

**GUÍA PARA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN
ANTE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA**

**KATHERINE MONSALVE ESCOBEDO
SANDRA LORENA MONTOYA OSORIO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA, 2019**

**GUÍA PARA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN
ANTE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA**

**KATHERINE MONSALVE ESCOBEDO
SANDRA LORENA MONTOYA OSORIO**

**Proyecto de grado para optar al título de
Ingeniera Electricista**

**Director
RICARDO HINCAPIÉ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA, 2019**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	8
1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	9
1.1. Red de distribución.....	9
1.2. Redes de distribución aéreas.....	9
1.3. Redes de distribución subterráneas.....	10
1.4. Redes de distribución de baja tensión.....	11
1.5. Redes de distribución de media tensión.....	12
2. GUIA PARA LA ENTREGA DE PROYECTOS A LA EEP.....	13
2.1. Inscripción de la tarjeta profesional.....	13
2.2. Solicitud de disponibilidad.....	14
2.3. Diseño de las instalaciones eléctricas.....	19
2.3.1. Levantamiento de redes o instalaciones internas.....	21
2.3.2. Diagrama Unifilar.....	25
2.3.3. Cuadros de cargas.....	26
2.3.4. Mancheta.....	27
2.3.5. Localización.....	27
2.3.6. Convenciones y Notas.....	28
3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO.....	34
3.1. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras.....	34
3.1.1. Cargas totales.....	36
3.1.2. Factor de potencia.....	37
3.2. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.....	37
3.2.1. Definiciones.....	38
3.2.2. Normalización.....	39
3.3. Análisis de cortocircuito y de falla a tierra.....	40
3.3.1. Valor de cortocircuito en el origen de la instalación.....	40
3.3.2. Valores de cortocircuito en cualquier punto de la instalación.....	41
3.3.3. Resistencia del cable de acometida.....	42
3.3.4. Resultados.....	43
3.4. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.....	45
3.4.1. Análisis de riesgo.....	46
3.4.2. Resultados.....	48

