario por su utilización de acuerdo con la normatividad vigente.

2.9.3 Redes locales. El cliente no podrá utilizar las redes locales de distribución o de transmisión regional, ni realizar obras sobre éstas, salvo autorización expresa de la EBSA. Corresponde a la empresa el mantenimiento y reparación de las redes locales.

2.10 PROPIEDAD DE LAS CONEXIONES

La propiedad de los conductores, equipos y demás elementos o artefactos eléctricos que conforman una acometida externa será de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión, evento en el cual serán del propietario del inmueble al cual se adhieren. Sin perjuicio de las labores de mantenimiento y/o reposición que se requieran para garantizar una eficiente prestación del servicio, la empresa no podrá disponer de las conexiones cuando sean del cliente, sin su consentimiento. Lo dispuesto anteriormente no impide que la empresa promueva procedimientos de expropiación y servidumbres de acuerdo con las finalidades previstas en la ley.

2.11 CONSIDERACIONES EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS ELÉCTRICOS

- El cliente debe adecuar las instalaciones eléctricas de su inmueble, cuando tramita una solicitud de servicio por aumento de carga, independización, cancelación, incorporación

de cuentas (incluye fronteras comerciales), cambio de ubicación de los equipos de medida y cambio del nivel de tensión.

- Cuando debido a una solicitud de servicio se requiera cambiar el transformador existente o instalar uno adicional o instalar una celda de medida en M.T., se debe modernizar la subestación para que cumpla con las normas de construcción de redes que tenga la empresa vigentes en el momento de legalizar el servicio. En el caso de que las ampliaciones o modificaciones impliquen cambio de uso, el interesado debe presentar autorización de la alcaldía local.
- La adecuación de las instalaciones eléctricas en el caso de reducción de carga, puede consistir en la instalación en la acometida de un limitador de corriente, en una caja cerrada, que pueda sellar la empresa o un dispositivo equivalente que garantice el mismo efecto.
- El punto de conexión se garantiza, siempre y cuando el suscriptor no modifique los requerimientos de carga y la ubicación física del predio. La empresa podrá modificar las condiciones de conexión del servicio de una solicitud de factibilidad y su punto de conexión, cuando detecte que el interesado ha ocultado información acerca de que el predio forma parte de un proyecto de urbanismo desarrollado por etapas o realice el fraccionamiento de un proyecto de redes con el ánimo de disminuir exigencia de las condiciones para la solicitud de conexión del servicio.
- Cualquier inconsistencia entre la información suministrada y la licencia de construcción, hará que la factibilidad de servicio pierda validez y el interesado deberá solicitar la revalidación del estudio de factibilidad de servicio, para obtener las nuevas condiciones para la solicitud de conexión, así las obras estén adelantadas.
- Si durante la ejecución de las obras o en la revisión del diseño, la potencia máxima requerida resulta superior a la registrada en la solicitud de factibilidad de servicio y el aumento de carga no sobrepase el rango establecido en los límites de carga contemplados en el contrato de condiciones uniformes, no se requerirá cambiar las condiciones dadas para la solicitud de conexión. En el caso de que el aumento de carga sobrepase el rango establecido en los límites de carga, será necesario tramitar una nueva solicitud de factibilidad de servicio y punto de conexión.
- La aprobación del proyecto eléctrico por parte de la empresa, no exonera de responsabilidad al diseñador del mismo por errores u omisiones que afecten su cumplimiento.
- Cuando existan dos o más empresas comercializadoras que ofrezcan el servicio a los suscriptores o usuarios desde una misma red local, la solicitud se hará al comercializador

que libremente escoja el usuario, con previa disponibilidad del operador de red, salvo que se trate de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio respectivo.

- De acuerdo con el artículo 95 de la ley 142 de 1994, los estudios de conexión y por consiguiente los estudios preliminares, no se cobrarán a los suscriptores o usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3.

2.12 SUBESTACIONES

Se permite por parte de la EBSA instalar transformadores en poste hasta una capacidad de 150 kVA si son propiedad pública y hasta 225 kVA si son de propiedad privada. A partir de transformadores de 150 kVA toda instalación deberá proveerse de una subestación, pero la empresa se reserva el derecho de exigir subestaciones para capacidades menores si las condiciones del sistema así lo requieren.

La subestación se debe ubicar en un sitio tal que permita el libre acceso para la instalación, retiro de las celdas y equipos, así como para ejecutar operaciones de maniobras y mantenimiento y debe cumplir con todas las disposiciones contempladas en las secciones 110 y 450 de la norma NTC 2050.

Los fabricantes de subestaciones deberán establecer una garantía de construcción, por un término no inferior a un año, a partir del momento en que entre en servició la subestación, para garantizar al comprador el reemplazo o reparación de los elementos averiados por defecto de construcción ó de calidad de los materiales.

La empresa avalará la construcción de subestaciones de pedestal, siempre y cuando los fabricantes de las mismas se encuentren registrados en el boletín de certificación de conformidad de productos expedido por la corporación centro de investigación y desarrollo tecnológico (CIDET).

3. MODALIDADES DE SERVICIO

Para efectos de desarrollo en el presente reglamento, cuando se haga referencia a la carga contratada, se entenderá por la misma como la demanda máxima consumida por un inmueble, multiplicada por un factor de utilización del 80 % de su capacidad instalada. Esto de acuerdo a la capacidad del interruptor automático (numeral 7.8.1-f).

3.1 TIPO DE SERVICIO

El servicio de energía que se suministre por parte de la EBSA, será para uso exclusivo del inmueble y no podrá revenderse ni facilitarse a terceros. Tampoco podrá extender sus instalaciones interiores bajo vías, espacios públicos o privados o predios adyacentes. El suscriptor solo podrá utilizar la energía dentro del tipo de servicio para el cual fue aprobado, de acuerdo con la siguiente clasificación:

Tabla 1. Tipos de servicio.

Residencial	[1]
Comercial	[2]
Industrial	[3]
Oficial	[4]
Alumbrado Público	[5]
En Bloque	[6]
Servicio Especial	[7]
Servicio Provisional	[8]
Áreas Comunes	[9]

Fuente. Contrato de condiciones uniformes del servicio de energía eléctrica, EBSA.

3.2 FACTURACIÓN

Dentro de los tipos servicios definidos en las categorías del 1 al 9 del numeral 3.1, la energía suministrada a instalaciones se facturará de la siguiente forma:

3.2.1 Usuarios que no cuentan con medición individual. Para clientes legalizados que acceden al servicio a través de acometidas directas por razones de tipo técnico, de seguridad o de interés social se determinará la facturación el servicio de la siguiente manera:
a) Usuarios residenciales. El consumo facturable de clientes residenciales que no cuenten con equipos de medida, se realiza con base en el consumo promedio de los últimos seis (6) meses de los suscriptores o usuarios de su mismo estrato socioeconómico que cuenten con medida, considerando el mercado total de la empresa.
b) Usuarios no residenciales. Para suscriptores o usuarios no residenciales, el consumo se determinará con base en aforos individuales y/o carga instalada en el inmueble.
c) Usuarios ubicados en asentamientos subnormales. El consumo facturable se determinará con base en el promedio de los últimos seis (6) meses de los suscriptores o usuarios del estrato socioeconómico predominante en el sector donde se encuentren ubicados los clientes.

3.2.2 Usuarios que cuentan con medición individual. El consumo se establecerá por la diferencia de lecturas, operación aritmética que consiste en la diferencia que arroje la sustracción entre la lectura actual y la lectura anterior del medidor. Si es un solo medidor para inquilinatos y multiusuarios, este consumo se dividirá entre el número de suscriptores y/o usuarios que comparten el medidor.

3.2.3 Usuarios con servicio provisional. El consumo para estos tipos de servicios, ya sean espectáculos públicos no permanentes, iluminaciones decorativas y otros servicios no residenciales de carácter ocasional, con duración no superior a un año, se facturarán de la siguiente forma:

a) Usuarios con medidor. El consumo facturable se determinará por parte de la empresa, con base en la diferencia en el registro del equipo de medida entre la lectura al momento de instalarlo y la lectura al momento de desconectarlo.
b) Usuarios sin medidor. El consumo se determinará con base en los aforos individuales y/o carga instalada en el inmueble.

3.3 FACTOR DE POTENCIA

Para las instalaciones eléctricas que estén consideradas en la clasificación del tipo de servicio del numeral 3.1, donde su demanda máxima sea igual o superior a 45 kVA y cuya medida se realice a través de medidores de potencia activa y potencia reactiva, deberán tener un factor de potencia no inferior a 0.9. En caso que la instalación eléctrica no cumpla con lo descrito anteriormente, la EBSA penalizará al usuario, cobrándole la energía reactiva consumida.

3.4 EQUILIBRIO DE FASES

En los tipos de servicios clasificados en el numeral 3.1, para los cuales las instalaciones son trifásicas, deberán estar conectadas de manera que la carga quede equilibrada en las tres fases. Todo desequilibrio de fase mayor del 5% comprobado por la EBSA será comunicado al suscriptor con el fin de que este lo corrija, para lo cual tendrá un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la fecha de comunicación por parte de la empresa. Si transcurrido este plazo el suscriptor no ha corregido dicha falla, la EBSA podrá aplicar las sanciones pertinentes.

3.5 TENSIONES DE SUMINISTRO

Las tensiones de suministro serán las siguientes:

3.5.1 Servicio desde las redes de uso general de distribución secundaria.

Las tensiones a plena carga son:

- Monofásico bifilar a 120 Volts ± 5% para red residencial ó comercial y 127 Volts ± 5% para red industrial, mediante acometida de dos conductores conectados a fase y neutro.
- Para áreas rurales, monofásico trifilar a 120/240 Volts ± 7% mediante acometida de dos conductores conectados a fases y uno al neutro.

- Trifásico tetrafilar a 127/220 ó 120/208 Volts ± 7% mediante acometida de tres conductores conectados a las tres fases y uno al neutro.

Tensiones de suministro diferentes a las normalizadas en los literales anteriores, para servicios comerciales e industriales, serán suministradas mediante un transformador de propiedad del usuario, previa notificación a la EBSA sobre la tensión a utilizar y el suministro del equipo de protección y medida.

3.5.2 Servicio desde transformadores de distribución de uso dedicado.

Se recomiendan las siguientes tensiones en vació o de placa del transformador:

- Monofásico trifilar 125/250 Volts ±5%.
- Trifásico tetrafilar 127/220 Volts ±5%.
- Trifásico tetrafilar 266/460 Volts ±5%.
- Trifásico tetrafilar 277/480 Volts ±5%.

Los transformadores suministrados por el cliente deberán ser completamente nuevos y tener el protocolo de pruebas aceptado por la EBSA, la carta de garantía y la factura de compra, como requisito para su instalación. Entre la fecha de expedición de los protocolos de prueba y la fecha de puesta en servicio de la conexión no podrá haber transcurrido más de cuatro (4) meses (artículo 4.4.6 resolución CREG 070 de 1998).

3.5.3 Servicio desde redes de uso general de media tensión y alta tensión.

- Trifásico trifilar a 13.200 Volts ± 3%, desde líneas primarias de distribución en algunas zonas fuera de la ciudad.
- Bifásico bifilar a 13.200 Volts ± 3% desde líneas primarias de distribución.
- Trifásico trifilar a 34.500 Volts ± 3% desde circuitos industriales urbanos o líneas de distribución fuera de la ciudad.
- Trifásico trifilar a 115.000 Volts ± 3% desde líneas de subtransmisión.

El servicio desde redes de uso general de media o alta tensión, se suministrará a través de los equipos de transformación normalizados por la empresa. La EBSA podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el cliente, por razones técnicas debidamente sustentadas.

3.6 LIMITES DE CARGA

La EBSA suministrará el servicio de energía eléctrica a sus clientes potenciales mediante red monofásica (bifilar), bifásica (trifilar), trifásica (tetrafilar) para uso residencial, comercial e industrial, dependiendo de su infraestructura eléctrica instalada en el área de influencia, siempre y cuando esta lo permita técnicamente y su capacidad de transformación así como la capacidad de transporte de las redes existentes satisfagan la carga requerida por el solicitante. En todo caso la empresa evaluará previamente la carga solicitada dependiendo del tipo de uso al cual se oriente la prestación del servicio.

Se concederán servicios de la red secundaria para cargas contratadas iguales o menores de 35 kW, así:

- Monofásico bifilar hasta 6 kW, para servicio comercial e industrial y hasta 9 kW, para servicio residencial.
- Monofásico trifilar hasta 9 kW, especialmente en áreas rurales siempre que la EBSA tenga la disponibilidad.
- Trifásico tetrafilar de 6 a 35 kW, para servicio comercial e industrial y de 9 hasta 35 kW, para servicio residencial.

Los servicios con carga contratada superior a 35 kW en el área urbana y a 9 kW en el área rural, serán suministrados desde la red de media tensión, salvo que la empresa tenga disponibilidad de potencia instalada en el sector. Los usuarios residenciales que utilicen para uso exclusivo unifamiliar transformadores con capacidad mayor a 45 kVA, serán clasificados en el nivel industrial y deberán cancelar los respectivos derechos de conexión y revisión, con las tarifas establecidas para este sector.

Cuando la red de media tensión sea aérea, los transformadores particulares en zonas residenciales pueden montarse sobre postes ubicados en vía pública hasta una capacidad

de 225 kVA. No se permitirá el montaje de transformadores en poste, de ninguna capacidad, ni la construcción de redes aéreas de media y baja tensión en zonas de conservación histórica.

Para todo usuario cuya carga individual sea igual o superior a 500 kVA el servicio se prestará a 34.5 kV más o menos 3% siempre y cuando haya la disponibilidad de dicha tensión. Para cargas mayores de 1000 kVA el servicio se prestará al voltaje resultante de realizar los cálculos eléctricos y económicos, siempre y cuando haya la disponibilidad.

Toda edificación que esté dotada de ascensores y toda construcción destinada a hospitales, clínicas, teatros, salas de espectáculos públicos, estadios o centros para reuniones deportivas nocturnas, terminal de transportes, centros comerciales, deberá tener un sistema eléctrico de emergencia o planta, que debe incluir un sistema de transferencia automático para que no quede en paralelo con la red y el cual será suministrado, instalado, mantenido y operado por el usuario y su instalación deberá ser informada a la EBSA. Además, el diseño de la instalación deberá garantizar una operación segura tanto para las instalaciones propias del usuario como para las instalaciones y equipos de la EBSA.

3.7 FRONTERAS COMERCIALES

Para efectos tarifarios, un usuario pertenece al nivel de tensión al cual está conectado el equipo de medida. Cuando un Usuario se conecte al sistema del OR mediante un transformador dedicado, tiene la opción de conectar su equipo de medida en el nivel de mayor tensión del transformador y ser considerado usuario del nivel correspondiente. En este caso el usuario debe cumplir con las normas aplicables y además, es responsable del mantenimiento del transformador, de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado de baja tensión.

3.8 TIPOS DE TARIFAS DE ENERGÍA

De acuerdo con el régimen tarifario aprobado por el organismo competente, estas tarifas se clasifican en:

3.8.1 Tarifas residenciales. En estas tarifas “monomia sencilla” hay solo un cargo por consumo y depende del estrato socioeconómico en el cual este clasificado el inmueble. No depende esta tarifa del horario de consumo.

3.8.2 Tarifas no residenciales. Dependiendo de la actividad económica, las principales tarifas no residenciales, son:

a) Tarifa comercial: esta tarifa es sencilla y no depende del nivel de tensión de alimentación.
b) Tarifa industrial: la tarifa industrial “binomia múltiple” depende de la carga contratada, energía consumida, del horario de utilización del servicio y del nivel de tensión de la alimentación.

4. PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE CARGA

4.1 SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE SERVICIO Y PUNTO DE CONEXIÓN

El cliente presentará solicitud de factibilidad de servicio cuando requiera:

- Servicio nuevo: cuando el predio no tiene servicio de energía.
- Independización de cuentas: el predio requiere un número mayor de cuentas que el existente.
- Aumento de carga en una o varias cuentas: cuando el requerimiento de la demanda máxima sea mayor a la actual.
- Cancelación de cuentas: cuando se requiere que el predio quede sin servicio de energía o por cambio de comercializador.
- Incorporación de cuentas para fronteras comerciales.
- Servicio provisional: cuando se requiere servicio temporal de la energía eléctrica.
- Cambio nivel de voltaje de suministro: cuando el servicio se requiera prestar a otro nivel de voltaje.
- Cambio de transformador.
- Cambio del lugar de la medición.
- Modernización o traslado de subestaciones.

Las solicitudes de factibilidad de servicio y punto de conexión serán atendidas por la EBSA mediante el trámite de una solicitud. La empresa efectuará la visita técnica al predio para el cual se solicita el servicio en un término máximo de 15 días hábiles contados a partir de la fecha de presentación de la misma. Como resultado de la visita técnica, se determinará si se requiere o no de un estudio de factibilidad.

Se adelantará un estudio de factibilidad para los casos de características diferentes a las ya mencionadas, como por ejemplo:

- Cuando no existe infraestructura eléctrica frente al inmueble.
- Cuando se requiere instalar una subestación o transformador de distribución.

- Cuando la solicitud conlleva un cambio de nivel de tensión para atender al cliente.
- Cuando la carga solicitada sea mayor de 35 kW y/o más de 4 cuentas en un mismo lote o amparados bajo una misma licencia de construcción.
- Modificación del número de cuentas o carga de los transformadores particulares de las unidades inmobiliarias cerradas.
- En zona veredal, para cualquier solicitud de carga que no esté contenida en un programa de electrificación rural.
- Cuando se excedan los limites de operación (capacidad amperimétrica de la red, regulación, perdidas de energía, etc.).

La solicitud de factibilidad y punto de conexión de servicio de energía podrá ser presentado por el cliente a la empresa, a través de un ingeniero electricista, entregando la siguiente información:

- Identificación del predio por su nomenclatura. Si no existe nomenclatura urbana oficial o es veredal, deberá adjuntar plano de localización (boletín de nomenclatura).
- Indicación de la potencia máxima requerida por el usuario y el número de cuentas monofásicas, bifásicas y trifásicas.
- Definir el tipo de servicio solicitado: residencial, comercial, industrial, oficial o provisional.
- En los casos en que se requiera hacer expansión del sistema de redes de distribución de la empresa, para atender solicitudes de factibilidad de servicio y punto de conexión a urbanizaciones y edificaciones en construcción y adecuación, el cliente deberá para la elaboración del proyecto eléctrico, anexar:

    - Copia de la licencia de construcción y la información inherente, que corresponda con los planos arquitectónicos del proyecto aprobado por la autoridad competente donde se contemple el desarrollo de las zonas de cesión tipo A.
    - Para los proyectos de redes, en caso de no existir proyecto de urbanismo aprobado, debe adicionar copia del plano topográfico o desarrollo urbanístico radicado ante la autoridad competente.
    - En el caso de proyecto de lotes con servicio para programas de vivienda de interés social (VIS), interés prioritario (VIP) o vivienda mínima, se debe adjuntar plano topográfico o de loteo aprobado por la autoridad competente.

Cuando la solicitud de factibilidad y punto de conexión se presente para un servicio provisional, el solicitante también deberá incluir la información indicada anteriormente. En el caso de que la solicitud sea presentada en forma incompleta, la empresa la devolverá y le indicará al cliente los requisitos pendientes de cumplir. Una vez aprobado el proyecto de diseño y realizadas las obras, se podrá diligenciar la solicitud de conexión.

4.2 SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Con base en el artículo 4 de la resolución CREG 148 de 2001, una vez haya sido definida la disponibilidad de servicio por parte de la empresa, la responsabilidad de realizar el estudio de conexión le corresponde al cliente, el cual deberá ceñirse a los requisitos técnicos y procedimientos establecidos por la empresa en el presente reglamento.

En los casos establecidos en el anterior numeral 4.1, se requiere para atender una solicitud de conexión, de un estudio de factibilidad de servicio para determinar si implica o no, expansión de la red. Las solicitudes de conexión que requieran estudio de factibilidad de servicio, serán remitidas a la gerencia de distribución para que esta verifique si implica expansión de la red de distribución para atender la solicitud y determine las condiciones de servicio y punto de conexión.

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 2 de la resolución CREG 225 de 1997, todo cliente potencial deberá obtener de la empresa prestadora del servicio, una autorización previa para realizar la conexión. La solicitud deberá presentarse en los términos previstos, en el presente contrato de condiciones uniformes de la EBSA y el reglamento de distribución de energía, conforme a lo establecido en las resoluciones CREG 108 de 1997 y 070 de 1998, y demás normas que las sustituyan, modifiquen o aclaren. Dentro de los procedimientos de la empresa para la aprobación de solicitudes de conexión, estas se diferencian en: cargas que no implican la expansión de la red del sistema de distribución y cargas que implican la expansión del sistema.

4.2.1 Cargas que no implican la expansión de las redes de distribución. Cuando la respuesta de la solicitud de factibilidad de servicio y punto de conexión de un inmueble o una unidad inmobiliaria cerrada determine que sólo se requiere la construcción de la acometida y/o activo de conexión, el procedimiento a seguir será:

a) Para conexiones en tensiones de nivel I. El usuario a través de un ingeniero electricista deberá presentar a la EBSA los planos eléctricos del inmueble y de la acometida hasta el punto de conexión definido en la etapa de factibilidad y las características de la demanda. Si la solicitud está relacionada con la modificación de una conexión existente, el usuario deberá presentar a través de un ingeniero electricista los planos eléctricos de la conexión existente y los nuevos planos con la modificación requerida.

b) Para conexiones en tensiones de nivel II, III y IV, para solicitar una conexión nueva o la modificación de una existente. El usuario a través de un ingeniero electricista deberá presentar la información pertinente dependiendo de la complejidad de la conexión.

4.2.2 Cargas que si implican la expansión de las redes de distribución. Cuando la solicitud de estudio de factibilidad de servicio y punto de conexión de un inmueble o una unidad inmobiliaria cerrada requiera de la construcción de obras de expansión de redes de uso general, el interesado a través de un ingeniero electricista debe presentar a la empresa la documentación según el tipo de proyecto eléctrico. La gerencia de distribución realizará el estudio y la evaluación del proyecto, y dentro del plazo estipulado dará respuesta al usuario.

a) Proyecto de redes. Se elaborará a través de un ingeniero electricista en todos los casos en donde se requiera la instalación de uno o más centros de transformación y el tendido de redes de media tensión y baja tensión, para suplir las necesidades de carga de la instalación eléctrica.

En estos proyectos el ingeniero electricista presentará fundamentalmente el diseño de las redes de media tensión y baja tensión, la ruta, las longitudes, la ubicación y capacidad de los transformadores, los tipos de estructuras y/o canalizaciones, las áreas de cesión tipo A y el alumbrado público con su infraestructura asociada.

El proyecto de redes se establece en los casos de urbanizaciones de lotes con servicio para autoconstrucción de viviendas o legalización de barrios de desarrollo progresivo.

Los proyectos de redes serán vigentes mientras la respuesta de la solicitud de estudio de factibilidad de servicio y punto de conexión esté vigente, siempre y cuando no haya modificación de las especificaciones urbanísticas del sector.

b) Proyecto de subestaciones o centros de distribución. Se requieren estos proyectos en todos los casos en donde se tengan proyectos de redes con centros de transformación

que no sean tipo poste, en donde se deba cambiar el transformador de la subestación existente por modificación de la carga, o instalar una nueva subestación eléctrica.

Los proyectos contendrán fundamentalmente el diseño de la acometida de media tensión y la subestación hasta el registro de corte del inmueble, como también la indicación de las distancias de seguridad eléctrica, localización de la red de media tensión y baja tensión, carga demandada, dimensionamiento de protecciones, barrajes, hasta el registro de corte del inmueble.

El proyecto de centros de distribución, se requiere para incorporar al sistema de distribución de la empresa un nuevo transformador, instalado en poste, siempre y cuando su instalación no haya sido contemplada dentro de un proyecto de redes.

c) Proyecto de redes de baja tensión. Se requiere este tipo proyecto en los casos donde para atender un aumento de carga se necesite construir un nuevo circuito de red de baja tensión o una acometida en baja tensión para alimentar una unidad inmobiliaria cerrada, con tablero general de acometidas o remodelar un circuito de red de baja existente, desde un centro de transformación existente de las redes de uso general, que tenga capacidad disponible o posibilidad de ampliarla.

d) Proyecto de electrificación veredal.