3.5.	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	48
3.6.	Análisis del nivel de tensión requerido	57
3.7.	Cálculo de campos electromagnéticos.....	58
3.8.	Cálculo de transformadores	59
3.9.	Cálculo del sistema de puesta a tierra	60
3.10.	Cálculo económico de conductores.....	62
3.11.	Verificación de los conductores	62
3.12.	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.....	63
3.13.	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes	64
3.13.1.	Cálculo de protecciones	64
3.13.2.	Coordinación de protecciones	65
3.14.	Cálculos de canalizaciones	66
3.15.	Cálculos de pérdidas de energía	66
3.16.	Cálculo de regulación.....	70
3.17.	Clasificación de áreas	71
3.18.	Elaboración de diagramas unifilares.....	72
3.19.	Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción	73
3.20.	Especificaciones de construcción complementarias a los planos	74
3.21.	Establecer las distancias de seguridad requeridas	74
3.22.	Justificación técnica de desviación de la NTC2050 cuando sea permitido	77
3.23.	Alumbrado público	77
4.	CONCLUSIONES	78
5.	ANEXOS.....	79
	BIBLIOGRAFÍA.....	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1.	Conjuntos de redes de baja tensión empleados por la EEP	23
Tabla 2.2.	Conjuntos de redes de media tensión empleados por la EEP	24
Tabla 3.1.	Valores de la constante K - Aluminio	36
Tabla 3.2.	Valores de la constante K - Cobre	36
Tabla 3.3.	Transformadores seleccionados	36
Tabla 3.4.	Capacidad de los transformadores	37
Tabla 3.5.	Valores de factor de carga (IEC 60909)	41
Tabla 3.6.	Niveles de protección según IEC 61024-1-1	46
Tabla 3.7.	Matriz de riesgo por arcos eléctricos en gabinetes medidores	52
Tabla 3.8.	Matriz de riesgo por ausencia de electricidad en operador de red	52
Tabla 3.9.	Matriz de riesgo por contacto directo en tableros de distribución	53
Tabla 3.10.	Matriz de riesgo por contacto indirecto en equipos de uso final	53
Tabla 3.11.	Matriz de riesgo por cortocircuito en equipos de uso final	54
Tabla 3.12.	Matriz de riesgo por electricidad estática en equipos de uso final	54
Tabla 3.13.	Matriz de riesgo por equipo defectuoso en equipos de uso final	55
Tabla 3.14.	Matriz de riesgo por rayo externo	55
Tabla 3.15.	Matriz de riesgo por sobre carga en equipos de uso final	56
Tabla 3.16.	Matriz de riesgo por tensión de contacto externo	56
Tabla 3.17.	Matriz de riesgo por tensión de paso externo	57
Tabla 3.18.	Valores límites de exposición a campos electromagnéticos RETIE	58
Tabla 3.19.	Fusibles para transformadores monofásicos a 13.2 kV	64
Tabla 3.20.	Fusibles para transformadores trifásicos a 13.2 kV	64
Tabla 3.21.	Fusibles para transformadores tipo pedestal a 13.2 kV	65
Tabla 3.22.	Resistividad de algunos materiales	68
Tabla 3.23.	Porcentajes de regulación de la EEP	70
Tabla 3.24.	Constante K - Redes trifásicas de baja tensión subterráneas	71
Tabla 3.25.	Constante K - Redes monofásicas de baja tensión subterráneas	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1.	Ejemplo para la inscripción de la tarjeta profesional	14
Figura 2.2.	Solicitud de servicio de energía en la EEP - Encabezado	15
Figura 2.3.	Solicitud de servicio de energía – Primeros ítems	16
Figura 2.4.	Solicitud de servicio de energía	16
Figura 2.5.	Solicitud de servicio de energía en nivel de tensión I	17
Figura 2.6.	Solicitud de servicio de energía nivel de conexión II o III	17
Figura 2.7.	Solicitud de servicio de energía, datos tramitador y propietario	18
Figura 2.8.	Autorización del formato	18
Figura 2.9.	Formato de solicitud de servicio de energía, espacio exclusivo para la empresa	19
Figura 2.10.	Forma estructural del plano para su presentación	21
Figura 2.11.	Plano eléctrico La Giralda	22
Figura 2.12.	Componentes básicos de una red de distribución	23
Figura 2.13.	Ejemplo de levantamiento de planos	25
Figura 2.14.	Cámara subterránea real	26
Figura 2.15.	Diagrama unifilar del circuito 1 de la ciudadela La Giralda	27
Figura 2.16.	Mancheta con sus dimensiones	28
Figura 2.17.	Convenciones usadas por la EEP – Hoja 1	29
Figura 2.18.	Convenciones usadas por la EEP – Hoja 2	30
Figura 2.19.	Convenciones usadas por la EEP – Hoja 3	31
Figura 2.20.	Convenciones usadas por la EEP – Hoja 4	32
Figura 2.21.	Convenciones usadas por la EEP – Hoja 5	32
Figura 2.22.	Convenciones usadas en La Giralda	33
Figura 3.1.	Tabla de demanda diversificada	35
Figura 3.2.	DPS tipo 2 51110-01 Leviton	39
Figura 3.3.	Caracterización de transitorios en circuitos de energía de CA de bajo voltaje	40
Figura 3.4.	Potencia de cortocircuito cuando se desprecia la impedancia de la red	41
Figura 3.5.	Resistividad del conductor	42
Figura 3.6.	Reactancia lineal del conductor	43
Figura 3.7.	Interfaz del Software Risk Assessment Calculator	46
Figura 3.8.	Resultados del software	48
Figura 3.9.	Análisis de resultados	48
Figura 3.10.	Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas	49
Figura 3.11.	Factores de riesgo más comunes	49
Figura 3.12.	Continuación de Factores de riesgo más común	50
Figura 3.13.	Matriz para análisis de riesgo	51
Figura 3.14.	Perfiles de medición en líneas	59
Figura 3.15.	Esquema de medición de resistividad aparente	61

Figura 3.16.	Diagrama unifilar de uno de los circuitos de la ciudadela La Giralda	73
Figura 3.17.	Distancias mínimas de seguridad	75
Figura 3.18.	Distancias de seguridad en zonas con construcciones	76
Figura 3.19.	Distancia horizontal, paredes y debajo de balcones	76
Figura A.1.	Solicitud del servicio de energía ante la EEP	79
Figura A.2.	Carta de respuesta ante la solicitud del servicio de energía	80

INTRODUCCIÓN

En Colombia, la construcción de viviendas es realizada a diario y van de la mano con la infraestructura eléctrica, siendo esta parte esencial de la sociedad, pues constantemente estamos haciendo uso de equipos que funcionan gracias al suministro de energía que estas brindan, ya sea en nuestro hogar, centro de labores, locales públicos y hasta en la calle. Por tal motivo, es muy importante que se realice un excelente trabajo al momento de hacer una instalación eléctrica, para obtener el mejor rendimiento en energía y sobre todo que brinde la mejor seguridad posible.

Una empresa o persona natural que enfoque su vida en la realización de diseños y construcciones eléctricas, constantemente debe radicar proyectos ante los diferentes operadores de red (OR) a nivel nacional. Estos OR los evalúan para aprobarlos o rechazarlos, parcial o totalmente, pues es el primer criterio de análisis que utilizan, para decidir si prestan el servicio de energización a las diferentes obras que diariamente se desarrollan en todo el país.

En la etapa de diseño de un proyecto eléctrico, se puede incurrir en gran cantidad de errores, a nivel de planos, memorias de cálculo, especificaciones técnicas, e incluso en la presentación del proyecto (rótulo de los planos, convenciones, contenido, etc.), debido, en gran medida, a la falta de una metodología clara para su elaboración, con estándares definidos para cada una de sus partes. Otra de las causas de dichos errores es el desconocimiento de las exigencias reglamentadas en las diferentes empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.

El proceso de aprobación de cualquier proyecto eléctrico también puede tornarse muy extenso y complejo, pues no siempre se tiene claridad respecto a los pasos que se deben seguir, y los documentos que se deben anexar junto a cada diseño.

En este proyecto se explica de manera detallada la forma de elaboración y presentación de un proyecto eléctrico de baja tensión ante la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. (EEP). Sin embargo, es un trabajo que puede ser presentado a cualquier otro operador de red a nivel nacional.

En la primera parte del trabajo se dan a conocer algunos conceptos básicos sobre la normatividad utilizada por la EEP para la presentación de proyectos. En la segunda parte se explican los requisitos para su aprobación, entre los que se incluyen la inscripción de la tarjeta profesional, la solicitud de la disponibilidad del servicio que garantiza una buena conectividad en la localidad, además de una adecuada presentación de los planos eléctricos que cumplan con los criterios de diseños.

En la tercera parte se desarrollan los cálculos requeridos para la aprobación de los planos eléctricos, teniendo en cuenta que dependiendo del tipo de proyecto se debe presentar el diseño de acuerdo con su complejidad.

Finalmente, en la cuarta parte se establecen las normas de alumbrado público, las cuales son exigidas por la EEP (Reglamento técnico de iluminación y alumbrado público - RETILAP).

1. CONCEPTOS BÁSICOS

Para la realización de esta guía es necesario que se tengan presentes algunos conceptos básicos para tener una mayor claridad ante la normatividad, así como el área de influencia de la Empresa de Energía de Pereira.

1.1. Red de distribución

Según lo estipulado en el Capítulo 6 del RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas), las instalaciones eléctricas de distribución se clasifican como todo conjunto de aparatos y de circuitos asociados para transporte y transformación de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o superiores a 120 V y menores a 57.5 kV [1].

La EEP en su normatividad describe como características del sistema eléctrico de Pereira los siguientes niveles de tensión que se encuentran dentro del sistema de la ciudad [2]:

- Interconexión: 115 kV (Alta Tensión).
- Anillos y cargas industriales: 33 kV (Media Tensión).
- Distribución primaria: 13.2 kV (Media Tensión).
- Distribución secundaria: Menor a 1 kV (Baja Tensión).

De acuerdo a la empresa de energía de Pereira la mayoría de sus proyectos de diseño y construcción están basados según la siguiente clasificación:

- Diseño o construcción de línea de alta tensión.
- Diseño o construcción de subestación de alta tensión.
- Diseño o construcción de línea de media tensión.
- Diseño o construcción de subestación de media tensión.
- Diseño o construcción de red de baja tensión.

Con lo visto en la clasificación anterior y la definición de las redes de distribución, estas se encuentran clasificadas por nivel de tensión, tipo de construcción, ubicación geográfica y tipo de carga.