- Si la solicitud la adelanta la comunidad a través de la junta pro-electrificación se debe presentar anteproyecto ante la empresa para orientación y aprobación, a través de un ingeniero electricista.
- Si la solicitud la adelanta la comunidad a través de otras entidades gubernamentales o gremiales, se debe presentar proyecto de redes eléctricas firmado por un ingeniero electricista, en los formatos establecidos por la empresa para su aprobación.
- Si los transformadores no lo suministra la empresa se deberá presentar protocolo, factura de compra y carta de garantía de los mismos.
- Acta de aceptación de redes eléctricas, debidamente cuantificada y validada por la empresa. En el caso de actualización de la validez del proyecto, se debe determinar lo construido y aceptado por la empresa y lo proyectado a construir con base en el plano una vez aprobado.

4.3 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN

Las instalaciones internas son responsabilidad de los clientes y deberán cumplir con las condiciones para la conexión del servicio contenidas en la respuesta a la solicitud de factibilidad y el punto de conexión, que son la base para realizar el respectivo diseño eléctrico. Una vez aprobado el proyecto de diseño y realizadas las obras, se podrá diligenciar la solicitud de conexión.

Las obras de infraestructura requeridas por el cliente deberán ser realizarse bajo su responsabilidad a través de un ingeniero electricista. No obstante, previo acuerdo entre el cliente y la EBSA, ésta última podrá ejecutar las obras de conexión. En este caso teniendo en cuenta el numeral 4.4.4 de la resolución CREG 070 de 1998, se establecerán los cargos a que hubiera lugar y el cronograma de ejecución del proyecto, mediante un contrato de conexión, el cual se regirá en lo que aplique por lo dispuesto en la resolución CREG 025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o sustituyan.

Las redes de uso general que se requieran para la conexión del usuario son responsabilidad de la empresa. No obstante, en el caso en que la empresa presente limitaciones de tipo financiero que le impidan la ejecución de las obras con la oportunidad requerida por el usuario, tales obras podrán ser realizadas por el usuario; en este caso, se aplicará lo dispuesto en el capítulo 9 del reglamento de distribución (resolución CREG 070 de 1998).

En el caso de la construcción de nuevas redes de uso general realizadas por el usuario, sin la inspectoría de la empresa o de ingenieros inspectores autorizados por ella, éste deberá presentar ante la empresa un instrumento financiero que garantice el cumplimiento de las normas técnicas establecidas por la misma, por un monto igual al veinte por ciento (20%) de las obras y por un período de cinco (5) años a partir de la puesta en servicio de los activos correspondientes.

En la conexión, se deben cumplir las condiciones técnicas que aseguren que las mismas no afecten la seguridad del STR y/o SDL de la empresa, ni de otros clientes. Los clientes, bajo su responsabilidad, podrán elegir al ingeniero electricista que diseñe, construya y/o mantenga sus redes internas, según la competencia que las normas vigentes o su matrícula profesional otorguen para actuar a cada uno de ellos.

4.4 CONTRATO DE CONEXIÓN

De acuerdo con el numeral 4.4.5 de la resolución CREG 070 de 1998, cuando la empresa asuma la ejecución de las obras de conexión de un usuario, o cuando se requieran redes de uso general para la conexión de un usuario, antes de la iniciación de las obras, deberá suscribir un contrato de conexión con el usuario, el cual se regirá en lo que aplique por lo dispuesto en la resolución CREG 025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o sustituyan. El contrato de conexión remunerará los activos de conexión involucrados, que sean o que se puedan convertir en redes de uso general.

4.5 PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

Previo a la puesta en servicio de una conexión, la empresa verificará que la acometida y, en general, todos los equipos que hacen parte de la conexión del cliente, cumplan con las normas técnicas exigibles. Así mismo, verificará que la operación de los equipos de los clientes no deteriore la calidad de la potencia suministrada a los demás clientes.

La empresa cobrará la revisión de la conexión, en términos de horas-hombre del personal y el transporte del mismo al sitio de la conexión. Además podrá exigir, previa sustentación, el cumplimiento de un procedimiento de homologación y/o los protocolos de pruebas de los diferentes equipos a instalar por un nuevo Usuario, o por la ampliación de la capacidad de un cliente existente. El cliente deberá coordinar con la empresa, la realización de las pruebas y maniobras que se requieran para la puesta en servicio de la conexión.

Para la puesta en servicio de la conexión del proyecto de redes o subestación eléctrica se debe disponer de la siguiente información:

- Planos finales del proyecto eléctrico construido.
- Formatos diligenciados de las obras del proyecto eléctrico.
- En el caso de que el cliente realice las obras, se requiere protocolo, factura de compra y carta de garantía del transformador con una vigencia por un término no menor de 12 meses de calidad y buen funcionamiento, y con menos de cuatro (4) meses de expedición, certificando que estos documentos corresponden al equipo instalado y que cumplen con las normas técnicas correspondientes.

- En el caso de que el proyecto se haya realizado sin la supervisión de un ingeniero electricista, el dueño de la construcción debe presentar la póliza de garantía a favor de EBSA de estabilidad de la obra de las redes, por un monto igual al 20% del valor del presupuesto de las redes eléctricas de uso general y por un período de cinco (5) años a partir de la puesta en servicio.

5. INSTALACIONES INTERNAS

El diseño y construcción de las instalaciones internas se hará según lo establecido en la norma NTC 2050.

5.1 DISEÑO DE INSTALACIONES INTERNAS

El diseño de las instalaciones internas se elaborará sobre planos de planta, en los cuales se represente de manera unifilar la localización de salidas indicando el tipo de carga o aparato que será atendido en cada una de ellas. En todos los casos se hará un diagrama unifilar de los circuitos. Para edificaciones con tableros de acometida o distribución localizados en varios niveles, se representarán adicionalmente esquemas de corte vertical.

Los diseños para instalaciones residenciales no requieren cálculos particulares de iluminación, debiendo cumplir como mínimo con lo establecido en el Anexo A Tabla A.1 para salidas de alumbrado. En el caso de instalaciones no residenciales se deben calcular los niveles de iluminación establecidos en el Anexo A Tabla A.2.

5.2 CIRCUITOS RAMALES

Las instalaciones internas serán atendidas por circuitos ramales derivados de tableros de distribución. Los circuitos ramales se clasificarán según la capacidad de corriente máxima o según el valor de ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente y podrán alimentar cualquier salida o combinación de salidas cuya carga instalada no supere la capacidad nominal del circuito. La clasificación de los circuitos ramales que no sean individuales debe ser de 15, 20, 30, 40 y 50 A.

Cuando se usen, por cualquier razón, conductores de mayor capacidad de corriente, la clasificación del circuito debe ser determinada por la corriente nominal o por el valor de ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente. Cuando se trate de circuitos

ramales que alimenten motores, se deberá cumplir con lo establecido en la sección 430 de la norma NTC 2050.

Los circuitos ramales instalados en ductería no metálica llevarán un conductor de continuidad de puesta a tierra seleccionado según lo establecido en el Anexo A Tabla A.3.

Los ductos para circuitos ramales se seleccionarán teniendo en cuenta el calibre y cantidad de conductores alojados, de tal manera que no se exceda el número máximo de conductores por ducto indicado en el Anexo A Tabla A.4.

5.3 CALIBRE MÍNIMO DEL CIRCUITO RAMAL Y DERIVACIONES

A continuación se muestra una tabla donde se especifican los calibres mínimos de los conductores de circuitos ramales y derivaciones. El calibre especificado corresponde a conductores Cobre THW.

Tabla 2. Calibres mínimos de los circuitos ramales y derivaciones.

Descripción	Capacidad del circuito en Amperes				
	15	**20**	**30**	**40**	**50**
Calibre mínimo del circuito (AWG)	12	12	10	8	6
Calibre mínimo de derivación (AWG)	14	14	14	12	12

Fuente. Norma NTC 2050.

El conductor del neutro tendrá el mismo calibre del conductor de fase, excepto cuando se trate de circuitos tetrafilares balanceados, en cuyo caso se podrá seleccionar un calibre equivalente al 70% de la capacidad de corriente del conductor de fase.

Cuando dos o más circuitos ramales vayan por un ducto común se podrá utilizar un solo conductor de neutro sí: 1) la suma de las corrientes de los circuitos ramales de una misma fase, no supere la corriente nominal del conductor de neutro ó 2) la corriente resultante de los circuitos ramales de diferentes fases, no supere la corriente nominal del conductor de

fase de mayor calibre, en cuyo caso el calibre del conductor neutro será el mismo del conductor de fase de mayor calibre.

5.4 DISPOSITIVOS DE SALIDA

Los dispositivos de salida deben tener una corriente nominal no menor a la carga que van a servir y deben cumplir lo establecido en los siguientes apartados:

a) Portabombillas. Los Portabombillas que estén conectados a un circuito ramal de más de 20 A nominales, deben ser del tipo de servicio pesado.

b) Tomacorrientes.

1. Un tomacorriente sencillo instalado en un circuito ramal individual, debe tener una capacidad de corriente no menor a la de dicho circuito.
2. Cuando un tomacorriente esté conectado a un circuito ramal que alimente a dos o más salidas o tomacorrientes, la carga total conectada con cordón y clavija no debe superar el máximo establecido en la siguiente tabla:

Tabla 3. Cargas máximas de acuerdo a la corriente nominal de circuito.

Corriente nominal del circuito (A)	Carga máxima (A)
15	12
20	16
30	24

Fuente. Norma NTC 2050.

3. Cuando un tomacorriente esté conectado a un circuito ramal que suministre corriente a dos o más salidas o tomacorrientes, su capacidad de corriente debe corresponder a los valores establecidos en la siguiente tabla:

Tabla 4. Capacidad del tomacorriente de acuerdo a la corriente nominal de circuito.

Corriente nominal del circuito (A)	Capacidad de corriente del tomacorriente (A)
15	No más de 15
20	15 o 20
30	30
40	40 o 50
50	50

Fuente. Norma NTC 2050.

Los usuarios residenciales deberán contar como mínimo con las salidas indicadas en el Anexo A Tabla A.1. Para el caso de usuarios no residenciales las salidas serán determinadas en cada proyecto de manera particular. En el Anexo A Tabla A.5 se indican las cargas de diseño mínimas para diferentes aparatos eléctricos, las cuales deberán ser tenidas en cuenta para el dimensionamiento de los circuitos y la elaboración de los cuadros de carga.

5.5 CARGAS MÁXIMAS

La carga total no debe superar la corriente nominal del circuito ramal y no debe superar las cargas máximas especificadas en la siguiente tabla:

Tabla 5. Cargas máximas de acuerdo a la capacidad de circuito.

Descripción	Capacidad del Circuito en Amperes				
	15	20	30	40	50
Carga máx. de un artefacto conectado mediante cordón y clavija *1	80%	80%	80%	80%	80%
Carga máx. de un artefactos fijo *2	50%	50%	*3	*3	*3
Carga máx. de salidas de alumbrado y tomacorrientes normales	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente. Normas para calculo y diseño de sistemas de distribución 1993, ESSA.

*1 Cuando existan otros aparatos en el circuito.
*2 Cuando se alimenten unidades de alumbrado y/o artefactos no fijos.
*3 En el caso de instalaciones domiciliarias sólo se acepta una salida para estos circuitos.

5.6 ALIMENTADORES

Antes de la instalación de los alimentadores se debe presentar un diagrama que recoja los detalles de dichos circuitos.

El diagrama debe presentar la superficie en metros cuadrados de la edificación u otra estructura alimentada por cada circuito, la carga total conectada antes de aplicar factores de demanda, los factores de demanda aplicados, la carga calculada después de aplicar los factores de demanda y el tipo y calibre de los conductores utilizados.

Los conductores del alimentador deben tener una capacidad de corriente suficiente para alimentar las cargas conectadas. En ningún caso la carga calculada para un alimentador debe ser menor a la suma de las cargas de los ramales conectados.

Los alimentadores deben estar protegidos contra sobrecorriente según lo establecido en la parte A de la sección 240 de la norma NTC 2050.

5.7 CONDUCTOR PUESTO A TIERRA

Todas las instalaciones de los predios deben tener un conductor puesto a tierra debidamente identificado. El conductor puesto a tierra, cuando esté aislado, debe tener un aislamiento: 1) que sea adecuado, además de serlo por el color para la tensión mas alta de los conductores activos del circuito de menos de 1 kV, o para sistemas de 1 kV o mas, con neutro puesto a tierra a través de impedancia, o 2) de tensión nominal no menor a 600 V para sistemas de 1 kV ó más, con neutro sólidamente puesto a tierra.

5.8 TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

Los tableros de distribución tendrán capacidad para alojar la totalidad de circuitos ramales derivados de ellos, de tal manera que cada circuito ramal tenga una protección independiente. Por ningún motivo, serán utilizados como cajas de paso y no se permiten empalmes dentro de ellos.

La protección de cada circuito ramal se hará mediante interruptor automático, con capacidad interruptiva superior a la corriente de cortocircuito resultante en el punto de instalación con el mínimo de 5 kA, su capacidad de corriente nominal o ajustada se seleccionara de tal manera que sea igual a la inmediatamente superior a la carga instalada del circuito ramal, salvo que se trate de circuitos que alimenten motores, en cuyo caso se deberá tener en cuenta lo establecido en la norma NTC 2050. Cuando se trate de circuitos polipolares el automático deberá tener disparo simultáneo de todos sus polos por falla en uno de ellos.

Para el caso de tableros con totalizador general, la capacidad del totalizador se seleccionará de manera similar a lo establecido para circuitos ramales, teniendo como base la demanda máxima proyectada de la carga atendida desde el tablero.

Los contactos de los automáticos tendrán una capacidad superior a la del automático de mayor capacidad instalada en el tablero. El barraje y/o bornes de entrada tendrán una capacidad superior a la capacidad nominal del conductor de la acometida parcial o subacometida.

6. ACOMETIDAS ELÉCTRICAS

6.1 CONTINUIDAD DE LA ACOMETIDA

Los conductores de la acometida deberán ser continuos desde el punto de unión de la red, hasta los bornes de entrada del equipo de medida, en ningún caso se aceptarán empalmes, ni derivaciones en el tramo de la acometida. La conexión de la acometida será realizada únicamente por personal autorizado por la EBSA.

En la caja o armario de medidores deberá reservarse en su extremo una longitud del conductor de la acometida suficiente, que permita una fácil conexión al equipo de medida.

6.2 NÚMERO DE ACOMETIDAS

Un inmueble solo podrá estar servido por una acometida, salvo casos de suplencia en la industria, evaluados y aprobados por la EBSA.

La acometida para cuentas bifamiliares puede ser única, compartida o independiente.

6.3 ACOMETIDAS AÉREAS

Las acometidas en baja tensión podrán ser aéreas hasta cargas contratadas iguales a 35 kW y la forma de conexión de los conductores de la acometida a la red de distribución, deberá hacerse teniendo en cuenta el calibre y el material, usando conectores apropiados de acuerdo con las normas para las conexiones aluminio-cobre o cobre-cobre, asimismo los conductores de la acometida a un inmueble, no deberán pasar por el interior ni por encima de otro predio o inmueble.

Para las acometidas aéreas, la caída de tensión desde bornes del transformador hasta el tablero de automáticos no debe superar el 6% en redes con cargas distribuidas o el 3% en redes con cargas concentradas.

6.3.1 Cableado de acometidas aéreas. Para las nuevas instalaciones y para aquellas existentes donde se han encontrado fraudes, la acometida se hará en cable antifraude para las monofásicas y bifásicas, y en cable concéntrico de cobre para las trifásicas. Las características de estos cables se muestran en el Anexo B Gráficas B.1, B.2 y B3.

Los cables antifraude estarán conformados por un conductor de neutro cableado helicoidalmente sobre uno o dos conductores de fase aislados en polietileno. Los conductores de fase y de neutro serán en cobre blando, y la chaqueta exterior de los cables terminados, en PVC.

Los calibres de los conductores de cables antifraude para acometidas monofásicas y bifásicas, son los siguientes:

- Acometidas monofásicas bifilares: 2x10 AWG, 2x8 AWG, 2x6 AWG y 2x4 AWG.
- Acometidas monofásicas trifilares y bifásicas trifilares: 2x8+1x8 AWG, 2x6+1x6 AWG y 2x4+1x4 AWG.

Los calibres de los conductores de cable de cobre para acometidas trifásicas son los siguientes: 3x8+1x10 AWG, 3x6+1x8 AWG y 3x4+1x6 AWG.

En los casos donde no se puedan utilizar cables antifraude, se emplearán conductores monopolares (CM), teniendo en cuenta que el conductor del neutro sea del mismo calibre del conductor de fase.

6.3.2 Conductores para acometida aérea. Cada acometida aérea deberá alimentar un solo conductor de entrada de acometida, excepto si la edificación posee 2 o más locales, o donde hay desde 2 hasta 6 medios de desconexión de la acometida, en cuyo caso se permite que un conjunto de conductores de entrada de acometida alimente todos los medios de desconexión.

Los conductores de entrada de la acometida no deberán tener empalmes y deberán estar protegidos contra daños mecánicos de acuerdo con las técnicas indicadas. Los ductos para

los conductores de entrada de acometida, cuando estén expuestos a lluvias deberán ser a prueba de agua y contar con drenaje.

Los mínimos calibres para las acometidas aéreas de B.T. hasta cargas máximas iguales a 35 kW, empleando un factor de potencia de 0.9 y un factor de utilización igual al 80 %, serán los siguientes:

a) Para acometidas monofásicas bifilares a 120 V:

Tabla 6. Calibre del cable antifraude para acometidas monofásicas bifilares.

Carga Contratada (kW)	Interruptor Automatico (A)	Calibre de Conductores Cobre 75 ºC (AWG)
2,6	30	2x10
3,5	40	2x8
4,3	50	2x8
5,2	60	2x6
6,0	70	2x4
6,9	80	2x4

b) Para acometidas monofásicas trifilares a 120/240V:

Tabla 7. Calibre del cable antifraude para acometidas monofásicas trifilares.

Carga Contratada (kW)	Interruptor Automatico (A)	Calibre de Conductores Cobre 75 ºC (AWG)
5,2	30	2x8+1x8
6,9	40	2x8+1x8
8,6	50	2x8+1x8
10,4	60	2x6+1x6
12,0	70	2x4+1x4
13,8	80	2x4+1x4
17,3	100	*CM: 2x2+1x2
21,6	125	*CM: 2x1+1x1

c) Para acometidas bifásicas trifilares a 120/208V:

Tabla 8. Calibre del cable antifraude para acometidas bifásicas trifilares.

Carga Contratada (kW)	Interruptor Automatico (A)	Calibre de Conductores Cobre 75 ºC (AWG)
4,5	30	2x8+1x8
6,0	40	2x8+1x8
7,5	50	2x8+1x8
9,0	60	2x6+1x6
10,5	70	2x4+1x4
12,0	80	2x4+1x4
15,0	100	*CM: 2x2+1x2
18,7	125	*CM: 2x1+1x1

d) Acometidas Trifásicas Tetrafilares 120/208 V:

Tabla 9. Calibre del cable concéntrico de cobre para acometidas trifásicas.

Carga Contratada (kW)	Interruptor Automatico (A)	Calibre de Conductores Cobre 75 ºC (AWG)
7,8	30	3x8+1x10
10,4	40	3x8+1x10
13,0	50	3x8+1x10
15,6	60	3x6+1x8
18,2	70	3x4+1x6
20,7	80	3x4+1x6
26,0	100	*CM: 3x2+1x2
32,4	125	*CM: 3x1+1x1

*CM: Conductores Monopolares.

6.3.3 Ducto para acometida aérea. El ducto de la acometida aérea se iniciará en el capacete donde los conductores entran al inmueble y llegará hasta la caja de medidores. Los ductos se seleccionaran teniendo en cuenta indicado en el Anexo A Tabla A.4.

El ducto de la acometida aérea deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser hermético.
- Calibre mínimo 1” en conduit gris para instalación embebida y conduit galvanizado para instalación expuesta.
- No podrá tener derivaciones ni perforaciones desde el inicio hasta la caja del medidor o armario de medidores.
- Deberá estar incrustado en los muros, con excepción de las paredes prefabricadas donde podrán ir superpuestos a partir del punto de entrada del tubo a la edificación.

6.3.4 Distancias mínimas de seguridad en acometidas aéreas de B.T. Los conductores de acometidas aéreas exteriores en B.T., deberán cumplir con lo establecido en el apartado 9.4 del presente reglamento.

Los conductores deberán tener una separación horizontal no menor de un metro (1 m) de las ventanas, puertas, salidas de emergencia o sitios semejantes. Cuando éstos son tendidos por encima de los anteriores obstáculos se considerará fuera de su alcance.

6.4 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS ALIMENTADAS DESDE LA RED AÉREA

Las acometidas subterráneas se exigen cuando las redes de distribución son subterráneas; también, en aquellos sitios donde la conformación urbanística no permita la construcción de redes aéreas, de acuerdo con las normas del plan de ordenamiento territorial (POT).

En urbanizaciones definidas como estrato 1, 2 y 3 y en predios que no estén sobre vías importantes, se podrá suministrar el servicio mediante acometida subterránea alimentándose de la red aérea desde el poste más próximo. De acuerdo con la carga solicitada del cliente, se debe verificar la posibilidad de rediseñar el circuito aéreo de baja tensión que pasa frente al inmueble; además, que exista la capacidad de transformación disponible o la posibilidad de ampliarla y que se cumpla con la regulación de tensión del 3% máxima en el final del

circuito de baja tensión. Éste refuerzo de la red deberá ser en un calibre no mayor a 4/0 AWG. Cuando no se pueda rediseñar la red aérea, la acometida será subterránea exclusiva a partir del transformador de la red de distribución o mediante un transformador dedicado desde la red de media tensión.

Al pie del poste de alimentación deberá existir una caja de inspección para acometida de baja tensión, a una distancia menor o igual a 1,5 m.

Toda acometida subterránea derivada de una red aérea tendrá protección contra sobrecorriente adicional a la del tablero de acometida, localizada en el punto de derivación, y una protección mecánica desde el punto donde deja de ser aérea hasta la caja de inspección, que deberá realizarse en tubo conduit galvanizado con un diámetro mayor o igual a 1", de acuerdo con el calibre del conductor, provisto de capacete de aluminio fundido y quedando fuertemente sujeto al poste con cinta de acero inoxidable de 1/2".

6.5 ACOMETIDAS ELÉCTRICAS ESPECIALES

6.5.1 Acometidas a obras provisionales. En el caso de obras provisionales, para la construcción de la acometida prima como criterio fundamental el cumplimiento de las normas de seguridad de la instalación eléctrica.

La instalación de la obra provisional, y de servicios temporales deberá constar como mínimo de los siguientes elementos:

- El conductor de la acometida general y de la parcial.
- Caja para instalar medidores o equipo de medición.
- Tubería metálica para la acometida y caja para interruptores automáticos de protecciones.
- Línea y electrodo de puesta a tierra.

6.5.2 Acometida para cuentas bifamiliares. El servicio de energía para inmuebles bifamiliares (2 cuentas) se hará con dos acometidas con su respectiva caja para cada medidor, cuando tienen frentes independientes y una sola acometida con una caja para dos medidores cuando el inmueble bifamiliar tiene un frente común (edificación de dos pisos).

Como un caso excepcional, en los estratos 1 y 2 con lotes bifamiliares, se podrá instalar una sola acometida y una caja de medidores para dos cuentas, pero en estos lotes bifamiliares, la EBSA podrá exigir acometidas independientes, cuando se necesite aumentar la carga en uno de los dos, ó en ambos inmuebles.

Para cajas de medidores en construcciones residenciales con más de dos cuentas, se exigirá una sola acometida.

6.6 PUESTA A TIERRA DE ACOMETIDAS

Los sistemas eléctricos serán puestos a tierra para la protección y seguridad de las personas, y facilitar la operación de los equipos que limitan las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en la línea. Además mantendrán la tensión con respecto a tierra dentro de un rango normal de funcionamiento. Los sistemas eléctricos se aterrizarán de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivos de protección en caso de fallas a tierra.

Todos los circuitos y sistemas eléctricos de corriente alterna, se deberán conectar a tierra, de acuerdo con la norma NTC 2050, sección 250-5.

En una caja o armario de medidores, se llamará "sistema de electrodo de conexión a tierra", al conjunto de los siguientes elementos: el conductor desnudo o con aislamiento de color verde para la conexión a tierra, el barraje a tierra y el electrodo de puesta a tierra.

El conductor de tierra normalmente no deberá transportar corriente. Es conocido también con el nombre de polo a tierra. Sirve para aterrizar las partes metálicas de equipos eléctricos, tales como motores, estufas, electrodomésticos, lavadoras, lavaplatos, ducterías metálicas y pantallas metálicas de cables.

6.6.1 Electrodo de puesta a tierra. Electrodo de puesta a tierra es un cuerpo metálico conductor en contacto permanente con el terreno y capaz de dispersar corrientes eléctricas. Está constituido por uno o varios elementos unidos entre sí, mediante conductores enterrados y no aislados del terreno. Algunos tipos de electrodos son: varillas 99% de cobre, placas, anillos o mallas construidas con conductores.

Al momento de adelantar la obra civil para la instalación de armario de medidores, caja para medidores o cajas para equipos de medida, se deberá dejar prevista la caja de la instalación del electrodo de puesta a tierra.

El electrodo de puesta a tierra normalmente se compone de una varilla de cobre de 99% de pureza de 5/8” x 2,44 m, y en caso de que el valor de la resistencia sea mayor a 25 ohmios, se colocarán las varillas necesarias o se tratará el terreno. Además, en una de las varillas se dejará una caja para medir la resistencia a tierra.

7. EQUIPOS DE MEDIDA

7.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES

Las características de los medidores de energía serán las siguientes:

Tabla 10. Características de los medidores.

Tipo	Clase	Corriente Mínima de Arranque
Activa residencial	2	0.5% In
Activa industrial	0.5S	0.5% In
Reactiva	3	0.5% In

Fuente. Reglamento de suscriptores 1994, EBSA.

7.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

Para la escogencia del equipo de medida a utilizar, se debe tener en cuenta, que la carga contratada no supere el límite de carga del medidor.

7.2.1 Limite de carga para medida directa.

Tabla 11. Equipo de medida para cargas alimentadas con redes de B.T.

Sistema de alimentación	Tipo de medidor	Límite de carga del medidor	Tensión y corrientes nominales del medidor	Corriente metrotécnica mínima del medidor
Monofásico Bifilar 120 V	Monofásico Bifilar	3.6 kVA	1x120V 5A	30 A
		7.2 kVA	1x120V 15A	60 A
		12 kVA	1x120V 20A	100 A
Monofásico Trifilar 120/240 V	Monofásico Trifilar	19.2 kVA	2x120/240V 20A	80 A
Bifásico Trifilar 120/208 V	Bifásico Trifilar	20,8 kVA	2x120/208V 15A	100 A
Trifásico Tetrafilar 120/208 V 254/440 V	Trifásico Tetrafilar	28.8 kVA	3x120/208V 20A	80 A
		54.0 kVA	3x120/208V 50A	150 A
		45.7 kVA	3x254/440V 20A	60 A

Fuente. Normas de construcción, EEB.

Como caso especial se tiene que para cargas contratadas cuyos calibres de acometidas sean mayores a 2 AWG, es necesaria la utilización de transformadores de corriente debido a "limitaciones físicas", ya que este es el calibre máximo (de mayor diámetro) que acepta la bornera del medidor.

7.2.2 Limite de carga para medida semidirecta.

Tabla 12. Equipo de medida para cargas alimentadas con transformador de uso dedicado y medida en B.T. a 120/208 V.

Capacidad del transformador (kVA)	Corriente nominal B.T. (A)	CT's (A)	Medidor
75	208	3x200/5	3x120/208V 5A
112,5	312	3x300/5	3x120/208V 5A
150	416	3x400/5	3x120/208V 5A
225	624	3x600/5	3x120/208V 5A
300	832	3x800/5	3x120/208V 5A

Fuente. Normas de construcción, EEB.

Tabla 13. Equipo de medida para cargas alimentadas con transformador de uso dedicado y medida en B.T. a 254/440 V.

Capacidad del transformador (kVA)	Corriente nominal B.T. (A)	CT's (A)	Medidor
75	90	3x100/5	3x254/440V 5A
112,5	135	3x200/5	3x254/440V 5A
150	180	3x200/5	3x254/440V 5A
225	271	3x300/5	3x254/440V 5A
300	360	3x400/5	3x254/440V 5A

Fuente. Normas de construcción, EEB.

7.2.3 Limite de carga para medida indirecta.

Tabla 14. Equipo de medida para cargas alimentadas con redes de M.T. a 13.2 kV.

Capacidad del transformador (kVA)	CT's (A)	Para 3 elementos		Para 2 elementos	
		PT's (V)	Medidor	PT's (V)	Medidor
300	15/5	13200/√3/120/√3	3x120/69V 5A	13200/120	3x120V 5A
400	20/5	13200/√3/120/√3	3x120/69V 5A	13200/120	3x120V 5A
500	25/5	13200/√3/120/√3	3x120/69V 5A	13200/120	3x120V 5A
600	30/5	13200/√3/120/√3	3x120/69V 5A	13200/120	3x120V 5A
800	40/5	13200/√3/120/√3	3x120/69V 5A	13200/120	3x120V 5A

Fuente. Normas de construcción, EEB.

Tabla 15. Equipo de medida para cargas alimentadas con redes de M.T. a 34.5 kV.

Capacidad del transformador (kVA)	CT's (A)	Para 3 elementos		Para 2 elementos	
		PT's (V)	Medidor	PT's (V)	Medidor
1400	20/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A
1500	30/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A
2000	40/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A
3000	50/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A
4000	80/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A
5000	100/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A
6000	100/5	34500/√3/120/√3	3x120/69V 5A	34500/120	3x120V 5A

Fuente. Normas de construcción, EEB.

CT's: Transformadores de Corriente.
PT's: Transformadores de Potencial.

7.3 BORNERAS PARA PRUEBA Y CONEXIÓN DE MEDIDORES

La EBSA aceptará para la conexión y prueba de los equipos de medida, el uso de dos tipos de borneras las cuales son:

7.3.1 Bornera para medida en dos elementos. Este tipo de bornera debe utilizarse para las medidas en conexión ARON. Basicamente llegan a la bornera las corrientes de las fases A y C y las tensiones A-B y B-C, teniendo en cuenta que la tensión la fase B es aterrizada por baja tensión. Estas borneras tienen nueve puntos como se puede ver en el Anexo C Gráfica C.1.

7.3.2 Borneras para medida en tres elementos. Este tipo de bornera se utiliza para las mediciones en media y baja tensión. A la bornera llegan las señales de tensión y las de corriente de cada una de las tres fases A, B y C, además del neutro. Este tipo de borneras tienen trece puntos como se puede notar en el Anexo C Gráfica C.1.

7.4 CABLE MULTICONDUCTOR PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA

El cableado desde los secundarios de los transformadores de medida hasta los medidores se debe realizar en cable multiconductor de cobre 8x12 AWG, aislados en PVC, 600 V, de acuerdo con las normas de fabricación NTC 307, 359, 2447, 1099 y 1818.

Para la identificación de cada uno de los conductores que conforman el cable multiconductor, ver Anexo C Gráfica C.2, se debe tener en cuenta lo establecido “por convención” en la siguiente tabla:

Tabla 16. Identificación de los conductores que conforman el cable multiconductor.

Conductor Nº	Color Base	Traza	Uso
1	Amarillo		Corriente ΦA
2	Azul		Corriente ΦB
3	Rojo		Corriente ΦC
4	Amarillo	Negro	Tensión ΦA
5	Azul	Negro	Tensión ΦB
6	Rojo	Negro	Tensión ΦC
7	Blanco		Neutro
8	Gris		Retorno

Fuente. Normas de construcción, EEB.

7.5 CABLEADO E INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

Para la medida directa, el cableado hasta el medidor debe cumplir con lo dispuesto en el capitulo numero 6 de acometidas eléctricas, ya que en este tipo de medida no se utilizan transformadores de tensión ni de corriente.

En la medida semidirecta e Indirecta, el cableado se debe realizar con cable multiconductor de cobre 8x12 AWG, aislados en PVC, 600 V. Sin embargo, se permitirá hacer el cableado con conductores identificados mediante los siguientes colores: amarillo, azul y rojo para las fases R S y T respectivamente y blanco para el neutro y en los calibres 10 AWG para la señal de corriente y 12 AWG para la señal de tensión.

7.5.1 Medida semidirecta. Solo se permitirá esta medida en redes de tipo trifásico tetrafilares, con tres elementos de corriente y sus respectivas tres tomas de potencial correspondiente a las fases R, S y T. Para este caso todos los elementos necesarios para la medida (medidores de potencia activa y potencia reactiva, transformadores de corriente y bornera de prueba) se ubicaran en un solo compartimiento diseñado exclusivamente para este fin. Ver esquema de conexión en Anexo C Gráfica C.3.

No se permitirán puentes en los medidores por lo que el compartimiento se proveerá de un barraje de tierra a donde se aterrizaran los transformadores de corriente, de modo que a los medidores se llevarán dos cables por fase para la señal de corriente y un cable por fase para la señal de tensión, mas uno general para el neutro.

Para la toma de tensión se dispondrá en el compartimiento de medida, de un barraje de cobre, del cual se tomará la señal a través de cables rematados con terminales de cobre que se sujetarán sólidamente al barraje con tornillos cobrizados. Sobre este barraje se dispondrá de una cubierta acrílica transparente removible y de alta resistencia al impacto.

Los transformadores de corriente de tipo barra, solamente deben ser utilizados para la toma de la señal de medida. Se ubicarán en el compartimiento de medición el cual será para uso exclusivo de la EBSA y que dispondrá de un dispositivo para sellado.

7.5.2 Medida indirecta. El cableado de los transformadores de corriente y de potencial se hará directamente desde los secundarios de dichos elementos hasta una bornera de conexión y prueba, con disposición para sellado y de la cual se derivará para los contadores respectivos.

El cableado se debe llevar a través de un ducto metálico. Este cableado se dedicará exclusivamente para llevar las señales de tensión y de corriente a los medidores.

Al igual que para la medida semidirecta, no se permitirá hacer los puentes de conexión a tierra de los transformadores de potencial o de corriente en los medidores, éstos se deberán hacer por cableado directo desde los transformadores.

La secuencia con la que se reciba el equipo de medida será positiva (R S T) y solo se aceptara para la conexión de estos elementos de medida, el uso de conductores multifilares.

Para los tipos redes que sean trifásicos tetrafilares se exigirá la medida en tres elementos para tensión y corriente, ver esquema de conexión en Anexo C Gráfica C.4.

Las medidas en redes tipo trifásico trifilares, se podrán realizar en dos o tres elementos para tensión y corriente. En el Anexo C Gráficas C.5 y C.6, se pueden ver las conexiones para este tipo de medida.

7.6 REQUISITOS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los medidores de inducción de potencia activa de clase 0.5, 1.0 y 2.0, deben cumplir con lo estipulado en la norma NTC 2288 y los medidores de inducción de potencia reactiva de clase 3.0 con lo estipulado en la norma NTC 2148.

Los medidores de estado sólido de potencia activa de clase 0.2S y 0.5S y los de clase 1.0 y 2.0, deben cumplir con lo establecido en las normas NTC 2147 y NTC 4052 respectivamente. Los medidores de estado sólido de potencia reactiva de clase 2.0 y 3.0, deben cumplir con lo estipulado en la norma NTC 4569.

Los transformadores de corriente (CT's) y tensión (PT's), clase 0.2 y 0.5, para usarlos con instrumentos de medida deberán especificarse para el ambiente donde se van a instalar, indicando temperatura ambiente máxima y mínima, altitud, tipo de instalación (interior o exterior), ambiente (limpio o contaminado). Los transformadores de medida deberán usar valores normalizados de corriente y tensión y deberán cumplir con las normas NTC 2205 y NTC 2207 respectivamente y someterse a los ensayos de rutina y especiales, conforme a las mismas normas.

La EBSA solo aceptará CT's de barra pasante en las instalaciones que así lo requieran, con su debido protocolo de pruebas aceptado por la superintendencia de industria y comercio (SIC).

Se debe tener en cuenta que las normas mencionadas anteriormente, corresponden a su última revisión; además, todos los equipos de medida que se vayan a instalar para el control de la energía eléctrica, deben ceñirse a lo establecido en la resolución CREG 070 de 1998, en lo concerniente al registro, revisión, prueba y sellado de los equipos de medida.

7.7 LECTURA DE LOS MEDIDORES

Cuando la conexión del equipo de medida es directa, la lectura indicada por el medidor corresponde al consumo de energía real del usuario. Si la conexión del equipo de medida es semidirecta o indirecta, con totalizador secundario, la lectura mostrada en el medidor debe multiplicarse por una constante, para de esta forma obtener el valor real de energía consumida por el usuario. La constante utilizada para tal efecto es:

$$K = K_I * K_V$$

Donde:

K = Constante de lectura.

K_I = Relación de transformación del CT.

K_V = Relación de transformación del PT.

7.8 CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES

Lo estipulado a continuación, tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para el diseño y la construcción de cajas y armarios para instalación de los medidores de energía.

Las instalaciones eléctricas de los medidores deben cumplir con lo establecido por la NTC 2050.

La EBSA aceptará medidores de energía para una o más cuentas así:

- En cajas: para servicios monofásicos o trifásicos máximo hasta cuatro cuentas.
- En armarios: para servicios monofásicos o trifásicos desde cinco cuentas hasta un máximo de 24, incluidas las reservas.
- En caja especial: para instalar grupo de medida en baja tensión con cargas contratadas iguales o superiores a 35 kW e inferiores a 300 kW.
- En celda: para grupos de medida en M.T. en el caso de cargas contratadas mayores de 300 kW con transformador exclusivo.

Cuando se requieran cajas o armarios diferentes a los especificados anteriormente, se presentará su diseño y justificación, para la revisión y aprobación por parte de la División de Ingeniería y Construcción de la EBSA.

El número de espacio de reserva se determina de la siguiente forma:

- Para edificaciones dedicadas exclusivamente a lugares de habitación se deberán dejar los siguientes espacios de reserva: hasta 11 cuentas una sola reserva y hasta 19 cuentas dos espacios de reserva.
- Para edificaciones dedicadas a lugares de habitación y con locales comerciales se deberán dejar las siguientes reservas: hasta 6 cuentas tres espacios de reserva y hasta 18 cuentas seis espacios de reserva.
- Para edificaciones dedicadas a oficinas y/o locales comerciales se deberán dejar los espacios de reserva siguientes: hasta 6 cuentas tres espacios de reserva y hasta 15 cuentas seis espacios de reserva.

7.8.1 Especificaciones generales

a) Materiales. Las cajas, armarios y celdas podrán construirse en lámina de acero Cold Rolled ó en fibra de vidrio. Las cajas deberán fabricarse en calibre 18 BWG (1.27 mm) y los armarios en calibre 16 BWG (1.58 mm) como mínimo.

Todos los tomillos, tuercas, arandelas, guasas, bisagras, etc., deberán ser galvanizados o cromados.

Las láminas de acero Cold Rolled utilizadas en la construcción de las cajas y armarios para medidores de energía, deberán ser sometidas a un tratamiento de limpieza, desengrase y fosfatizado, antes de proceder a la aplicación del inhibidor de corrosión y un acabado en esmalte al horno.

La puerta de las cajas y armarios deben estar provistas de vidrio, preferiblemente de seguridad o acrílico transparente de 5 mm de espesor, instalado de tal forma que no permita retirarlo por el frente y al mismo tiempo se pueda tener una visión fácil del contador para tomar lecturas sin necesidad de abrir la puerta.

b) Espacios libres. El espacio libre dentro de los armarios y cajas para medidores deberá ser el suficiente para dar amplio espacio a la distribución de los conductores y cables dentro de ellos, y la separación entre las partes metálicas de los dispositivos y los aparatos montados en su interior.

Se deberá cumplir con lo estipulado en el artículo 373-11 de la NTC 2050 en lo referente a separaciones entre partes activas, base, dispositivos, interruptores y puntos de soporte, así como las disposiciones con relación al espacio necesario para el alambrado.

c) Alambrado. Los elementos del armario de medidores o de las cajas deberán conectarse mediante conductores de cobre aislado a 600 V de calibre acorde con la carga contratada según la norma NTC 2050 tabla 310-16.

Los factores de demanda para el cálculo de calibre del alambre de los circuitos están contemplados en la norma NTC 2050 sección 220.

Para el alambrado de los armarios de medidores y en cumplimiento de la norma técnica Colombiana, NTC 2050 Sección 310-12 sobre identificación de conductores, la EBSA, normalizó los colores amarillo, azul y rojo para los conductores de las fases R, S y T, respectivamente. El color del aislamiento del conductor del neutro deberá ser blanco ó gris natural. Los conductores de puesta a tierra deberán ser desnudos, o con aislamiento color verde.

Las cajas, armarios y celdas deberán estar conectadas a un electrodo de puesta a tierra.

d) Conexiones eléctricas. Los terminales, empalmes y en general todas las conexiones que se realicen en las cajas ó armarios de medidores, deberán cumplir con lo estipulado en la NTC 2050, sección 110-14, con relación a los terminales y empalmes de los conductores, bornas, etc.

e) Barraje. El barraje tanto para las cajas como para los armarios de medidores deberá colocarse de tal manera que tenga fácil acceso para su revisión, la observación de los puntos calientes y ampliaciones futuras.
El barraje será mínimo pentapolar, fabricado en platina de cobre electrolítico y calculado teniendo en cuenta no solo la corriente de carga nominal sino también los esfuerzos mecánicos de la corriente de cortocircuito.

La densidad de corriente no deberá ser mayor a 1000 A por pulgada cuadrada de sección transversal (NTC 374-6).

Las barras serán pintadas en colores amarillo, azul y rojo (fases R, S, T) y blanco o gris natural para el neutro el cual irá colocado en la parte superior, y más cerca del fondo.

Se permitirá la instalación de la barra de tierra (continuidad de tierras) en la parte superior o inferior del armario atornillada a la estructura y a lo largo del armario.

La disposición de las fases de la barra deberá ser R, S, T, de frente hacia atrás (horizontal), de arriba hacia abajo (vertical), o de izquierda a derecha mirando de frente el armario (NTC 2050 articulo 384-3f').

El barraje deberá estar a la vista y protegido contra contactos accidentales por medio de una cubierta aislante tipo acrílico transparente de 4 mm de espesor mínimo removible frontalmente y deberá llevar dos (2) pines porta sellos diametralmente opuestos. No se aceptarán barrajes sin protección.

La separación mínima entre barras según la NTC 2050 tabla 384-36, es la siguiente:

Tabla 17. Distancias mínimas entre piezas de metal desnudas en cajas y armarios para medidores.

Tensión (V)	**Separación mínima de piezas de metal desnudas (cm)**		
	Entre partes vivas al aire libre	Entre partes vivas montadas en la misma superficie	Entre partes vivas y aterrizadas
≤ 125	1,3	1,9	1,3
126-250	1,9	3,2	1,3
251-600	2,5	5,1	2,5

Fuente. Norma NTC 2050.

f) Interruptor general. La conexión del interruptor al barraje deberá hacerse con conductores adecuados y debidamente bornados (terminal de compresión tipo pala en cobre).

El medio de sujeción del interruptor a la bandeja deberá permitir que la operación de instalación y remoción se efectúe fácilmente.

En cumplimiento de la norma NTC 2050, sección 230-203, los interruptores tripolares no podrán ser reemplazados por tres interruptores monopolares con enclavamiento mecánico, ya que los interruptores son de disparo libre y el disparo de uno de ellos podrá no operar los restantes.

La carga total de un interruptor automático (factor de utilización) no podrá ser mayor del 80 % de su capacidad nominal, de acuerdo con la sección 210-23 de la norma NTC 2050, salvo que este pueda trabajar con el 100 % de su capacidad en forma continua.

g) Dimensiones. En el Anexo C Gráfica C.7, se muestran las dimensiones en mm de las cajas para medidores de una cuenta monofásica y trifásica. Para dos cuentas en adelante y de acuerdo con el número de medidores a instalar, las cajas y los armarios deberán tener las siguientes dimensiones:

Tabla 18. Dimensiones de las cajas para medidores.

No. de cuentas	Altura (cm)	Ancho (cm)	Profundidad (cm)
2	60	60	20
3 y 4	80	110	20
3 y 4 (Barraje vertical)	100	90	20

Fuente. Normas de construcción, EEB.

Tabla 19. Dimensiones de los armarios para medidores.

No. de cuentas	Altura (m)	Ancho (m)	Profundidad (m)	No. de bandejas para medidores	No. de puertas
24	2,0	1,85	0,40	3	2
21	1,8	1,85	0,40	3	2
18	1,6	1,85	0,40	3	2
15	1,2	1,85	0,40	3	1
12	1,0	1,85	0,40	3	1
10	1,2	1,28	0,40	2	1
8	1,0	1,28	0,40	2	1
6	0,8	1,28	0,40	2	1
9*	0,8	1,77	0,40	3	1
6*	0,6	1,77	0,40	3	1

Fuente. Normas de construcción, EEB.

* Dependiendo del espacio y de la disposición para armarios de menos de 10 cuentas, los medidores se pueden instalar en tres bandejas.

8. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

8.1 TIPOS DE SUBESTACIONES

En el sistema de distribución de energía eléctrica se emplean subestaciones capsuladas, de pedestal, convencional de local, además de las subestaciones industriales y de subtransmisión a 34.5 kV.

Las subestaciones capsuladas y de pedestal son empleadas para el suministro de energía a edificios, industrias y zonas residenciales. Las subestaciones convencionales de local, se podrán emplear para alimentar urbanizaciones de normas mínimas o en casos espaciales de algunas industrias.

8.1.1 Subestación capsulada. El cuarto de la subestación se debe mantener libre de elementos ajenos a la subestación y en ningún caso podrá usarse como sitio de almacenamiento, además, por este cuarto no podrán pasar tuberías de agua, aguas negras, gas ó cualquier otro tipo de instalación.

Las subestaciones con transformadores sumergidos en aceite solo podrán instalarse en sótanos, semisótanos o primer piso. Cuando se necesite montar una subestación en pisos superiores el transformador será tipo seco. La subestación debe localizarse donde pueda recibir ventilación del aire exterior. No se aceptará que la ventilación sea realizada mediante ductos o chimeneas.

El recinto en el cual se instala la subestación, deberá tener una altura mínima de 2,3 mts, y dimensiones que permitan el retiro del equipo de mayor tamaño.

a) Iluminación. El cuarto donde se ubica la subestación deberá disponer de un sistema de iluminación artificial con un nivel lumínico mínimo de 300 luxes. El control de la iluminación se debe localizar junto al picaporte de la puerta de acceso.

b) Puesta a tierra. Las partes metálicas de la subestación que no transporten corriente y estén descubiertas se conectarán a tierra en las condiciones y en la forma prevista en la sección 250 de la norma NTC 2050.

La malla de puesta a tierra se debe construir antes de fundir la placa del piso destinado a la subestación. Esta malla está construida con cable desnudo de cobre No. 2/0 AWG. Se deberán utilizar los conectores adecuados o en su defecto se utilizará soldadura de estaño. A la malla de tierra se deberán instalar como mínimo dos (2) varillas de cobre de 2.44 x 5/8" y distanciados entre si mínimo dos veces la longitud de la varilla.

El número de varillas dependerá de la resistencia a tierra medida, la cual debe ser menor o igual a cinco (5) ohmios.

c) Disposición de las celdas. En el Anexo D Gráficas D.1, D.2, D.3 y D.4, se muestra la disposición y dimensiones que deben tener las celdas de la subestación capsulada con seccionadores de operación bajo carga. Los detalles finales de instalación de subestación se deben establecer de acuerdo a cada proyecto en particular.

En el caso de que el tablero de distribución de baja tensión se instale dentro del local de la subestación, se requiere ampliar el correspondiente local según el tamaño del tablero.

d) Acceso y espacios de trabajo. El acceso a la subestación debe ser suficiente para permitir la entrada o salida del equipo o celda de mayor tamaño, como también, para la movilización del personal de inspección y mantenimiento de la EBSA.

En caso de que los tableros se ubiquen contra el muro, el mueble metálico quedará retirado por lo menos 10 cm de los muros para permitir la circulación de aire.

Si las celdas se ubican en un cuarto y es posible dejar la puerta de este enfrentada al transformador, entonces se debe dejar una distancia de 1.50 mts de la celda al primer obstáculo. Si no es posible poner la puerta del cuarto frente a la celda del transformador, se debe dejar una distancia de 1.90 mts de la celda al primer obstáculo.

Las anteriores distancias de 1.50 ó 1.90 mts se pueden reducir a 0.60 mts si se utiliza una puerta de corredera en lugar de la pared frontal del local de la subestación. Esta puerta de

corredera cuando esté abierta, debe dejar espacio necesario para poder sacar el transformador para realizar trabajos en celdas.

El espacio de trabajo para el equipo eléctrico con tensiones nominales de 600 V ó menores deben ser los especificados en la norma NTC 2050 Artículo 110-16. Las distancias deben medirse desde las partes activas, si están descubiertas o desde el frente de la cubierta o abertura de acceso cuando estén encerradas.

La bóveda de la subestación debe cumplir con la norma NTC 2050 sección 450 parte C.

8.1.2 Subestación de pedestal. La subestación de pedestal consiste básicamente en un transformador autoprotegido con un seccionador de maniobra y terminales de media tensión de frente muerto, dispuesto dentro de uno o dos gabinetes tipo intemperie, provistos de puertas con cerraduras, de tal forma que los mandos, accesorios y conexiones eléctricas queden inaccesibles al público.

Cuando el seccionador de maniobra está incorporado dentro del gabinete del transformador, su operación puede ser selectiva o secuencial.

El transformador de la subestación de pedestal puede ser alimentado en derivación si se energiza a través de un seccionador de maniobra de compartimiento independiente y operación selectiva. En este caso se pueden conectar hasta tres transformadores de subestaciones diferentes, usando para cada derivación cable triplex de cobre calibre No. 2 AWG aislado a 15 kV y terminales tipo codo de 200 Amperes.

La protección de media tensión de la subestación de pedestal se hará mediante un fusible de expulsión tipo bayoneta en serie con un fusible limitador de corriente. La protección en baja tensión debe hacerse por medio de un interruptor automático, seleccionado de acuerdo con la curva de capacidad térmica que puede soportar el transformador y la corriente de cortocircuito. Los transformadores de distribución mayores o iguales a 75 kVA, deben llevar un relé de disparo tripolar, instalado en el compartimiento de baja tensión, para que dispare el interruptor en caso de ausencia de tensión en alguna de las fases.

Para la homologación de las subestaciones de pedestal, el fabricante deberá presentar a la Empresa las curvas de coordinación de protecciones de la subestación, teniendo en cuenta las características del fusible bayoneta, el fusible limitador de corriente utilizado, la

impedancia del transformador, y la característica del interruptor automático, con el fin de tener en cuenta dicha coordinación en el funcionamiento de la subestación.

Por razones de seguridad en la protección de baja tensión, se prefiere el interruptor automático instalado dentro del tanque del transformador y con lámpara exterior de señalización, que se encienda cuando el calentamiento producido por la sobrecarga haya llegado a los límites de prevención. Si la sobrecarga persiste o aumenta, debe entrar a funcionar el mecanismo de desconexión del interruptor.

Para proteger el transformador contra sobretensiones por maniobras, la empresa podrá exigir de acuerdo a la ubicación de la subestación, la instalación de pararrayos tipo terminal preformado.

La puesta a tierra de la subestación de pedestal debe cumplir con lo especificado en el apéndice b) del numeral 8.1.1 del presente reglamento. A esta tierra se deben conectar sólidamente todas las partes metálicas de la subestación que no transporten corriente y estén descubiertas, el neutro del transformador, la pantalla metálica de los cables de M.T., los puntos de tierra de los terminales preformados y los pararrayos.

Las subestaciones de pedestal se pueden instalar en locales cubiertos o a la intemperie. Cuando se instalan dentro de edificaciones, las dimensiones del local deben ser iguales a las exigidas para las subestaciones capsuladas. Las subestaciones de pedestal instaladas a la intemperie, se aceptan en conjuntos residenciales cerrados, sobre áreas de servicios comunes y su ubicación debe ser tal que exista acceso vehicular hasta el sitio de instalación de la subestación y quede a la vista del servicio de celaduría ó usuarios.

La subestación de pedestal tipo intemperie, se debe instalar sobre una placa de concreto de acuerdo con las dimensiones y normas de construcción correspondientes. Frente a ella se debe construir una caja de inspección doble como la que se muestra en las Gráficas D.5 y D.6 del Anexo D.

a) Elementos preformados. La subestación de pedestal por razones de seguridad, debe presentar frente muerto en el compartimiento de media tensión, es por eso que los terminales de cable y las conexiones exteriores de la subestación, se hacen utilizando elementos preformados.

La entrada y la salida de la subestación de pedestal deben tener terminales preformados tipo codo de 600 A, con el fin de disponer de una capacidad apropiada dentro de la configuración de los circuitos de M.T. en anillo abierto y de poder modificar dicho esquema en cuanto al punto de alimentación y los puntos de suplencia. Todos los terminales preformados tipo codo, tanto de 600 A como de 200 A deben tener punto de prueba, para identificar fases y comprobar ausencia de tensión.

En una subestación de pedestal se deben utilizar los siguientes elementos preformados de media tensión.

- Terminal tipo T de 600 Amperes.
- Terminal tipo codo 200 Amperes.
- Bujes de 600 A y 200 A dependiendo del cable a conectar.
- Receptáculo de parqueo.

Cuando sea necesaria la instalación de pararrayos, se deben emplear además de los anteriores, los siguientes elementos.

- Interfases reductoras del terminal tipo T.
- Pararrayos tipo terminal preformado.

Los terminales preformados deben cumplir con la norma ANSI/IEEE Std 386-1977 “Separable Insulated Connectors For Power Distribution Systems Above 600 V”

b) Protección contra cortocircuito. El transformador de la subestación de pedestal, llevará un fusible de expulsión tipo bayoneta, accesible desde el exterior, en serie con el fusible limitador de corriente.

c) Seccionador de maniobra. Los seccionadores de maniobra deben ser de operación selectiva, de construcción robusta tipo intemperie y capsulados de tal forma que los mandos y conexiones eléctricas queden inaccesibles al público.

Los terminales del cable de media tensión y los bujes de conexión del seccionador de maniobra, deben ser de tipo preformado de frente muerto. En el exterior del gabinete del seccionador de maniobra, deben existir señales preventivas de peligro. La extinción del arco,

producido en la interrupción del circuito de media tensión, puede ser hecha en aceite dieléctrico, en vacío, o en SF6.

Con la utilización del seccionador de maniobra de operación selectiva, en los circuitos de media tensión, se pueden alimentar en derivación las subestaciones de distribución. En este caso, dependiendo de la capacidad y el número de salidas que tenga el seccionador de maniobras, se podrán conectar hasta tres transformadores de subestaciones diferentes, usando para cada derivación cable triplex de cobre calibre No. 2 AWG aislado a 15 kV y terminales tipo codo de 200 Amperes. Por razones operativas estas derivaciones no pueden tener una longitud del cable mayor de 100 metros.

8.1.3 Subestación convencional de local. La subestación convencional de local son espacios con equipos de frente vivo, aceptadas en edificios o conjuntos multifamiliares.

En la conformación de la subestación convencional de local en su parte de media tensión puede tener una caja de maniobras, seccionadores de operación bajo carga o un barraje desnudo al cual se conecten los circuitos de entrada, salida y suplencia (cuando se tenga).

En caso del barraje desnudo, la conexión y desconexión de los circuitos al barraje se hace utilizando seccionadores tipo cuchilla, y la conexión al transformador o transformadores mediante cortacircuito de cañuela. Ver Anexo D Gráficas D.7 y D.8.

a) Distancias eléctricas y espacios de trabajo. El diseño del local y montaje de los equipos, en los casos especiales de más de un transformador, se debe tener en cuenta las distancias eléctricas, espacios de trabajo y seguridad mínimos. Las distancias eléctricas deberán estar de acuerdo con la norma NTC 2050 sección 710-33 y los espacios de trabajo deberán ajustarse a lo estipulado en la norma NTC 2050 sección 110-34.

b) Puesta a tierra. Todas las grapas de soporte de seccionadores y aisladores de barraje de las subestaciones se conectan con la línea a tierra, que es un cable de cobre desnudo de calibre superior o igual a 2 AWG y que se lleva hasta la malla de puesta a tierra, al igual que los transformadores y la pantalla de los cables de M.T.

La subestación debe cumplir con las disposiciones de puesta a tierra de la sección 250 de la norma NTC 2050.

8.1.4 Subestaciones industriales a 34.5 kV. Las subestaciones industriales a 34,5 kV pueden ser de instalación interior o exterior dependiendo, de la disponibilidad de espacio en predios del usuario y de las disposiciones de desarrollo urbano de la zona.

Estas subestaciones tendrán transformadores de 34.5 - 13.2 kV y 34.5 kV - 440 ó 480 V, dependiendo de la necesidad del cliente. El número de transformadores estará determinado por el resumen y análisis de las cargas y por la conveniencia de confiabilidad.

Con el objeto de reducir niveles de cortocircuito y limitar el manejo de altas corrientes en el lado secundario, se tienen normalizadas las siguientes potencias de transformadores:

- Relación 34.5 kV - 440 ó 480 V: 225, 300, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250 kVA.
- Relación 34.5 kV - 13.2 kV: 500, 630, 750, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 kVA.

Las protecciones primarias de los transformadores de 34.5 kV deben ceñirse de acuerdo a lo contemplado en la siguiente tabla:

Tabla 20. Protecciones primarias de los transformadores de 34.5 kV.

Rango de transformadores para 34,5 kV	Instalación tipo interior	Instalación tipo exterior
225 kVA a 800 kVA	Seccionador tripolar con fusibles HH	Cortacircuitos de cañuela
1000 kVA a 2000 kVA	Seccionador tripolar de operación bajo carga con bobina de disparo accionado por los siguientes relés: - Sobretemperatura - Buchholz	Interruptor o seccionador tripolar de operación bajo carga con bobina de disparo accionado por los siguientes relés: - Buchholz - Sobretemperatura
2500 kVA a 5000 kVA	Interruptor accionado por los siguientes relés: - Sobretemperatura - Buchholz - Sobrecorriente de fase - Diferencial - Disparo y bloqueo	Interruptor accionado por los siguientes relés: - Sobretemperatura - Buchholz - Sobrecorriente de fase - Diferencial - Disparo y bloqueo

Fuente. Normas de CODENSA.

En ningún caso podrán conectarse los transformadores en paralelo, para no tener necesidad en el lado secundario de soluciones costosas, que permitan selectividad en caso de falla, así como para no alcanzar niveles de cortocircuito muy altos, sobre todo en el caso particular del lado de 480 V.

a) Subestaciones industriales a 34.5 kV de instalación interior. Estas subestaciones podrán alimentarse por líneas aéreas, cables subterráneos o por líneas aéreas con tramos de cable subterráneos entre la estructura terminal y el centro de transformación.

Las características de los equipos seleccionados para este tipo de subestaciones, deberán ser las siguientes:

- Instalación:	interior
- Nivel de aislamiento (kV pico):	200 a 1000 m.s.n.m.
- Tensión nominal (kV):	34.5 kV
- Tensión máxima nominal del sistema (kV):	38 kV
- Frecuencia:	60 Hz

A continuación se presentan algunas especificaciones técnicas que se deben tener en cuenta para la instalación de los equipos a 34.5 kV.

- **Descargadores de sobretensión.** Cuando la subestación se alimenta por línea aérea, se debe instalar un juego de descargadores de sobretensión en la estructura de llegada de la línea aérea, pero en el caso de subestación de tipo interior se debe instalar un juego de descargadores de sobretensión adicional en el transformador si el cable subterráneo que conecta la subestación a la línea aérea tiene una longitud igual o mayor a 30 metros.

  Para las subestaciones con circuitos de entrada y salida o con circuitos de suplencia donde se requiera para cada circuito un juego de tres descargadores de sobretensión, la puesta a tierra será independiente para cada juego de descargadores de sobretensión.

  Las características de los pararrayos en el lado de 34.5 kV son las siguientes:

Tabla 21. Características de los pararrayos a 34.5 kV.

Tipo de descargadores de sobretensión	óxido metálico
Tensión nominal (kV rms)	27
Frecuencia nominal (Hz)	60
Corriente Nominal de descarga, onda 8/20 μs (kA)	10
Alta corriente de impulso de corta duración (pico con 4/10 μs) (kA)	100
Máxima tensión residual a la corriente de descarga onda 8/20 μs 10kA nivel de protección (kV)	89
Máxima descarga de tensión para una onda de impulso de 10 kA la cual produce una onda de tensión de cresta en 0.5 μs (kV)	98,2
Corriente de descarga de larga duración 1000 μs Valor de cresta (A)	250
Tensión de prueba de aislación externa a 60Hz (1 min) en seco	70
Tensión de prueba de aislación externa a 60Hz (1 min) bajo lluvia	60
BIL (kV) cresta	150

Fuente. Normas de CODENSA.

- **Transformadores de corriente.** En el lado de 34.5 kV se debe instalar un transformador de corriente en cada fase con las características contempladas en la norma IEC 185.

  Para subestaciones con varios transformadores de distribución, los transformadores de corriente tendrán una corriente nominal primaria igual a la suma de las capacidades de corriente de los transformadores de corriente asociados a las capacidades individuales de los transformadores de distribución.

- **Transformadores de potencial.** En el lado de 34.5 kV se debe instalar un juego de transformadores de potencial conectados en estrella con las características establecidas en la norma IEC 186.

- **Transformadores de potencia.** Deberán ser trifásicos a prueba de intemperie, auto-refrigerados y cumplir con la norma ANSI C57.12.00.

Los arrollamientos de 34.5 kV deben estar conectados en Delta y los arrollamientos secundarios deben estar conectados en estrella con neutro sólidamente puesto a tierra, con el grupo vectorial Dy5.

Los valores de impedancia y pérdidas deberán estar de acuerdo con la norma NTC 819 última versión, al igual que las tolerancias de impedancia deberán estar dentro de los valores dados por la norma NTC 380.

Todos los transformadores del tipo sumergido en aceite deben estar equipados con válvula de sobrepresión. Los transformadores de capacidad igual o mayor a 1000 kVA deben estar equipados con relé Buchholz con dos flotadores y contactos, los cuales podrán ser utilizados para alarma o para desconexión.

Dentro de los requisitos para la aprobación de la subestación por parte de la Empresa se exige el protocolo de pruebas de rutina de los transformadores a instalar, protocolo según la norma ICONTEC y la publicación IEC-76. Este protocolo debe llevar el visto bueno de la División de Ingeniería y Construcción de la EBSA.

- **Puesta a tierra.** En los Centros de Transformación tipo interior en la parte inferior de las celdas se debe instalar una platina de cobre con una sección transversal tal que la densidad de corriente no exceda de 1,55 A/mm^2 (1000 A/pulg^2). Esta barra de tierra debe tener en cuenta los esfuerzos térmicos y mecánicos causados por el flujo de corrientes de cortocircuito.

  La sección transversal de tal barra puede calcularse (según IEC 466) mediante la expresión:

$$S = \frac{I}{\alpha}\sqrt{\frac{t}{\theta}}$$

  Donde

  S = Sección transversal en mm^2 (mínimo 30 mm^2)

  I = Valor eficaz de la corriente de falla en A

  α = Constante que depende del tipo de material de la barra (α = 13 para el cobre)

t = Tiempo de duración de la corriente de falla en segundos

θ = Aumento de la temperatura en grados Kelvin

θ = 180º K si el tiempo de duración de la falla es < 2 seg.

θ = 215º K si el tiempo de duración de la falla está entre 2 y 5 seg.

b) Subestaciones industriales a 34.5 kV de instalación exterior. Estas subestaciones podrán alimentarse en derivación por redes subterráneas o por líneas aéreas en casos excepcionales como las zonas suburbanas.

Los transformadores con potencia superior a 1000 kVA y menores o iguales a 2500 kVA, deberán ser fabricados con tanque de expansión o cámara con colchón de aire (tipo sellado).

Los transformadores con colchón de aire se deben suministrar con válvula de sobrepresión, microinterruptor de sobrepresión y medidor de presión sin contactos; los transformadores con tanque de expansión se deben suministrar con válvula de sobrepresión, relé buchholz y filtro de sílica gel. Como elementos comunes a los dos tipos de fabricación deben poseer termómetro con contactos de alarma y disparo para temperatura de aceite e indicador de nivel con contacto, como elemento opcional el relé de presión súbita.

Los transformadores deberán ser trifásicos a prueba de intemperie, autorefrigerados y cumplir con la Norma ANSI C57.12.00.

8.1.5 Subestaciones de subtransmisión a 34.5 kV. El sistema de subtransmisión de electrificación rural de la EBSA utiliza un nivel de tensión de 34.5 kV, que alimenta los centros de transformación de donde se derivan los circuitos de media tensión de distribución rural.

Los centros de transformación rurales de distribución tienen transformadores de 34.5 - 13.8 kV ó 34.5 - 13.2 kV, dependiendo de la tensión de M.T. existente en la zona, cuya capacidad normalizada de los transformadores de potencia es la siguiente: 500 kVA, 1000 kVA, 1600 kVA, 2000 kVA, 2500 kVA, y 5000 kVA.

En la disposición física de los equipos en el patio se prevee la instalación de dos módulos de transformación, de igual capacidad preferiblemente. Cuando se instale un solo módulo de transformación en la etapa inicial, debe dejarse el espacio para la futura ampliación.

Con base en las necesidades propias del sitio de instalación se define la capacidad y los equipos de protección y maniobra a utilizar, normalizando de esta forma tres tipos de subestaciones de subtransmisión rural:

- De 0.5 MVA hasta 2.0 MVA con reconectadores.
- De 2.5 MVA hasta 10 MVA con celdas.
- De 2.5 MVA hasta 10 MVA con reconectadores.

Los centros de transformación de 2.5 a 10 MVA pueden tener celdas o reconectadores dependiendo de los equipos de interrupción instalados en el lado secundario del transformador de potencia.

Los módulos de líneas están compuestos de seccionador con cuchilla de puesta a tierra de 600 A y descargador de sobretensiones de 27 kV.

El barraje está construido en cable ACSR 266.8 mcmil y el sistema de puesta a tierra del centro de transformación está formado por varillas de puesta a tierra conectados entre sí, mediante cable de cobre calibre 2/0 AWG, formando una malla, la cual es calculada de acuerdo con el procedimiento presentado en la norma IEEE-80 con los siguientes datos: Resistencia máxima a tierra 3 Ohms, profundidad de enterramiento de la malla 60 cm, tiempo de duración de la falla 0.1 segundos.

Adicionalmente a la malla de puesta a tierra se debe colocar un sistema de apantallamiento colocando varillas de puesta a tierra en forma de mástil sobre los postes de concreto que conformen la estructura de los pórticos.

a) Subestaciones de 0.5 a 2.5 MVA con reconectadores. Estos centros de transformación se caracterizan por tener reconectadores para la protección primaria del transformador de potencia y para la protección de los alimentadores de M.T.

El centro de transformación se compone de un patio de conexiones de 34.5 KV - 13.2 kV, al cual pueden llegar y salir las líneas de 34.5 kV, en disposiciones a 90º 180º y 360º o ser terminal de la línea de 34.5 kV, con seccionadores monopolares de línea y descargadores de sobretensión.

El módulo de transformador en el lado de 34.5 kV se compone de seccionadores monopolares de barraje de 600 A 38 kV, reconectador de 400 A, transformadores de corriente incorporados al reconectador y descargador de sobretensiones de 27 kV. En el lado de M.T., se instalarán seccionadores monopolares de 400 A 15 kV antes del barraje de M.T. y en cada una de las salidas de línea antes y después del reconectador.

El transformador de potencia además de sus protecciones propias (temperatura, buchholz) debe tener protección de sobrecorriente al neutro.

El reconectador de 34.5 kV tiene bloqueado el recierre, ya que si éste actúa en falla puede dañar el transformador de potencia al someterlo a grandes esfuerzos. La característica de tiempo máximo de operación del reconectador en el lado de 34.5 kV, debe estar por debajo de la "curva de capacidad térmica" del transformador, la cual está dada por la norma ANSI C57.92.

b) Subestaciones de 2.5 a 10 MVA con celdas. Este tipo de subestaciones serán de instalación exterior y por tanto deberán tener un patio de conexiones de 34.5 kV y una casa de control donde se alojen las celdas de distribución de MT, los elementos de control, medida y protección de 34.5 kV y los sistemas de auxiliares en corriente continua y alterna.

El módulo del transformador debe estar compuesto de seccionador de barraje de 400 A, interruptor de potencia de 630 A y transformadores de corriente. El transformador de potencia además de sus protecciones propias (temperatura y buchholz), debe estar dotado de protección diferencial.

El grupo de celdas de distribución de MT se compone de 2 celdas de entrada, 6 celdas de salida (2 de reserva) y una celda de unión barrajes.

Cada celda es una unidad individual con un compartimiento posterior para el barraje trifásico, transformadores de medida y conexiones para los cables de salida. Cada barraje principal debe ser capaz de llevar continuamente 800 Amperes sin exceder las elevaciones de temperatura permisibles, y debe poder resistir térmica y mecánicamente una corriente de cortocircuito de 12 kA.

Este barraje debe estar soportado por aisladores de 15 kV, y cubierto con un tipo de aislamiento resistente al calor, de alta resistividad dieléctrica y de acción retardada al fuego.

Cada celda debe tener un barraje de puesta a tierra, al cual deben conectarse todos los paneles, pantallas de cables de MT, estructuras, soportes de cables y partes metálicas no portadoras de corriente. Este barraje debe tener una sección transversal, no inferior a la cuarta parte del área de cada conductor del barraje principal

- **Celda de entrada.** La celda es metálica de tipo cerrado (metal-clad), con un BIL de 110 kV y dimensiones máximas de 2.5 m de altura, 2.3 m de profundidad y 1.0 m de ancho.

  La celda debe ser apta para recibir el interruptor de potencia de 15 kV, tipo cajón extraíble (draw-out type), capacidad nominal de corriente de 800 Amperes, capacidad de interrupción de 12 kA simétricos y cable triplex de cobre 300 mcmil aislado a 15 kV, para las conexiones.

  La celda de entrada tiene el siguiente equipo de control, medida y protección:

  - Tres (3) transformadores de corriente, cada uno con tres núcleos: uno para medida de relación 300/600, 5 A, 20 VA, clase 1.0, dos núcleos para protección de relación 300/600, 5 A, 20 VA, clase 10P20.
  - Tres (3) relés de sobrecorriente de fase (50/51), cuya unidad instantánea tenga un rango de ajuste de 10 - 100 A, la unidad temporizada tenga rango de 4 - 6 A y característica tiempo-corriente extremadamente inversa.
  - Un relé de sobrecorriente de tierra (50N/51N), cuya unidad instantánea tenga un rango de 2 - 50 A, la unidad temporizada tenga rango de 0.5 - 4 A y característica tiempo-corriente extremadamente inversa. Los mecanismos de disparo y cierre del interruptor, operan a un valor de 125 Vcc.
  - Tres ampermetros con escala doble 0 - 300/5 A y 0 - 600/5 A.
  - Un wattmetro trifásico escala 0 - 10 MW de 34500/120 V 150/5 A.
  - Un medidor de kWh con registrador de demanda máxima y totalizador primario.
  - Un contacto conmutable de control manual del interruptor de potencia.

- **Celda de salida.** Esta celda tiene las mismas dimensiones y características de la celda de entrada. La celda debe ser apta para recibir el interruptor de potencia de 15 kV tipo extraíble, capacidad nominal de corriente de 630 A, capacidad de cortocircuito de 12 kA y el cable triplex de cobre No. 4/0 AWG aislado a 15 kV.

La celda de salida tiene el siguiente equipo de control, medida y protección:

- Tres (3) transformadores de corriente de 20 VA relación 150/5 A, cada uno con 2 núcleos secundarios, uno para protección con precisión 10P20 y el otro para medida con clase de precisión 1.0.
- Tres (3) relés de sobrecorriente de fase (50/51) con unidad instantánea con rango 10 - 100 A, unidad temporizada con rango 4 - 16 A y característica tiempo-corriente extremadamente inversa.
- Un relé de sobrecorriente de tierra (50N/51N) con unidad instantánea, con rango de 2 - 50 A, unidad temporizada con rango de 0.5 - 4 A y característica tiempo-corriente extremadamente inversa.
- Un relé de recierre (79) de dos operaciones. El primer recierre debe ser instantáneo el segundo recierre debe poder ajustarse para tiempos entre 0 y 3 minutos. El relé debe tener indicación visual de operación y un interruptor conmutable para eliminar o accionar el recierre.
- Tres (3) ampermetros con escala 0 - 150/5 A.
- Un wattmetro trifásico escala 0 - 3 MW de 34500/120 V 150/5 A.
- Un medidor trifásico de energía activa, reactiva y demanda máxima, con totalizador primario.
- Un contacto conmutable de control manual del interruptor de potencia.

- **Celda unión de barras.** Es de característica similar a las celdas de entrada o salida, en lugar de interruptor de potencia tiene un seccionador trifásico, con enclavamiento mecánico y eléctrico, con los interruptores de potencia de las celdas de entrada, ya que el seccionador trabaja en condición normalmente abierto.

  El seccionador trifásico de 15 kV, tiene una capacidad nominal de corriente de 800 A y la capacidad de cortocircuito de 12 kA, con mecanismos de operación manual mediante el uso de palanca.

  La celda de unión barras lleva en su parte frontal, todos los equipos necesarios para el monitoreo de la subestación de 34.5 kV.

  La celda unión barras tiene el siguiente equipo de control, medida y protección:

- Seis (6) transformadores de potencial, 34500/√3/120/√3 V, clase de precisión 0.5, 25 VA.
- Dos (2) voltmetros escala 0 - 15 kV / 120 V.
- Dos (2) selectores para voltmetro con posiciones O-AB-BC-CA.
- Seis (6) relés de sobrecorriente de fase (50/51) con unidad instantánea (50/51) parte de 34,5 kV, conectados a los transformadores de corriente tipo columna 34.5 kV relación 100/50:5.
- Dos (2) relés de sobrecorriente de tierra (50N/51N) con unidad instantánea parte de 34.5 kV, conectados a los transformadores de corriente tipo columna para medir corrientes de tierra de los transformadores de 34.5 kV/13.2 kV relación 100/50:5.
- Dos (2) relés diferenciales de protección de transformadores (87T).
- Dos (2) relés de disparo y bloqueo (86).
- Dos (2) selectores conmutables de control manual del interruptor de potencia de 34.5 kV.
- Un (1) voltmetro con escala de 0 - 40 kV / 120 V que utiliza la señal de los PT's tipo columna de relación 34500/√3-120/√3 V.
- Un (1) selector de voltmetro de siete (7) posiciones.

c) Subestaciones de 2.5 a 10 MVA con reconectador. Estos centros de transformación se caracterizan por tener en el lado de M.T. reconectadores para la protección de los alimentadores.

La subestación se compone del patio de conexiones donde se encuentran los barrajes de M.T. con sus equipos asociados y una caseta de control donde se encuentra el tablero de control, medida y protección de 34.5 kV, además de los sistemas de auxiliares en corriente continua y alterna.

Se ha previsto la instalación de hasta dos transformadores, por lo cual para cada uno se construye un barraje de M.T. y un seccionador de unión barras tipo intemperie, que en condiciones normales se encuentra abierto y solo se cierra cuando uno de los transformadores sale de servicio y se necesita transferir carga al otro barraje.

La entrada al barraje de M.T. y la salida a los alimentadores están protegidos por medio de reconectadores.

Los equipos utilizados en el lado de M.T. tienen las siguientes características:

- **Reconectadores.** Son tipo intemperie de operación trifásica, tensión nominal 13.2 kV, tensión máxima 15 kV, corriente nominal 600 A, BIL 95/110 kV interno/externo y corriente de cortocircuito según el punto de conexión.

  Los reconectadores deben ser totalmente automáticos, tener un indicador de posición que indique claramente su posición de cerrado o abierto. Además, deben estar equipados con dispositivos que permitan efectuar el cierre o la apertura manual mientras esté energizado o desenergizado y se debe poder operar mediante mando remoto, ya sea que esta orden provenga en forma manual por orden del operador o por los relés de protección de la subestación.

  El reconectador debe tener un gabinete a prueba de intemperie para alojar el mecanismo de operación, los elementos de control, protección y medida.

  El reconectador para alimentadores debe tener incorporado para protección dos CT's, uno con relación 150/75:5 A, 20 VA, 10P20 para protección y otro CT externo para medida con relación 150/75:5 A, 20 VA, clase 1,0.

  El reconectador de protección del barraje de M.T., debe tener las mismas características del reconectador de protección de los alimentadores de M.T., excepto que los CT's deben estar en relación 300/150:5 A.

- **Transformadores de potencial.** Tres PT's cada uno con un núcleo y relación 13200/√3-120/√3 V clase 0.5 burden 25 VA, tipo intemperie por módulo de transformación.

- **Transformadores de corriente.** Tres CT's con dos núcleos, una para medida y otro para protección, tipo intemperie, el núcleo de protección debe tener relación 300/150:5 A, 20 VA, clase 10P20. El núcleo de medida debe tener relación 300/150:5 A, 20 VA, clase 0,5 por módulo de transformación.

- **Seccionadores.** Tres seccionadores monopolares 400 A, 15 kV, 110 kV BIL, I_{CC} = 8 kA, tipo intemperie por salida.

- **Caseta de control.** La caseta de control se divide en dos secciones, una para alojar el banco de baterías y la otra para el cargador de baterías y los tableros de control, con dimensiones de 5 x 4 m y 4 x 2 m respectivamente y una altura de 3 m. Las paredes de la caseta deben ser hechas en ladrillo prensado, el piso en placa de concreto y la cubierta debe ser en concreto con un espesor mínimo de 12 cm.

- **Tablero de control.** El tablero debe construirse en lámina Cold Rolled calibre 14 USG, como mínimo. Debe ser del tipo dúplex con espacio de separación entre el panel frontal y el posterior, además debe estar provisto de bornas terminales para circuitos de control y los accesorios indispensables para la instalación de los relés e instrumentos de medida. El tablero de control debe tener el siguiente equipo de medida y protección:

  Panel Frontal:
  - Seis ampermetros con selector de escala 0 - 300/5 y 0 - 150/5 A.
  - Cuatro ampermetros con selector de escala 0 - 150/5 A.
  - Dos voltmetros escala 0 - 15 kV / 120 V y uno escala 0 - 35 kV / 120 V.
  - Un suiche para control manual del interruptor de potencia de 34.5 kV.
  - Dos selectores de voltmetro de siete (7) posiciones.
  - Tres contactos conmutables para control de los reconectadores.
  - Cuatro lámparas rojas que indiquen en servicio los reconectadores.
  - Cuatro lámparas verdes que indiquen en circuito abierto los reconectadores.
  - Una lámpara blanca que indique el disparo por protecciones de los reconectadores.

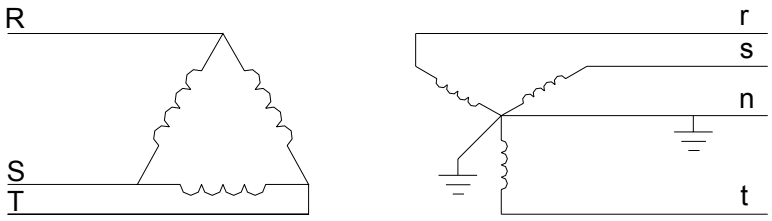
  Panel Posterior:
  - Un wattmetro trifásico escala 0 - 5 MW de 34500/120 V 150/5 A.
  - Seis medidores de energía activa, reactiva y demanda máxima, con totalizador primario.
  - Seis relés de sobrecorriente de fase (50/51) con unidad instantánea.
  - Un relé de protección diferencial (87 T).
  - Un relé de bloqueo (86).
  - Relés auxiliares para alarma y disparo por protecciones.

8.2 PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

8.2.1 Selección de los pararrayos. Para la selección de los pararrayos se debe tener en cuenta la tensión máxima que puede soportar la red, el tipo o clase de pararrayos deseado y el tipo de red trifásica que se va a proteger (red tipo A, B, C, D ó E), clasificación que se da según la puesta a tierra de la red, como se muestra a continuación:

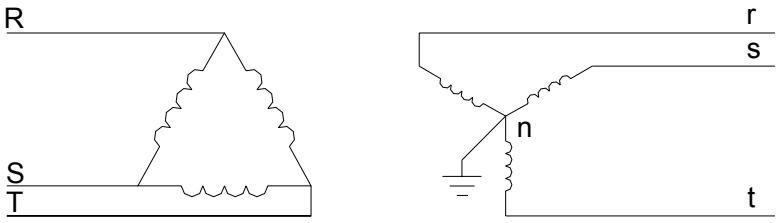
a) Red trifásica tipo A. Sistema estrella con cuatro conductores, cuyo neutro está directamente aterrizado en varios puntos del sistema.

Figura 1. Red trifásica tipo A.



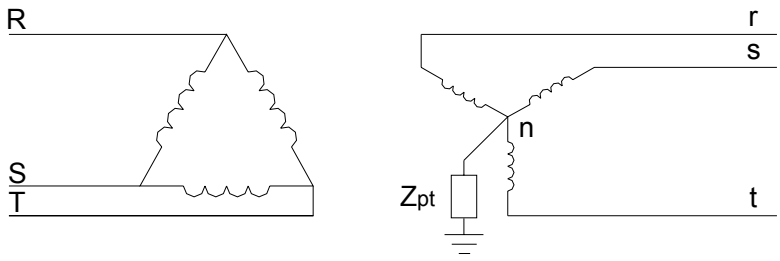
b) Red trifásica tipo B. Sistema estrella, directamente aterrizado en las subestaciones.

Figura 2. Red trifásica tipo B.



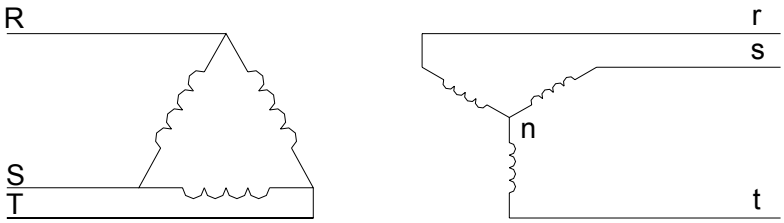
c) Red trifásica tipo C. Sistema estrella con el neutro aterrizado a través de resistencias, reactancias, etc.

Figura 3. Red trifásica tipo C.



d) Red trifásica tipo D. Sistemas aislados conectados en delta o estrella, no puestos a tierra.

Figura 4. Red trifásica tipo D.



e) Red trifásica tipo E. Sistemas aislados como los del tipo D, pero de longitudes de gran magnitud y con circuitos puestos a tierra a través de grandes capacitancias.

La selección del pararrayo se realiza de acuerdo con:

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

Donde:

V_p : Tensión nominal del pararrayos.

f_{pt} : Factor de puesta a tierra.

V_{LMax} : Tensión de línea máxima.

El factor de puesta a tierra y la tensión de línea máxima se seleccionan de acuerdo a las siguientes tablas.

Tabla 22. Factores de puesta a tierra según el tipo de red.

Tipo de Red	f_{pt}
A	0,67 - 0,75
B	0,8
C	1,0
D	1,0 - 1,1
E	*

* Se debe realizar el estudio particular para cada caso.

Tabla 23. Tensiones de línea máxima según las normas CEI (Comisión Electrotécnica Internacional).

Tensión	V_{LMax}
13,2	15
34,5	38
115	123

9. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias verticales y horizontales que se muestran en el presente capítulo, se aplican a conductores desnudos para las tensiones entre fases mostradas en las tablas. Estas distancias de seguridad fueron adoptadas del reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE).

Consideraciones a tener en cuenta al momento de tomar las distancias:

- Las distancias verticales y horizontales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto. Todas la distancias de seguridad deberán ser medidas de superficie a superficie y todos los espacios entre conductores deberán ser medidos de centro a centro; los accesorios metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea.
- Los conductores con recubrimiento deberán considerarse como conductores desnudos para todo requerimiento de distancias de seguridad, ya que realmente no son conductores aislados, salvo en el espacio comprendido entre los conductores del mismo o diferente circuito incluyendo los conductores puestos a tierra. Se pueden utilizar separadores para mantener el espacio entre conductores y proporcionar soporte.
- Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca a los conductores, la distancia horizontal (b) puede ser reducida en 0,6 metros.
- En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de seguridad especificadas en las tablas se incrementarán en un 1% por cada 100 m que sobrepasen los 1000 msnm.
- Un techo, balcón o área es considerado de fácil acceso para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible permanentemente instalada.

9.1 DISTANCIAS MÍNIMAS EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES

Figura 5. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

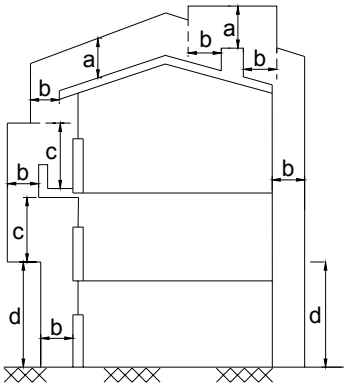


Tabla 24. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "**a**" sobre techos y proyecciones de dificil acceso a personas.	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	3,2
Distancia horizontal "**b**" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independiente de la facilidad de accesibilidad de personas.	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical "**c**" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vahiculos de máximo 2,45 m de altura.	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical "**d**" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vahicular.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

Figura 6. Distancia de seguridad en cruces y recorridos de vías.

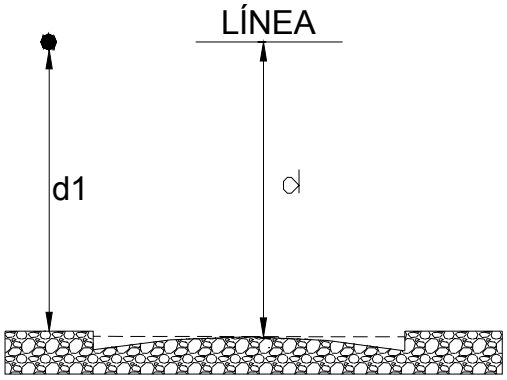


Tabla 25. Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "**d**" en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vahicular,bosques, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. No se permite el cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia horizontal "**d1**" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independiente de la facilidad de accesibilidad de personas.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia mínima al suelo "**e**" en cruces con ferrocarriles sin electrificar o funiculares.	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

Figura 7. Distancia de seguridad en cruce con ferrocarriles sin electrificar.

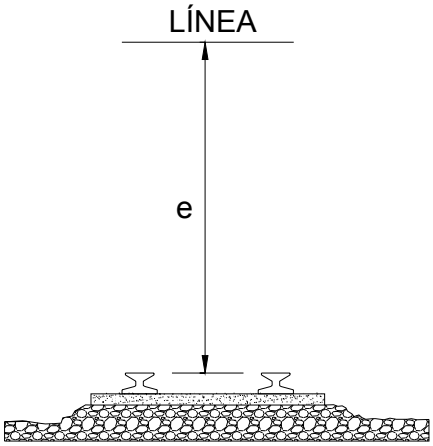


Figura 8. Distancia de seguridad en cruces con ferrocarriles electrificados.

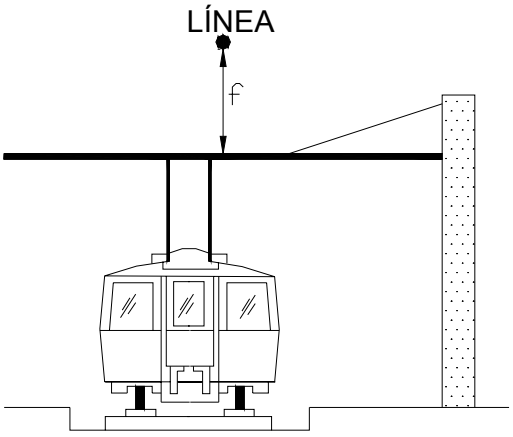


Tabla 25. Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones (continuación).

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima vertical "**f**" en cruces con ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses.	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
Distancia mínima vertical "**g**" en cruces con rios, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m e inferior a 7 m.	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
	<1	9,6
Distancia mínima vertical "**g**" en cruces con rios, canales navegables o flotantes, no adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m.	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

Figura 9. Distancia de seguridad en cruces con ríos, cauces y canales navegables.

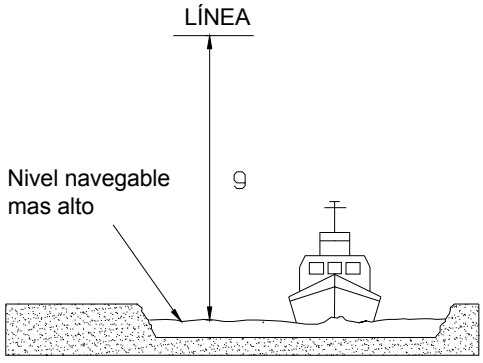


Tabla 25. Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones (continuación).

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical al piso en cruce por campos deportivos abiertos.	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12,0
	66/57,5	12,0
	44/34,5/33	12,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	12,0
	<1	12,0
Distancia horizontal al piso en cruce por campos deportivos abiertos.	500	9,6
	230/220	7,8
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

9.2 DISTANCIAS MÍNIMAS EN CRUCES DE LÍNEAS

Tabla 26. Distancias mínimas verticales en vanos con cruces de líneas.

Tensión nominal entre fases de la línea (kV)	Distancias en metros								
500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1
230/220	3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6	
115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2		
66	2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5			
57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4				
44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3					
13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	1,2						
<1	1,2	0,6							
Comunicaciones	0,6								
	Comunicaciones	<1	13,8/13,2/11,4/7,6	44/34,5/33	57,5	66	115/110	230/220	500
	Tensión nominal entre fases de la línea inferior (kV)								

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

Nota: La línea de menor nivel de tensión siempre debe estar a menor altura.

9.3 DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA

La tensión entre conductores de línea de diferentes circuitos, deberá ser la mayor diferencia fasorial entre los conductores implicados y la tensión fase a tierra del circuito de más alta tensión. Cuando se desconoce la diferencia fasorial, ésta se asumirá igual a 180°.

Cuando se utilicen aisladores de suspensión y su movimiento no esté limitado, la distancia horizontal de seguridad entre los conductores deberá incrementarse de tal forma que la cadena de aisladores pueda moverse transversalmente hasta su máximo ángulo de balanceo de diseño sin reducir los valores indicados en la tabla 22. El desplazamiento de los

conductores deberá incluir la deflexión de estructuras flexibles y accesorios, cuando dicha deflexión pueda reducir la distancia horizontal de seguridad entre los conductores.

Tabla 27. Distancias mínimas horizontales entre conductores sobre la misma estructura.

Clase de circuito	Distancias horizontales de seguridad (cm)
Conductores de comunicación expuestos	
	15 (*1)
	7,5 (*2)
Alimentadores de vías ferreas	
0 a 750 V No. 4/0 AWG o mayor calibre	15
0 a 750 V calibre menor de No. 4/0 AWG	30
Entre 750 V y 8,7 kV	30
Conductores de suministro del mismo circuito	
0 y 8,7 kV	30
Entre 8,7 kV y 50 kV	30 más 1cm por kV sobre 8,7 kV
Mas de 50 kV	Ningún valor especificado
Conductores de suministro de diferente circuito (*3)	
0 y 8,7 kV	30
Entre 8,7 kV y 50 kV	30 más 1cm por kV sobre 8,7 kV
Entre 50 kV y 814 kV	72,5 más 1cm por kV sobre 50 kV

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

(*1) No se aplica en los puntos de transposición de conductores.

(*2) Permitido donde se ha usado regularmente espaciamiento entre pines, menor a 15 cm. No se aplica en los puntos de transposición de conductores.

(*3) Para las tensiones que excedan los 50 kV, la distancia de seguridad deberá ser incrementada en 1% por cada 100 m en exceso de 1000 msnm. Todas las distancias de seguridad para tensiones mayores de 550 kV se basaran en la máxima tensión de operación.

Tabla 28. Distancias mínimas verticales entre conductores sobre la misma estructura.

Conductores y cables a menor altura		Conductores a mayor altura	
		Conductores de suministro a la intemperie (kV)	
		Hasta 1 kV	Entre 7,6 y 66 kV
Conductores y cables de comunicación	Localizados en el apoyo de empresa de comunicaciones	1	1 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
	Localizados en el apoyo de la empresa de energía	1	1 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,41	1 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
	Entre 1 kV y 7,6 kV	No permitido	1 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
	Entre 11,4 kV y 34,5 kV	No permitido	1,2 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
	Entre 44 kV y 66 kV	No permitido	1,2 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV

Fuente. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

9.4 DISTANCIAS MÍNIMAS DE ACOMETIDAS AÉREAS DE BT

Los conductores de las acometidas deberán tener las siguientes separaciones verticales mínimas desde el suelo:

Tabla 29. Distancias mínimas de seguridad de acometidas aéreas de B.T.

Descripción	Distancia (m)
Desde el piso terminado u otra superficie accesible hasta el punto más bajo del vano de la acometida.	3
Sobre áreas residenciales y comerciales sin tráfico de camiones.	4,6
Sobre la vía pública, áreas de estacionamiento con tráfico pesado y áreas no residenciales como bosques y cultivos.	5,5

Fuente. Normas de construcción, EEB.

Nota: las separaciones verticales de todos los conductores están referidas en una temperatura de 15 ºC sin viento y con flecha final sin carga en el conductor.

10. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS

En este capitulo se definen los requisitos mínimos exigidos por la Empresa de Energía de Boyacá S.A., para la presentación de proyectos ante el Departamento de Proyectos (División de Ingeniería y Construcción), con el propósito de definir algunos criterios y aspectos de orden técnico.

Los proyectos para su presentación deben tener:

- Tres (3) juegos de planos.
- Tres (3) juegos de memorias de cálculos.
- Planos digitalizados en medio magnético (CD).

Algunas especificaciones que se deben tener en cuenta para la presentación de los proyectos, se muestran a continuación.

10.1 PLANOS

- Plano de las redes eléctricas existentes y localización general del predio, en donde se ubicarán los puntos de referencia notables como ríos, carreteras, caminos de acceso, construcciones, torres, etc., y toda la información que se considere importante para la interpretación del proyecto.
- Plano del diseño eléctrico de las redes aéreas y/o subterráneas, independientes de las líneas de teléfono, sonido, televisión, etc.
- Todo proyecto para el suministro de energía a propiedades de tipo horizontal y/o vertical, deben presentar planos eléctricos de las instalaciones internas.
- Diagrama unifilar que incluya la medida.
- Vista isométrica de la estructura de arranque o pegue (derivación o punto conexión).
- Esquema detallado de cada una de las estructuras empleadas en el diseño y sus respectivas normas (cajas de inspección, ductos, afloramiento, subterranización, etc.).

- Convenciones usadas en el proyecto, teniendo en cuenta las unificadas por la EBSA. Ver Anexo E Gráfica E.1.
- El tamaño de los planos debe ser máximo 100 cm x 70 cm.
- Para proyectos en sectores rurales la escala de los planos debe ser de 1:5000 y debe incluir además, una Carteras Topográfica.
- Los planos deben venir debidamente doblados, dejando visible el cuadro de rotulo del plano.
- Todo plano debe venir firmado por el ingeniero electricista diseñador, anexando fotocopia de su matricula profesional.
- En el rotulo de todo proyecto debe estar contenida la siguiente información:
  - Nombre y ubicación exacta del proyecto.
  - Contenido del plano.
  - Ingeniero diseñador con su respectiva matricula, dirección y teléfono del mismo.
  - Escala.
  - Propietario, dirección y teléfono.
  - Fecha.
  - Número del plano.
  - Espacio para sello y firma de aprobación de la Empresa de Energía de Boyacá S.A., el cual tendrá como mínimo 10 cm x 5 cm.
  - Espacio para sello y firma de disponibilidad del jefe de zona, el cual tendrá como mínimo 3 cm x 5 cm.

10.2 MEMORIAS DE CÁLCULO

- Todo proyecto sin excepción deberá traer las respectivas memorias de cálculo, las cuales incluirán los cálculos del transformador, acometidas, tableros, iluminación para alumbrados especiales, protecciones y puestas a tierra, entre otros.
- Se debe estipular las características técnicas de los elementos a emplear en media tensión y baja tensión.
- Se deberá anexar las especificaciones de los materiales a utilizar y las cantidades de los mismos, como también la de mano de obra y transporte.

- Debe estipularse claramente el equipo de medida con todos sus detalles técnicos, protocolos, diagramas de conexión, bornera de prueba y ser avalados por la jefatura de pérdidas de la empresa.
- En las memorias de cálculo y en los planos no deben existir tachones ni enmendaduras.
- Justificación del proyecto.
- Además se elaborará un cuadro de carga para cada tablero de distribución en el que se consignará para cada circuito la siguiente información:
  - Cantidad de salidas para alumbrado normal.
  - Cantidad de salidas para toma corriente normal.
  - Cantidad de salidas especiales.
  - Cantidad de salidas para motor.
  - Carga instalada por fase en Watts.
  - Carga instalada total en Watts.
  - Factor de potencia promedio.
  - Protección seleccionada.

10.3 PLANOS EN MEDIO MAGNÉTICO

- Los planos de los proyectos eléctricos se deben presentar en medio magnético, Autocad versión 2000, en coordenadas geográficas reales WGS 84, para la georeferenciación del proyecto, en cual se incluye:
  - Longitud.
  - Latitud.
  - Altitud.
- Los transformadores involucrados en cada proyecto deben ser georeferenciados, así como también las estructuras de media tensión y los sitios donde sean diseñadas estructuras de arranque o derivación a nivel de 13.2 kV.

10.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

- Todos los planos serán de diseño sobre replanteo, con todas las distancias.

- Solo se recibirán replanteos definitivos para los levantamientos de redes en media y baja tensión.
- Para las redes urbanas aéreas, se admite el diseño empleando conductor trenzado.
- En redes rurales la cobertura máxima para los usuarios será 600 m en baja tensión.
- Se deberá cumplir con los cálculos de regulación para todos los usuarios.
- La regulación máxima en baja tensión para el área rural será del 7% hasta el último usuario, y en el área urbana será del 5%.
- Para los cálculos de regulación se emplearan las tablas de demanda y de constantes de conductores, que para el efecto tiene la Empresa de Energía de Boyacá S.A.
- No se permite templetes en el casco urbano.
- No se aceptan luminarias de mercurio para el alumbrado público.
- Todos los tomacorrientes deberán llevar polo a tierra.
- Las distancias de los postes de baja tensión al borde del sardinel debe ser mínimo de 60 cm y a la fachada de las casas 100 cm.
- En electrificaciones rurales, en redes de baja tensión y media tensión se deben emplear postes de concreto, a excepción de los sitios de acceso extremadamente difícil.
- Se debe considerar transformadores monofásicos de 5 kVA y 10 kVA de 13.2/0.25/0.125 kV cuando la carga así lo amerite, en electrificaciones rurales.
- La varilla para puestas a tierra debe ser de cobre de 99% de pureza de 5/8" x 1.80 m como mínimo y se empleará soldadura Cadweld para la unión de varilla y conductor.
- El sistema para electrificaciones rurales en baja tensión será monofásico bifilar, salvo en casos excepcionales debidamente justificados, se aceptara monofásico trifilar.
- El calibre máximo a utilizar en redes aéreas rurales en baja tensión será 1/0 AWG y mínimo 4 AWG.
- El calibre máximo a utilizar en redes aéreas urbanas en baja tensión será 2/0 AWG y mínimo 2 AWG, y para alumbrado publico mínimo 4 AWG.
- Los proyectos ubicados en las partes centrales de municipios como Tunja, Duitama, Sogamoso, Moniquirá, Chiquinquirá y otras, se debe emplear subestaciones capsuladas que contemplen celda de entrada-salida, e implementar redes subterráneas en todo el trayecto frontal del predio.
- Cuando se instalen subestaciones capsuladas debe presentar corte de ductos y cajas referenciadas al nivel del primer piso.
- No se permite la instalación de subestaciones particulares bajo líneas de propiedad de la Empresa.

11. CONCLUSIONES

El presente reglamento es una herramienta fundamental tanto para los usuarios como también para los estudiantes y profesionales que se desempeñan en esta área, ya que en el se establecen las condiciones y requerimientos que unos deben solicitar y otros deben aplicar en el suministro de la energía eléctrica y en el diseño de las instalaciones eléctricas en general.

La realización de este proyecto, enmarcado en la modalidad de práctica empresarial, permitió tener alguna noción y cierta experiencia en el ámbito laboral, ya que este proyecto se desarrolló en gran parte en las instalaciones de la Empresa.

Se cumplió con los objetivos propuestos descritos en el plan de trabajo inicial, dando como resultado la elaboración de este reglamento, como una propuesta de actualización al reglamento de suscriptores de la Empresa de energía de Boyacá elaborado en 1994.

Con el cumplimiento de este reglamento se brinda calidad en la ejecución de los proyectos eléctricos enfocados al beneficio de los usuarios, garantizando de esta forma, una confiable y segura prestación del servicio de energía eléctrica por parte de la Empresa.

BIBLIOGRAFÍA

CODENSA S.A. Reglamento de conexión, Santafé de Bogotá, 2002.

--------. Normas de construcción, Santafé de Bogotá, 1999.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGIA Y GAS. Principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, resolución CREG 082, 2002.

--------. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, resolución CREG 070, 1998.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución, Bucaramanga: ESSA, 1993.

ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD. Barcelona: Editorial CEAC, Quinta edición, 1982.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTA. Normas de construcción, Santafé de Bogotá D.C.: EEB.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. Contrato de condiciones uniformes del servicio de energía eléctrica, Tunja: EBSA.

--------. Manual de diseño y construcción de redes trenzadas, Tunja: EBSA, 2003.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. Reglamento de suscriptores, Tunja: EBSA 1994.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050. Primera actualización. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1998.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Colombianas para la presentación y elaboración de tesis y otros trabajos de grado. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1999.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, RETIE. Santafé de Bogotá D.C., 2002.

INTERNET

CREG. http://www.creg.gov.co/

CODENSA. http://www.codensa.com.co/

ANEXOS

ANEXO A

ESPECIFICACIONES DE DISEÑO PARA INSTALACIONES INTERNAS

TABLA A.1 SALIDAS MÍNIMAS PARA SUSCRIPTORES RESIDENCIALES

Salidas	Estrato				
	Bajo	Medio Bajo	Medio	Medio Alto	Alto
Alumbrado normal					
Acceso	1	1	1	1	1
Alcoba	1	1	1	1	1
Baño	1	1	1	2	2
Cocina	1	1	1	1	2
Comedor	1	1	1	1	1
Garaje	-	1	1	1	1
Jardin	-	-	-	1	1
Pasillo	1	1	1	1	1
Sala	1	1	1	1	1
Toma Corriente normal					
Alcoba	1	1	2	2	2
Baño principal	-	-	1	1	1
Cocina	1	1	1	1	1
Comedor	-	1	1	1	1
Garaje	-	-	1	1	1
Jardin	-	-	-	1	1
Pasillo	-	-	1	1	1
Sala	-	1	1	2	2
Toma Corriente Especial					
Campana extractora	-	-	-	1	1
Calentador	-	-	1	1	1
Cocina Trifásica	-	-	1	1	1
Lavadora de platos	-	-	-	-	1
Lavadora de ropa	-	-	1	1	1
Nevera	1	1	1	-	-
Nevera refrigeradora	-	-	-	1	1
Plancha	1	1	1	1	1
Sal. especial cocina (120 V)	-	-	-	1	1
Secadora de ropa	-	-	-	1	1
Televisor	1	1	1	1	1
Trituradora de alimentos	-	-	-	-	1

Fuente. Reglamento de suscriptores 1994, EBSA.

Nota: " - " solamente si existe.

TABLA A.2 NIVELES DE ILUMINACIÓN HORIZONTAL PROMEDIO

Área o actividad	Nivel (Luxes)
Áreas de circulación en general	50
Industria	
Áreas de almacenamiento	100
Áreas de trabajo no especializado	150
Áreas de embalaje y trabajo general	200
Áreas de trabajo especializado	300
Áreas de trabajo muy especializado	500
Oficinas	
Oficinas y salas de conferencias	200
Salas de dibujo	500
Centros educativos	
Salas de clase, auditorios	300
Laboratorios y bibliotecas	500
Hoteles, moteles y clubes sociales	
Alcobas	50
Baños	100
Cocinas, vestibulos o pasillos	200
Tiendas y almacenes	
Áreas de venta en general	200
Áreas de venta especializadas	300
Salas de exhibición	
Salas de cine	50
Teatros y salas de conciertos	150
Áreas de exposición en galerias de arte	300
Escenarios deportivos	
Áreas de espectadores	50
Áreas de entrenamiento	100
Áreas de competemcia	200
Áreas de competencia televisiva	1000

Fuente. Reglamento de suscriptores 1994, EBSA.

TABLA A.3 DUCTOS Y EQUIPOS EN BAJA TENSIÓN

Capacidad nominal o ajuste del disparo automatico de sobrecorriente en (A) ubicado antes del equipo, tuberia, etc.	Calibre del conductor de puesta a tierra (Alambre de cobre)
15	14
20	12
30	10
40	10
60	10
100	8
200	6
300	4
400	3
500	2
600	1
800	0
1000	2/0
1200	3/0
1600	4/0
2000	250 MCM
2500	350 MCM
3000	400 MCM
4000	500 MCM
5000	700 MCM
6000	800 MCM

Fuente. Reglamento de suscriptores 1994, EBSA.

TABLA A.4 NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES POR DUCTO

Calibre (AWG/MCM)	Diamentro del ducto en pulgadas											
	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	3 1/2	4	5	6
14	4	6	10	18	25	30	30	30	30	30	30	30
12	3	5	8	15	21	30	30	30	30	30	30	30
10	1	4	7	13	17	29	30	30	30	30	30	30
8	1	3	4	7	10	17	25	30	30	30	30	30
6	1	1	3	4	6	10	15	23	30	30	30	30
4	1	1	1	3	5	8	12	18	24	30	30	30
2	-	1	1	3	4	6	9	14	19	24	30	30
1/0	-	-	1	1	2	4	6	9	12	16	25	30
2/0	-	-	1	1	1	3	5	8	11	14	22	30
3/0	-	-	1	1	1	3	4	7	9	12	19	27
4/0	-	-	-	1	1	2	3	6	8	10	16	23
250	-	-	-	1	1	1	3	5	6	8	13	19
300	-	-	-	1	1	1	3	4	5	7	11	16
350	-	-	-	1	1	1	1	3	5	6	10	15
400	-	-	-	-	1	1	1	3	4	6	9	13
500	-	-	-	-	1	1	1	3	4	5	8	11
600	-	-	-	-	-	1	1	3	3	4	6	9
750	-	-	-	-	-	-	1	1	3	3	5	8
1000	-	-	-	-	-	1	1	1	1	3	4	6

Fuente. Reglamento de suscriptores 1994, EBSA.

TABLA A.5 CARGA DE DISEÑO PARA DIFERENTES APARATOS

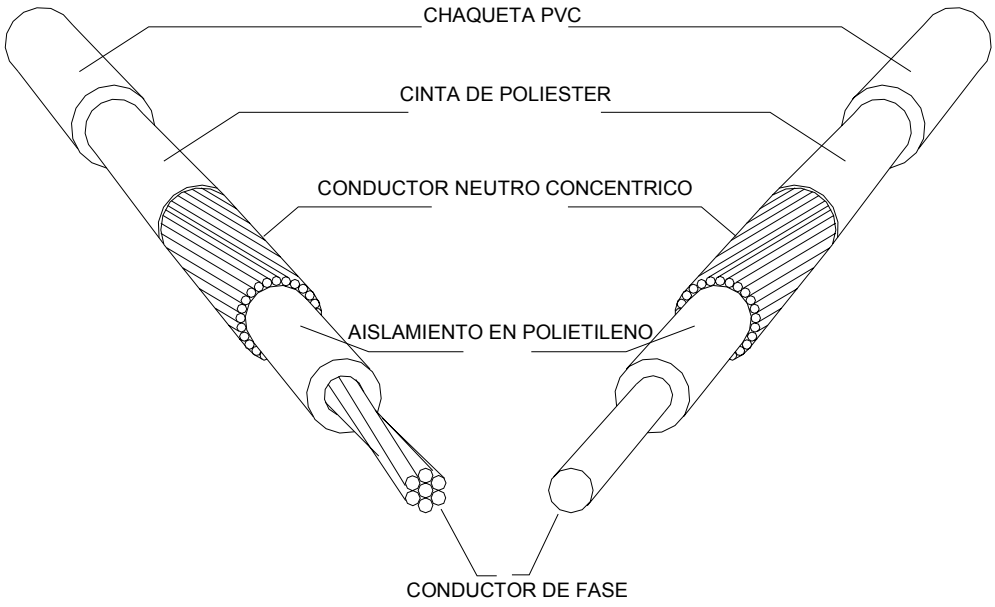
Salida	Carga (W)
VHS	100
Cafetera	800
Calentador de agua	2000
Campana extractora de olores	100
Computador	150
Ducha eléctrica de paso directo	2400
Hornillo portatil (110 V)	1200
Horno (220 V)	4500
Lampara decorativa y reflectora	Su corresp. Valor
Lavadora de platos	1500
Lavadora de ropa automática	500
Nevera	250
Nevera refrigeradora	500
Salida especial	Según su placa
Plancha	1000
Plato de estufa	1200
Refrigerador botellero	500
Salida de alumbrado normal	100
Salida especial en la cicina (120 V)	1500
Secadora de ropa (208 V)	5000
Secadora de ropa (120 V)	1400
Televisor	250
Toma corriente normal	100
Trituradora de basura	600
Ventilador	100

Fuente. Reglamento de suscriptores 1994, EBSA.

ANEXO B

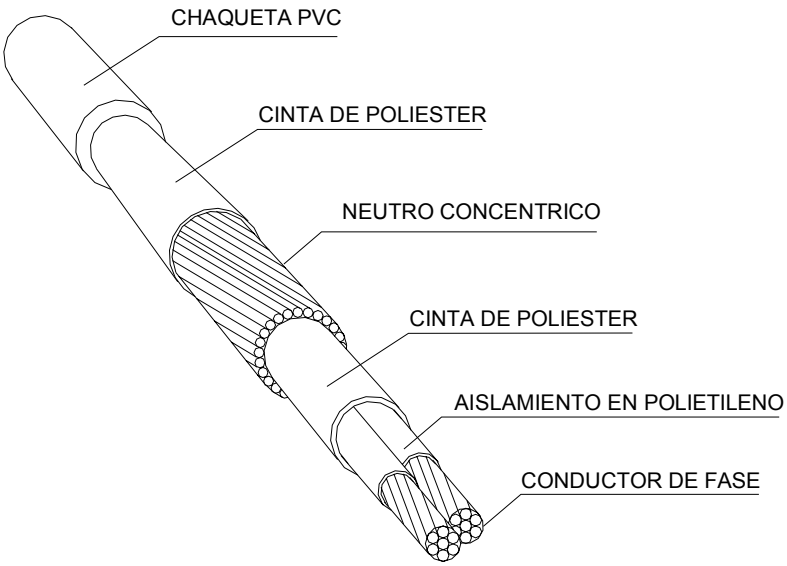
CABLE PARA ACOMETIDAS ELÉCTRICAS

GRÁFICA B.1 CABLE ANTIFRAUDE PARA ACOMETIDAS MONOFÁSICAS



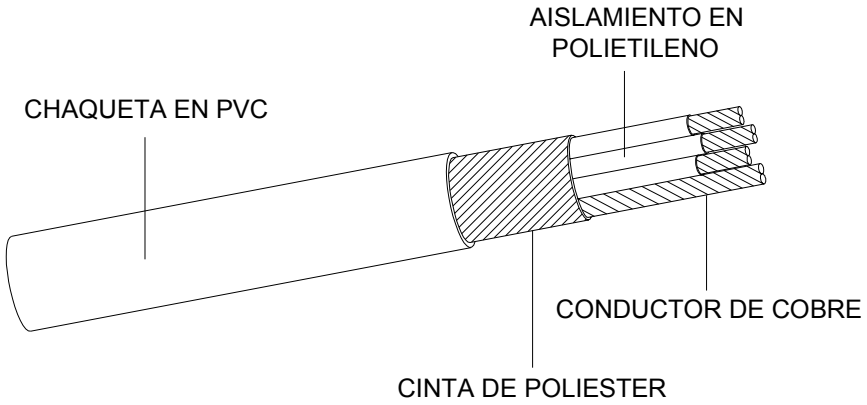
Simolo	Descripción de almecen
CMA 10	Cable de cobre aislado con nuetro concentrico 600V 2x10 AWG
CMA 8	Cable de cobre aislado con nuetro concentrico 600V 2x8 AWG
CMA 6	Cable de cobre aislado con nuetro concentrico 600V 2x6 AWG
CMA 4	Cable de cobre aislado con nuetro concentrico 600V 2x4 AWG

GRÁFICA B.2 CABLE ANTIFRAUDE PARA ACOMETIDAS MONOFÁSICAS TRIFILARES Y BIFÁSICAS TRIFILARES



Simolo	Descripción de almecen
CBA 8	Cable bifásico aislado 600V con nuetro concentrico 2x8+1x8 AWG
CBA 6	Cable bifásico aislado 600V con nuetro concentrico 2x6+1x6 AWG
CBA 4R	Cable bifásico aislado 600V con nuetro concentrico 2x4+1x6 AWG
CBA 4	Cable bifásico aislado 600V con nuetro concentrico 2x4+1x4 AWG

GRÁFICA B.3 CABLE CONCÉNTRICO DE COBRE PARA ACOMETIDAS TRIFÁSICAS

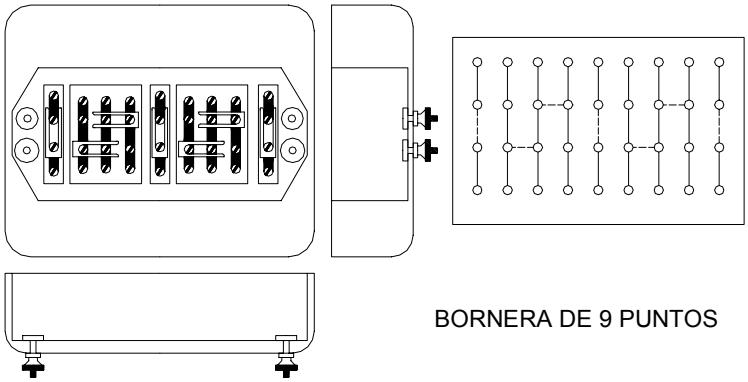


Simolo	Descripción de almecen
CTA 8	Cable de cobre para acometidas trifásicas 3x8+1x10 AWG
CTA 6	Cable de cobre para acometidas trifásicas 3x6+1x8 AWG
CTA 4	Cable de cobre para acometidas trifásicas 3x4+1x6 AWG

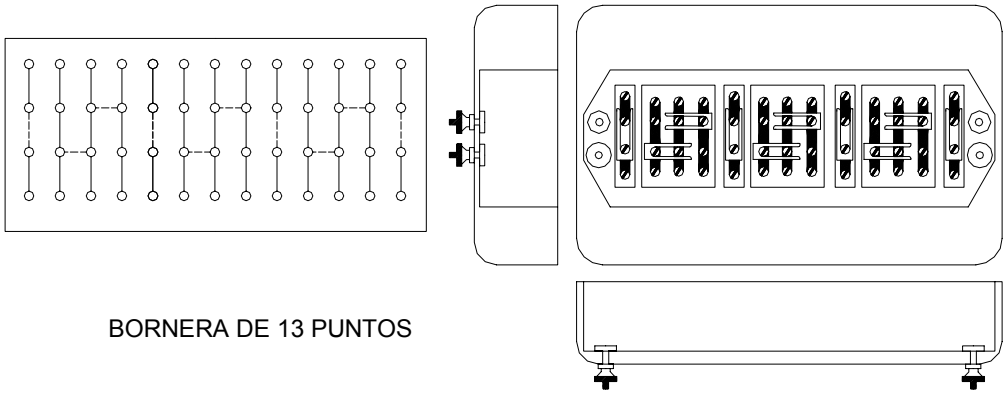
ANEXO C

ESQUEMAS DE CONEXIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

GRÁFICA C.1 BORNERA DE CONEXIÓN Y PRUEBA DE NUEVE Y TRECE PUNTOS

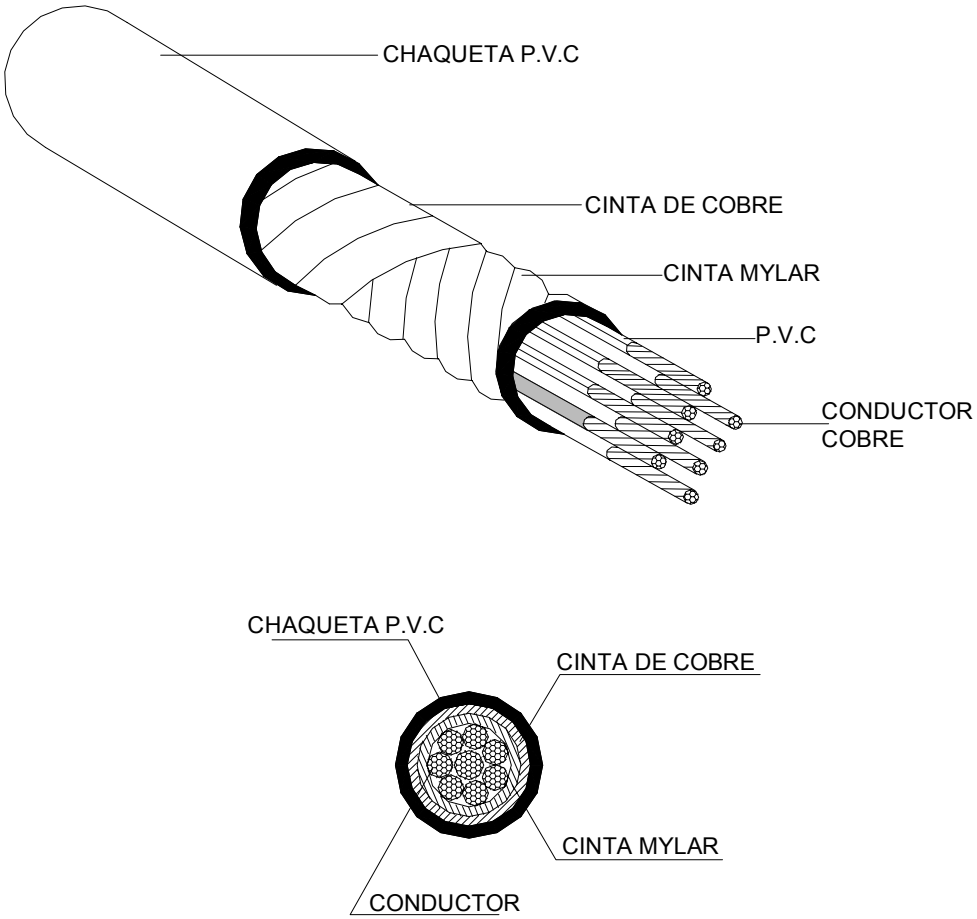


BORNERA DE 9 PUNTOS

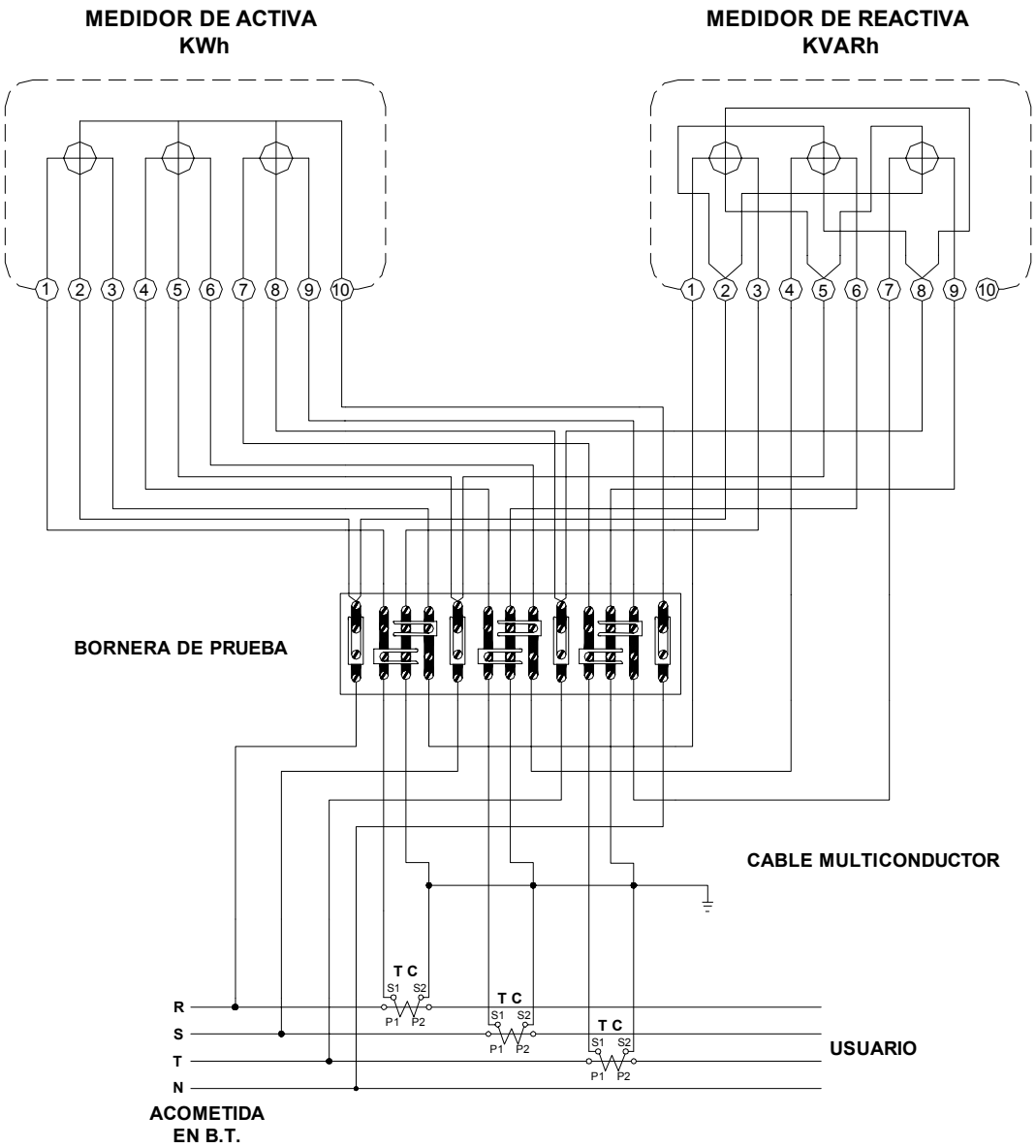


BORNERA DE 13 PUNTOS

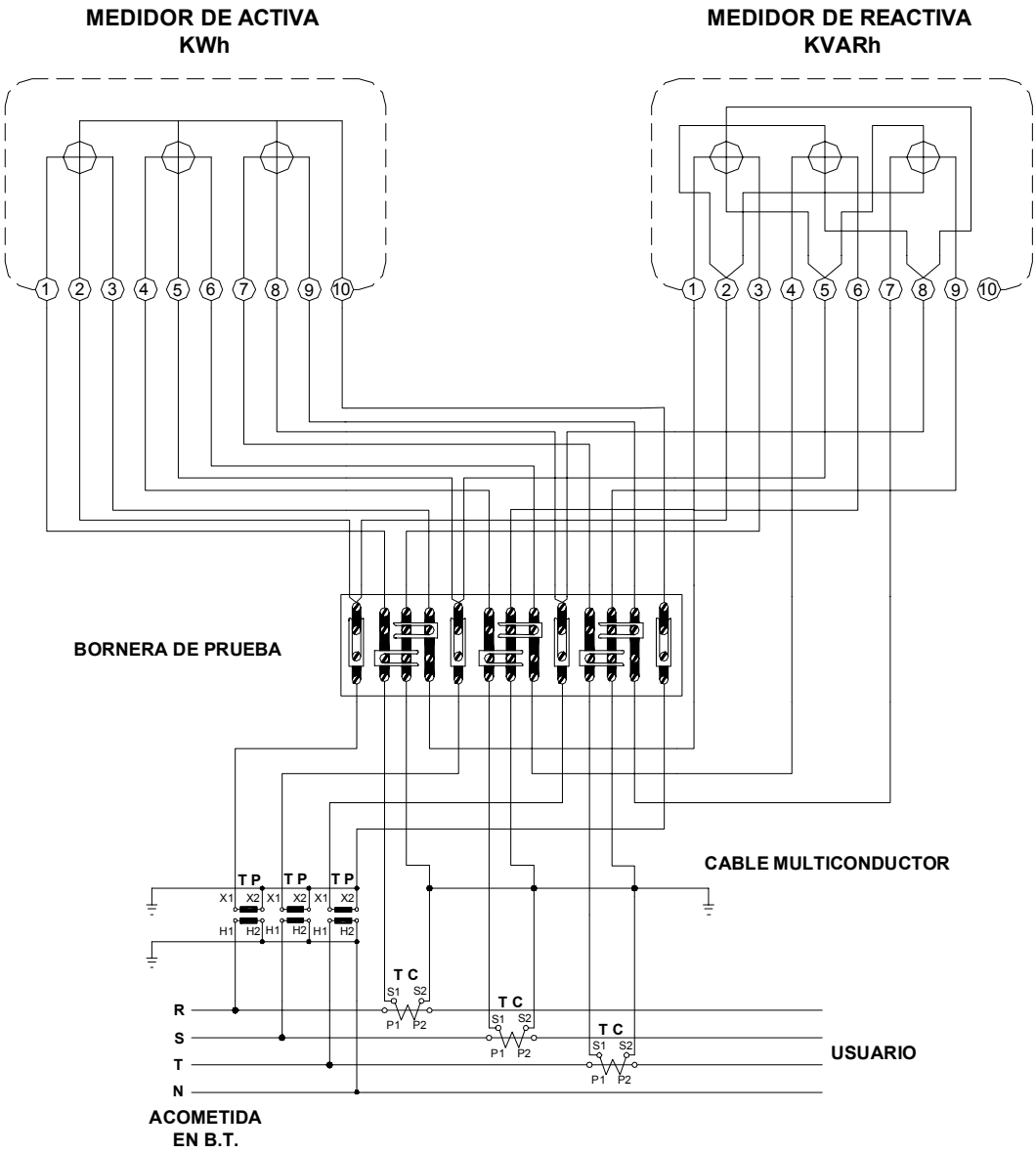
GRÁFICA C.2 CABLE MULTICONDUCTOR 8x12 AWG PARA EQUIPOS DE MEDIDA



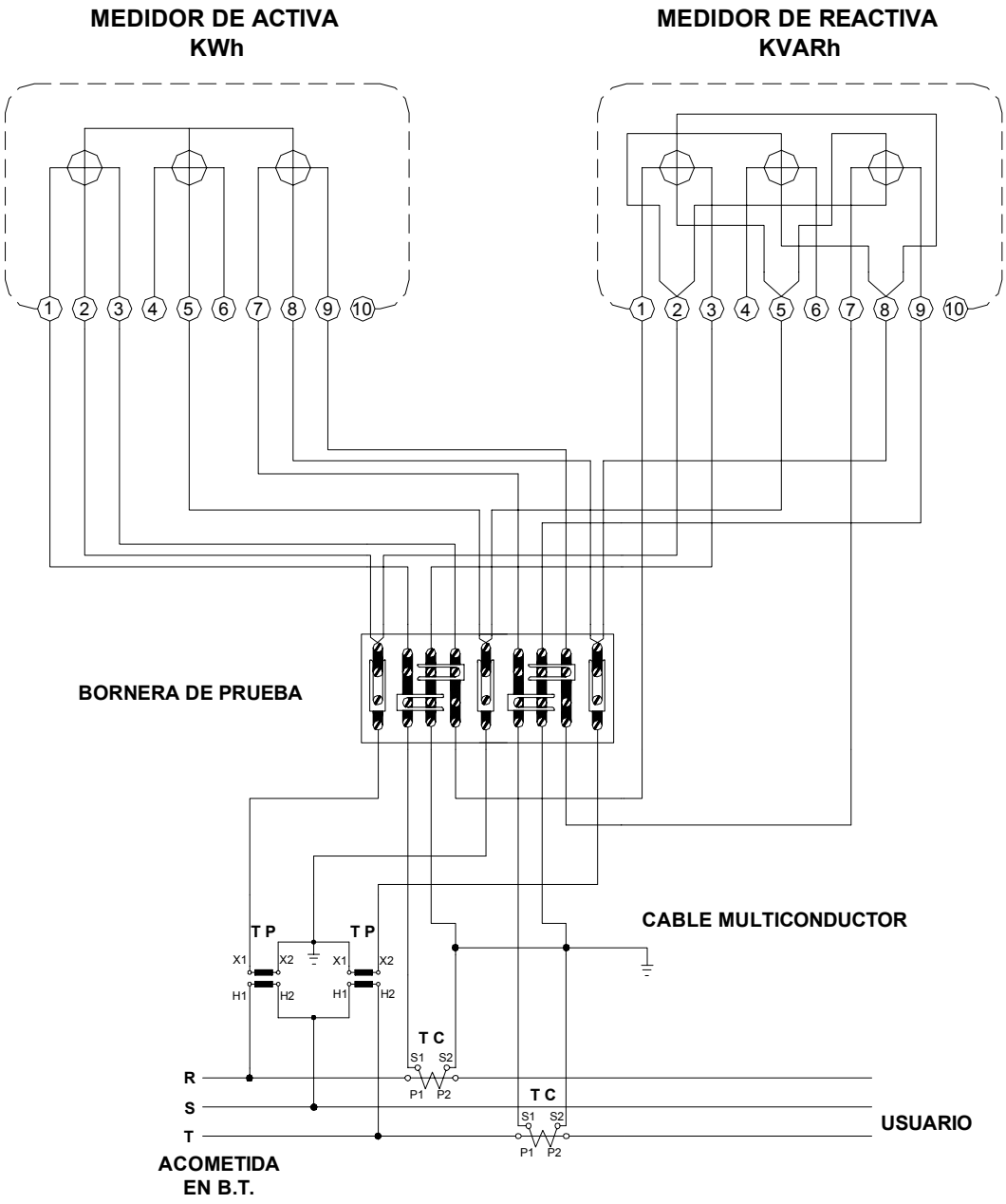
GRÁFICA C.3 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA MEDIDA SEMIDIRECTA EN TRES ELEMENTOS - RED TRIFÁSICA TETRAFILAR



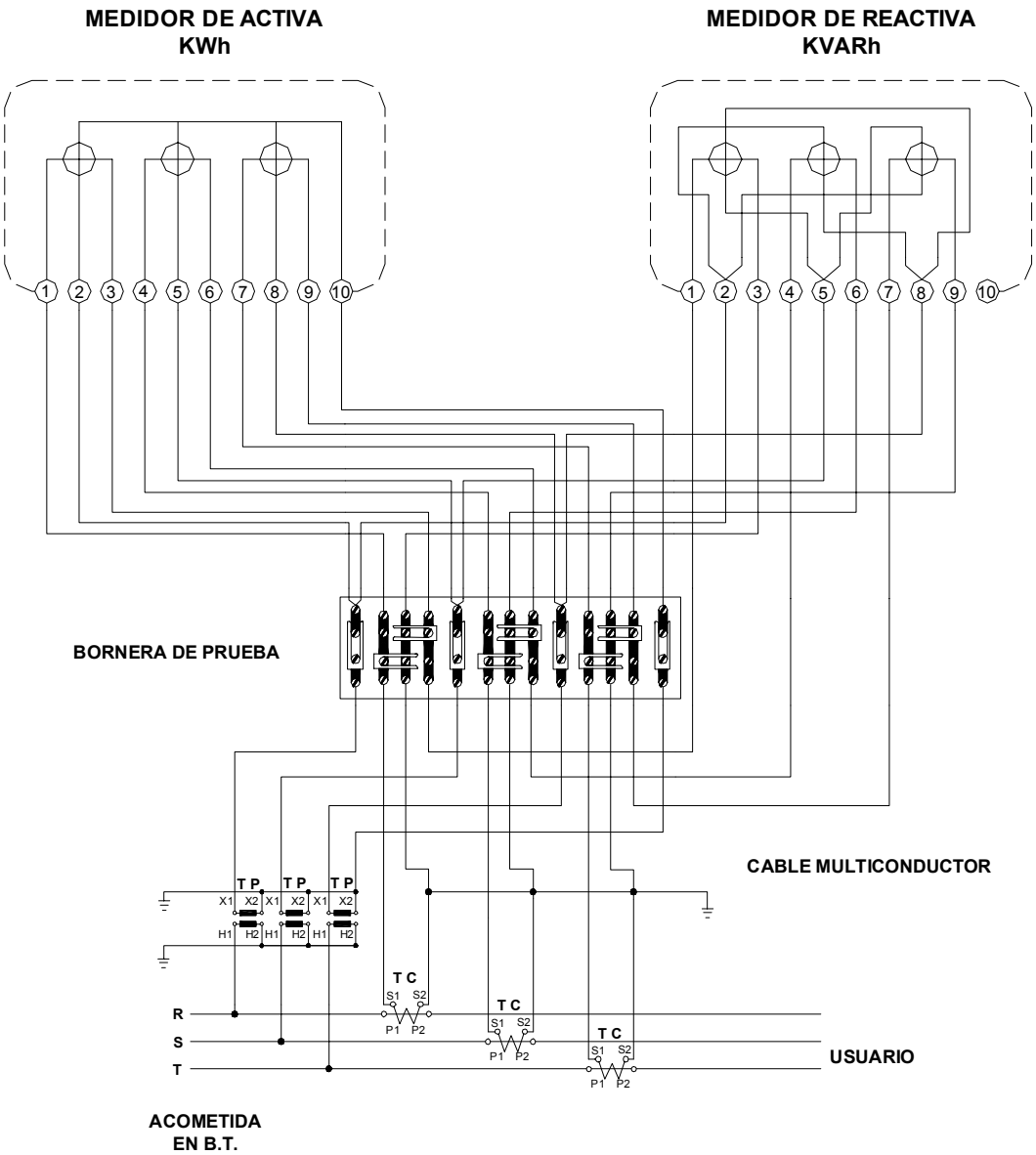
GRÁFICA C.4 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA MEDIDA INDIRECTA EN TRES ELEMENTOS - RED TRIFÁSICA TETRAFILAR



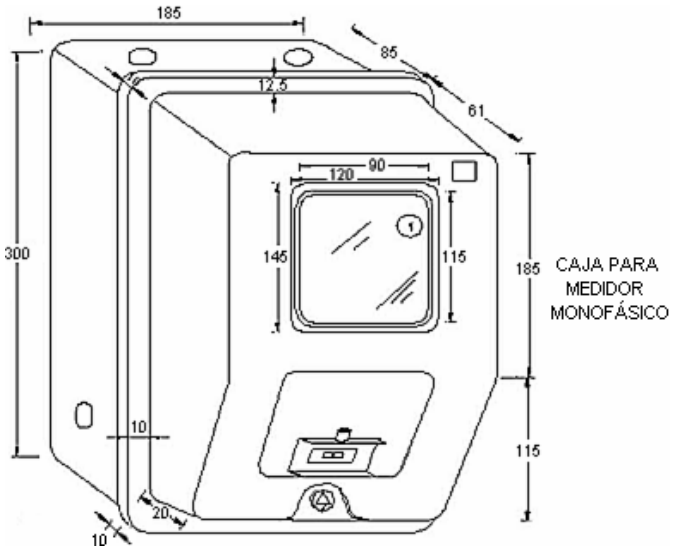
GRÁFICA C.5 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA MEDIDA INDIRECTA EN DOS ELEMENTOS - RED TRIFÁSICA TRIFILAR

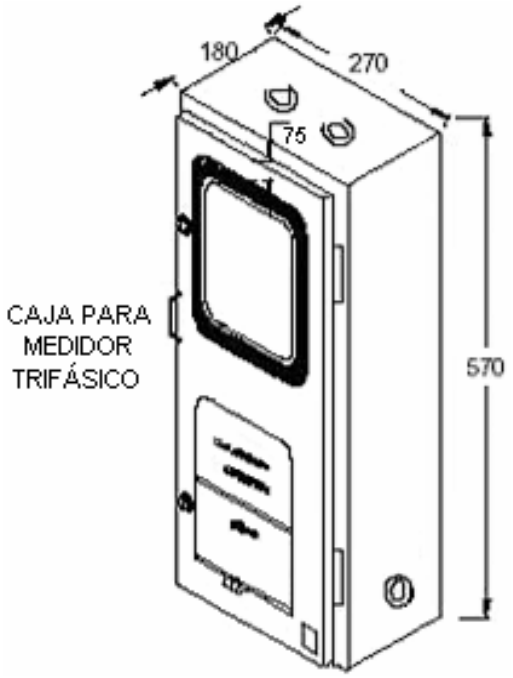


GRÁFICA C.6 ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA MEDIDA INDIRECTA EN TRES ELEMENTOS - RED TRIFÁSICA TRIFILAR



GRÁFICA C.7 CAJAS PARA MEDIDORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS DE UNA CUENTA

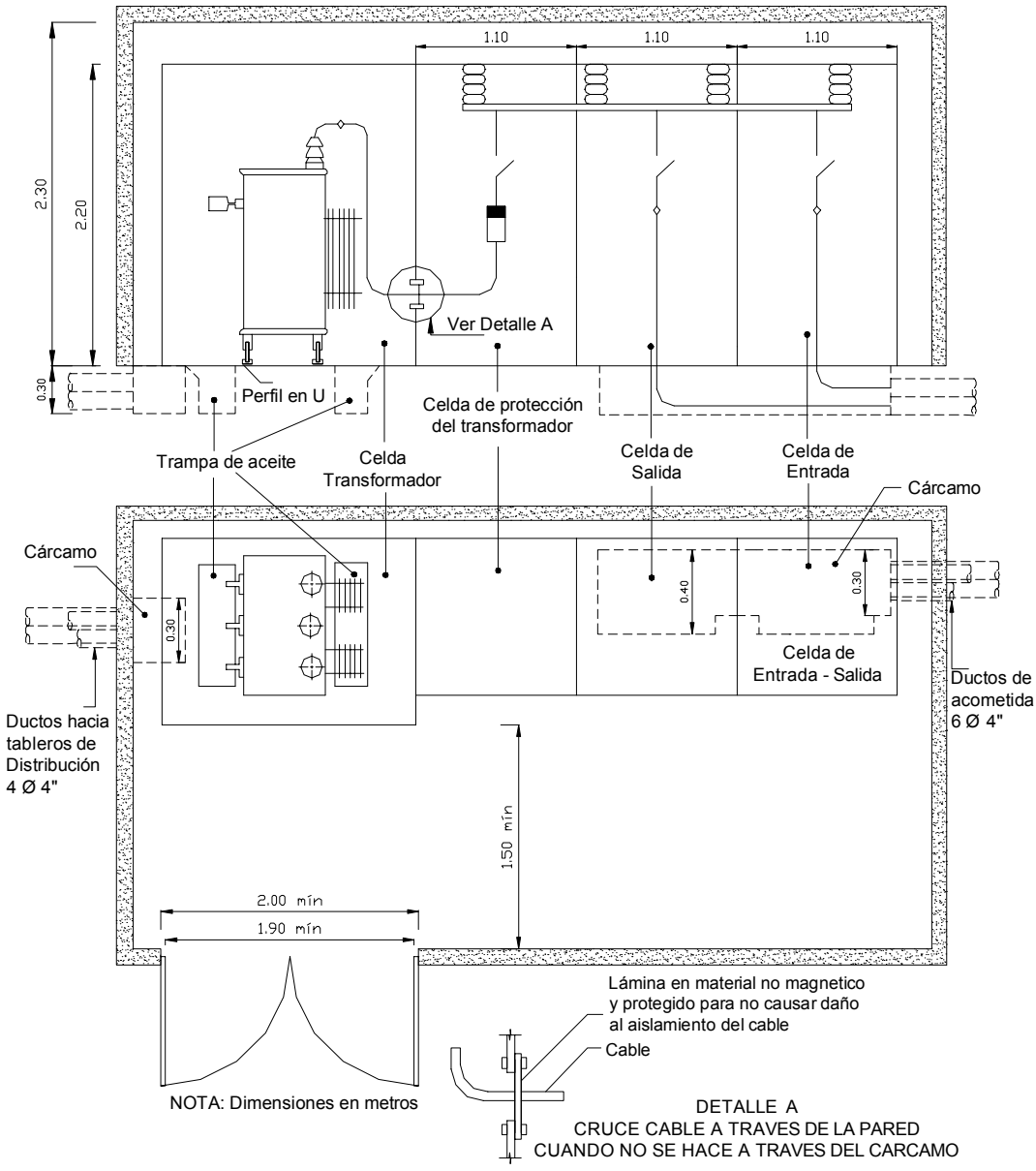




ANEXO D

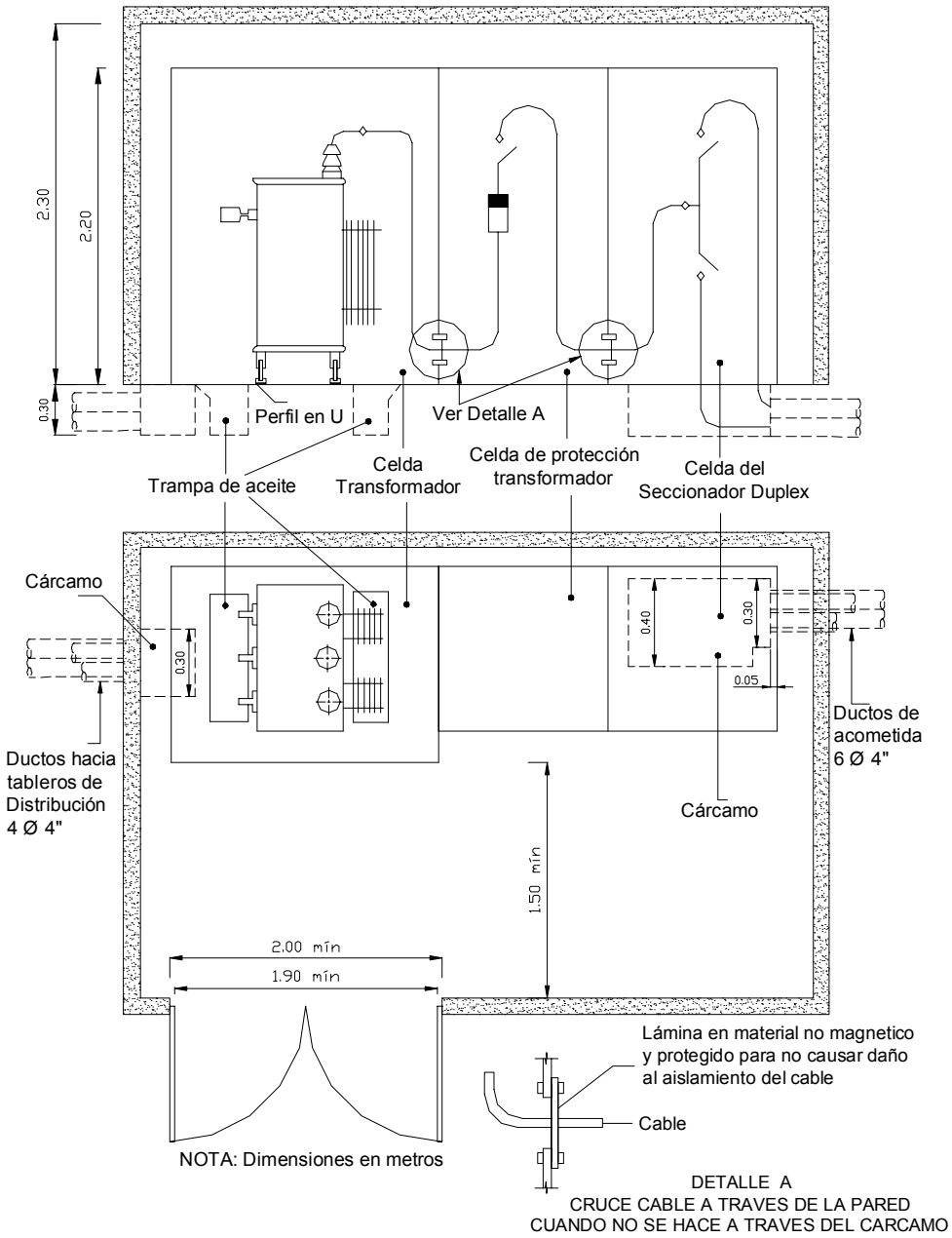
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

GRÁFICA D.1 DISPOSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAPSULADA CON SECCIONADORES DE ENTRADA Y SALIDA



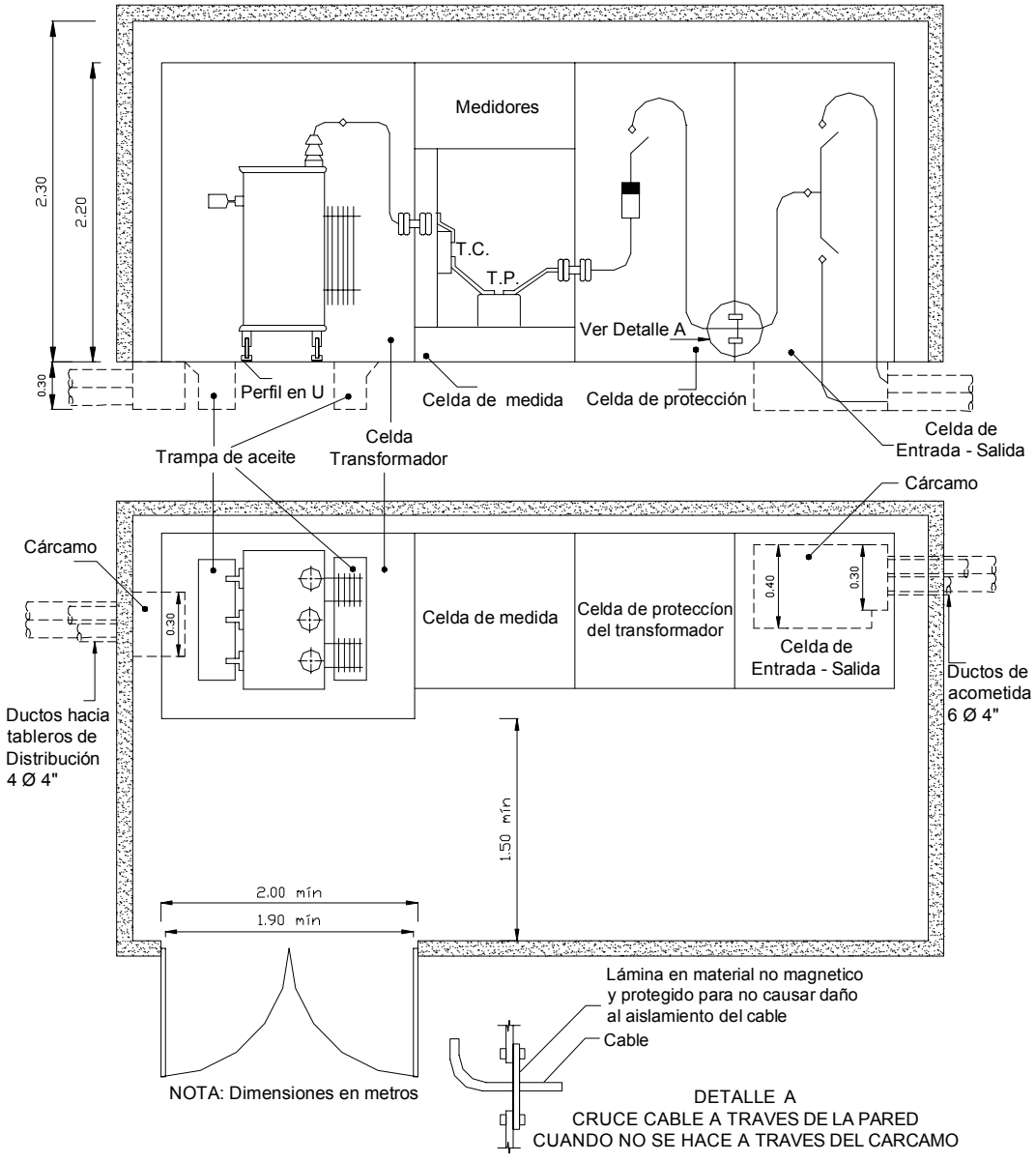
Fuente. Normas de construcción, EEB.

GRÁFICA D.2 DISPOSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAPSULADA CON SECCIONADOR DUPLEX



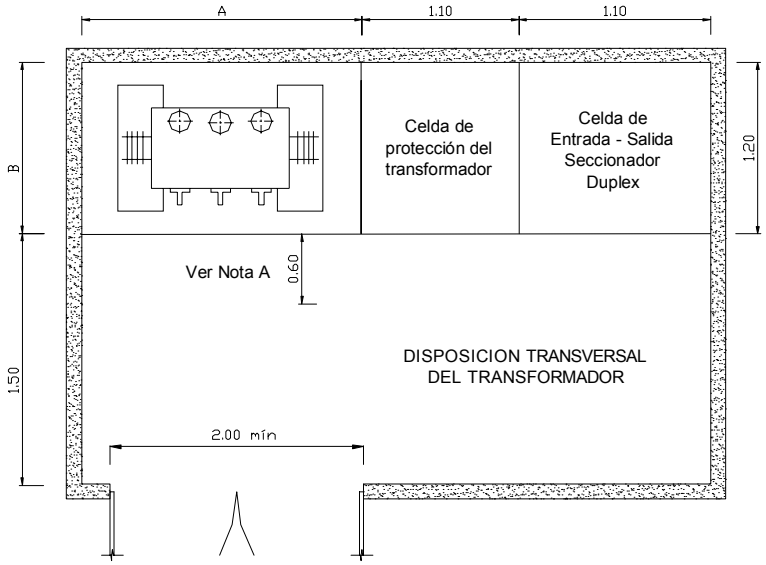
Fuente. Normas de construcción, EEB.

GRÁFICA D.3 DISPOSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAPSULADA CON SECCIONADOR DUPLEX Y CELDA DE MEDIDA

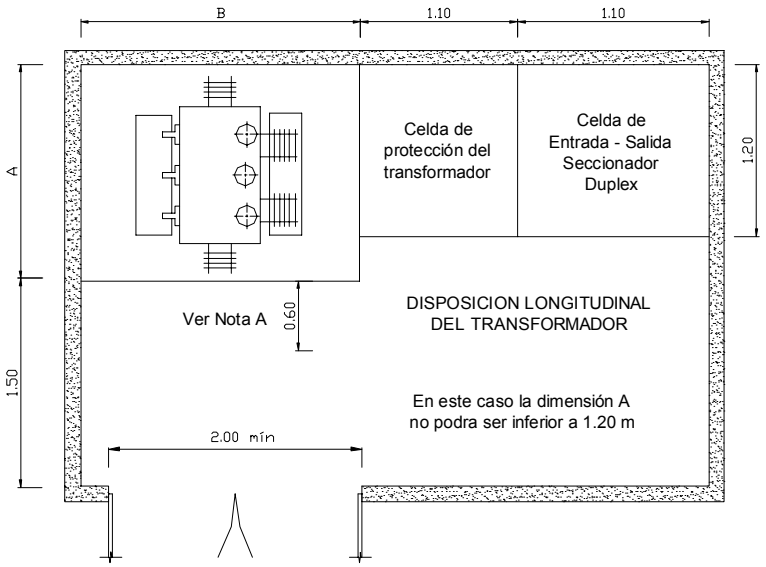


Fuente. Normas de construcción, EEB.

GRÁFICA D.4 DIMENSIONES DEL LOCAL DE LA SUBESTACIÓN CAPSULADA CON SECCIONADOR DUPLEX



Capasidad del transformador	Dimenciones de la selda	
	A	B
30	1.00	1.20
45	1.00	1.20
75	1.50	1.20
112.5	1.60	1.30
150	1.70	1.30
225	2.00	1.50
300	2.00	1.50
400	2.30	1.50
500	2.30	1.50



DIMENCIONES DEL LOCAL DE LA SUBESTACIÓN

Altura mínima: 2.30 m.

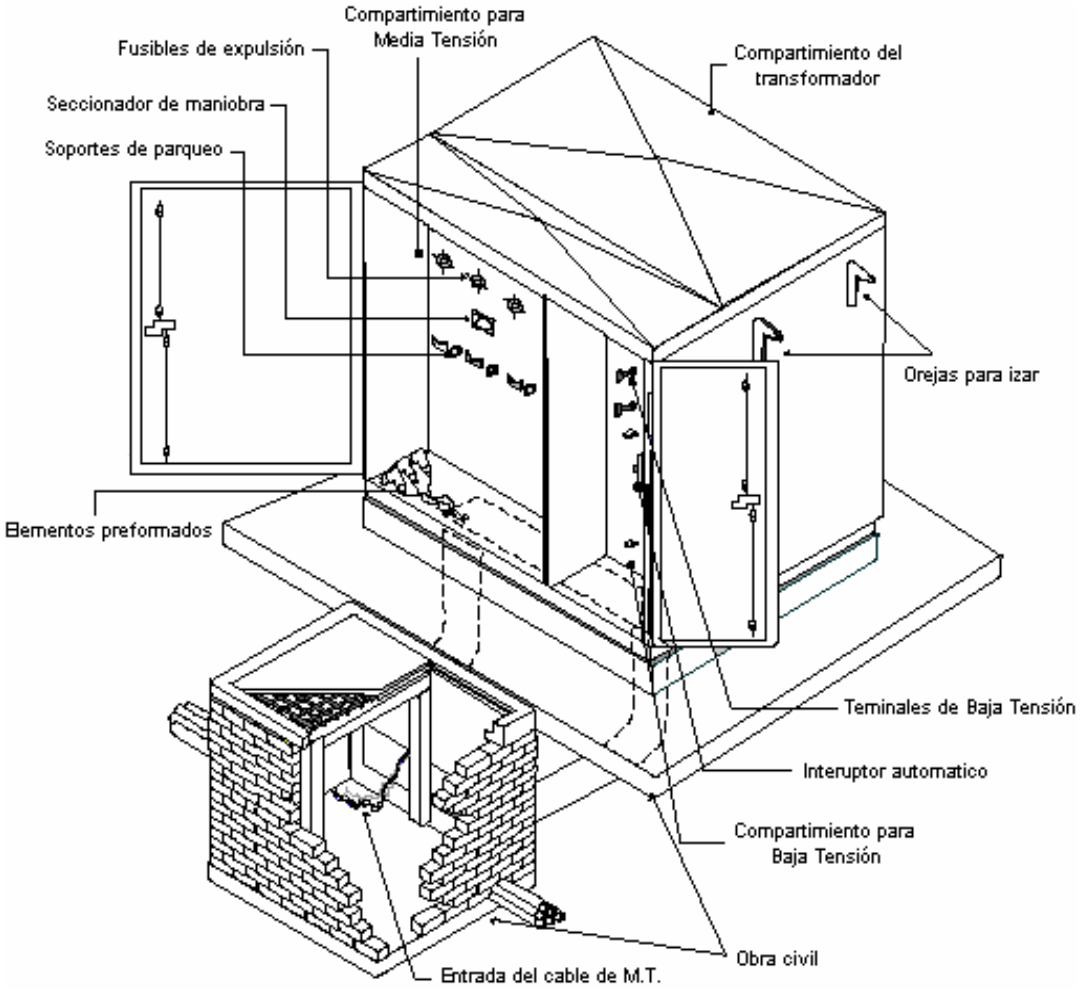
NOTA A:

- Cuando en lugar de la pared frontal de la subestación existe puerta de corredera en todo el frente, se puede reducir la distancia de la celda a la puerta de la subestación a 60 cm siempre y cuando mas allá de la puerta de corredera se garantice el espacio de trabajo adecuado.
  Articulo 110 - 32 Norma 2050.

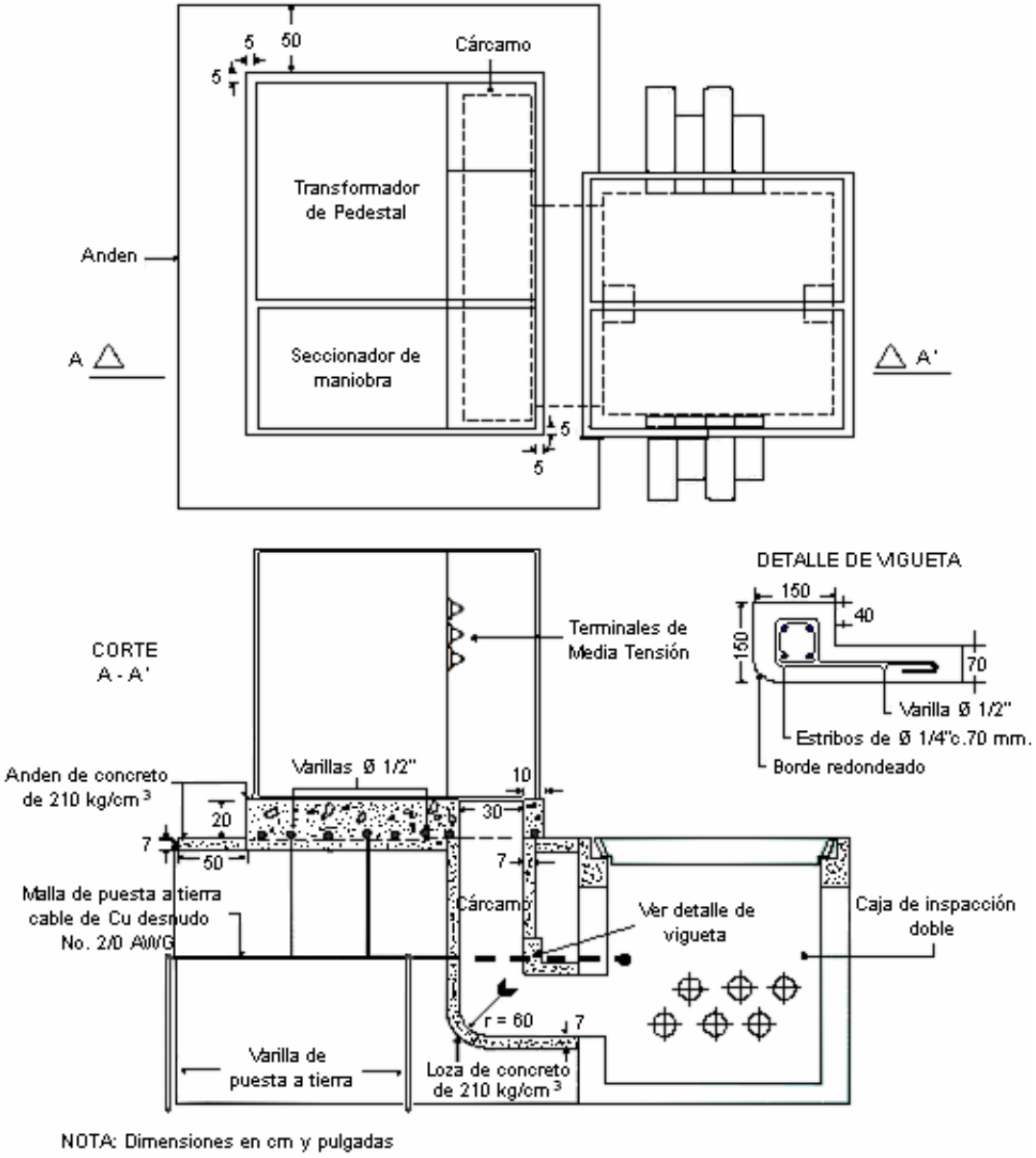
- Dimensiones en metros.

Fuente. Normas de construcción, EEB.

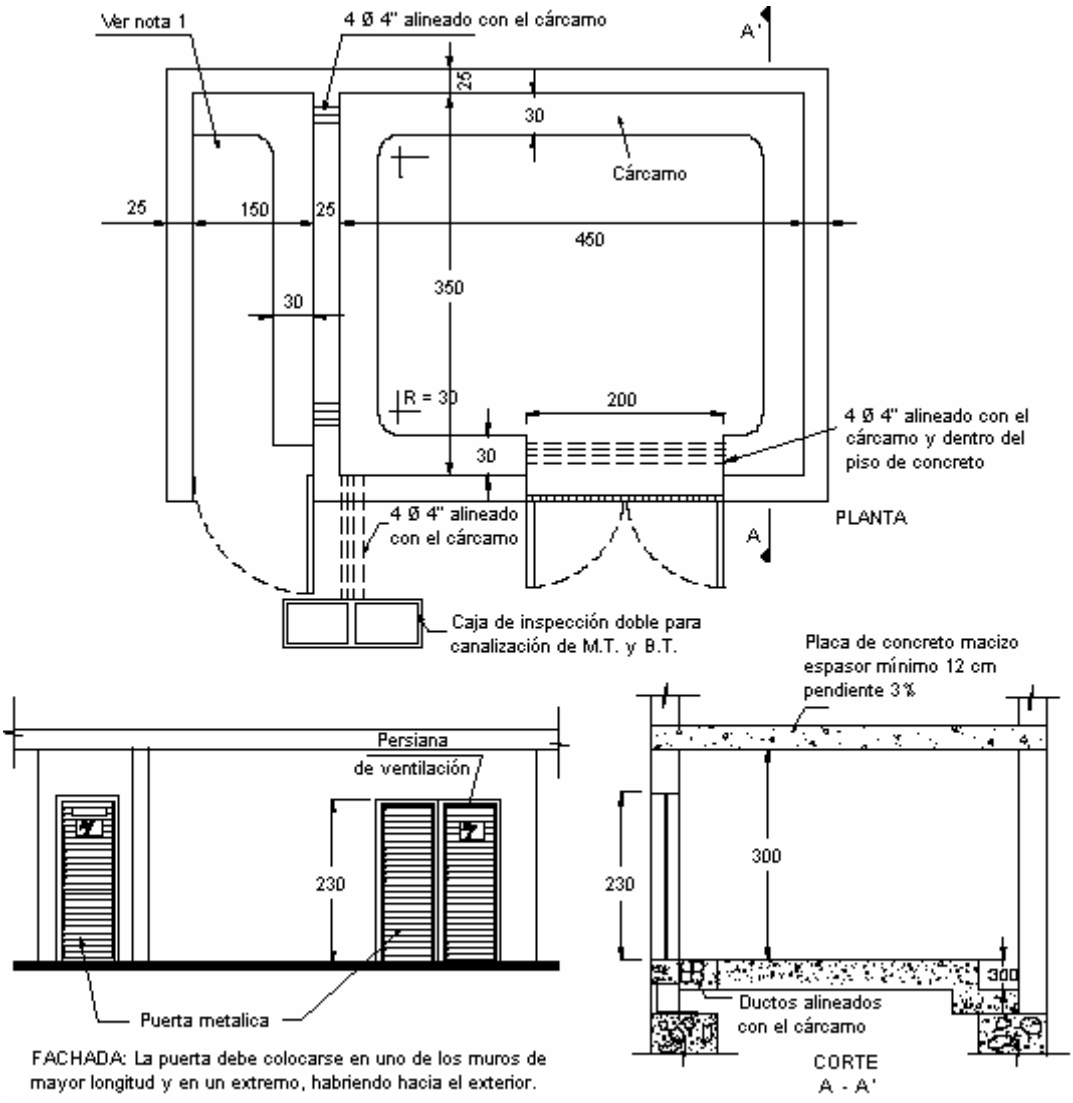
GRÁFICA D.5 SUBESTACIÓN DE PEDESTAL



GRÁFICA D.6 DIMENSIONES DE LA SUBESTACIÓN DE PEDESTAL

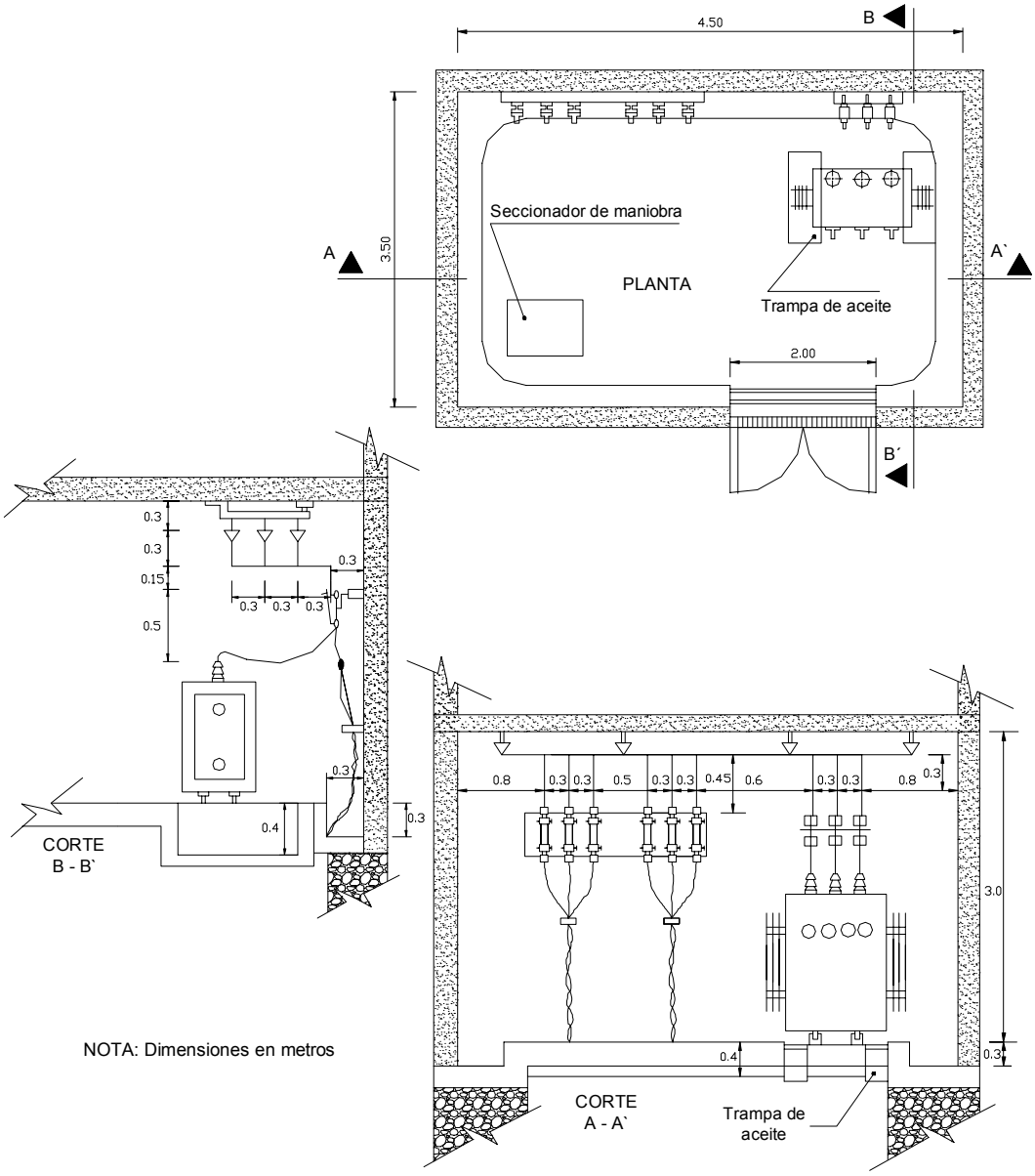


GRÁFICA D.7 SUBESTACIÓN DE LOCAL



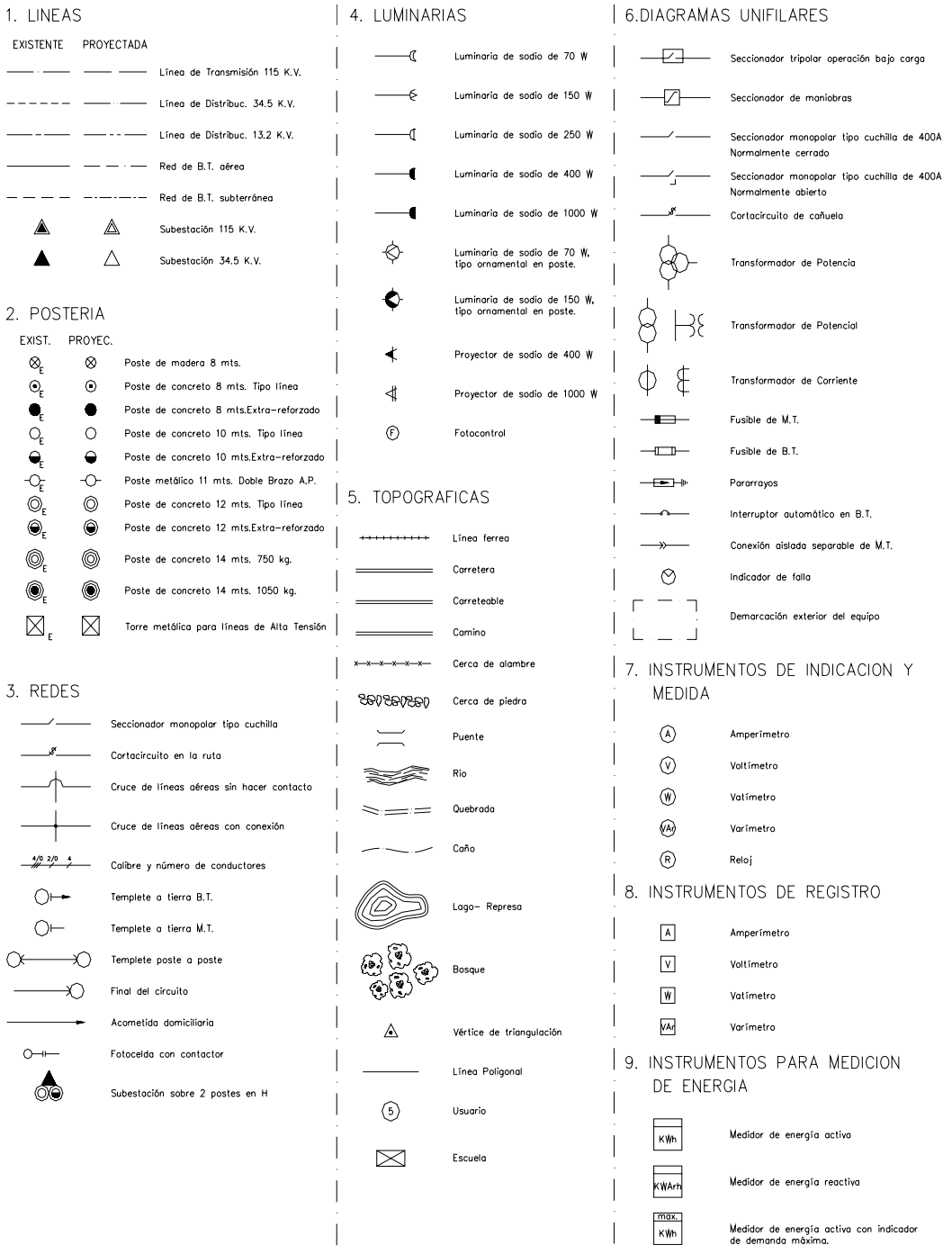
NOTAS
1 Local adicional para el armario de medidores.
2 Dimensiones en cm.

GRÁFICA D.8 DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN DE LOCAL



Fuente. Normas de construcción, EEB.

ANEXO E

CONVENCIONES ACEPTADAS
POR LA EBSA

GRÁFICA E.1 CONVENCIONES PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS ANTE LA EBSA