1.2. Redes de distribución aéreas

Las redes de distribución aéreas como su nombre lo indica son aquellas que están soportadas a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto [3]. Las partes principales que conforman un sistema aéreo son:

- Postes: pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.
- Conductores: son utilizados para circuitos primarios el aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o

aislados y en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.

- Crucetas: son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.2 kV y 11.4 kV, con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pie de amigo).
- Aisladores: son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).
- Herrajes: todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y media tensión son de acero galvanizado (grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, espigos, etc.).
- Equipos de seccionamiento: se efectúa con cortacircuitos y seccionadores monopoles para operar sin carga (100 A - 200 A).
- Transformadores y protecciones: se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 3-5-10-15-25-37.5-50-75-100 kVA y para transformadores trifásicos de 30-45-75-112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV.

La mayoría de las redes de la ciudad de Pereira son redes aéreas a excepción de la zona céntrica de la ciudad y de algunas unidades residenciales y comerciales que optaron por la utilización de redes subterráneas.

1.3. Redes de distribución subterráneas

Las redes de distribución subterráneas son aquellas que se encuentran bajo tierra por medio de recámaras y son empleadas en zonas donde sea necesario la utilización de estas, ya sea por razones de urbanismo, estética, congestión o por condiciones de seguridad donde no es aconsejable el sistema aéreo [3].

Las partes principales que conforman un sistema subterráneo son:

- Ductos: que pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.
- Cables: pueden ser monopoles o tripoles aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 - 400 - 350 - 250 MCM, 4/0 y 2/0 AWG en sistemas de 13.2 kV, 7,6 y 4,16 kV.

A pesar de que existen equipos adecuados, resulta difícil y dispendioso localizar las fallas en un cable subterráneo y su reparación puede tomar mucho tiempo, se recomienda construir estos sistemas en anillo abierto con el fin de garantizar la continuidad del servicio en caso de falla y en seccionadores entrada - salida.

Los cables a instalar en baja tensión son aislados a 600 V con polietileno termoplástico PE-THW y recubierto con una chaqueta protectora de PVC y en calibres de 400 - 350 - 297 MCM 4/0 y 2/0 AWG generalmente.

- Cámaras: son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de

maniobra. Son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.

- Empalmes uniones y terminales: permiten dar continuidad adecuada y conexiones perfectas entre cables y equipos.

1.4. Redes de distribución de baja tensión

En Colombia existen diferentes niveles de tensión para los circuitos de baja tensión, entre los cuales se encuentran zonas urbanas y rurales donde se abastecen sitios residenciales, comerciales, pequeñas industrias y alumbrado público. Los niveles de tensión existentes en Colombia son [3]:

- Monofásico trifilar 240/120 V con punto central a tierra.
- Trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra y 220/127 V con neutro a tierra. Hoy existe en el sector un sector intermedio 214/123 V.
- Trifásico en triángulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 voltios. Los voltajes citados se refieren a la tensión de placa (sin carga) en los transformadores de distribución. Para los sistemas industriales y de alumbrado público grandes, que requieren un transformador propio independiente de la red secundaria, son muy comunes las siguientes tensiones nominales: trifásico 480/277 V en estrella y trifásico 480/240 V en delta.

Según la norma de la EEP, en las redes de uso general de baja tensión se permitirán las siguientes [2]:

- Monofásico bifilar a 120 V mediante acometida de dos conductores, así: uno conectado a fase (conductor no puesto a tierra), y el neutro (conductor puesto a tierra); para una carga instalada hasta 7 kVA.
- Monofásico trifilar a 240 V/120 V mediante acometida de tres conductores, así: dos conectados a fases, y el neutro de un sistema monofásico; para una carga instalada entre 7 kVA y 14 kVA.
- Bifásico trifilar a 208 V/120 V mediante acometida de tres conductores, así: dos conectados a fases, y el neutro de un sistema trifásico tetrafilar; para una carga instalada entre 7 kVA y 14 kVA.
- Trifásico tetrafilar a 208 V/120 V mediante acometida de cuatro conductores, así: tres conectados a fases, y el neutro de un sistema trifásico tetrafilar; para una carga instalada entre 14 kVA y 21 kVA.
- Cargas especiales superiores a 21 kVA, alimentadas a 208 V/120 V, se pueden conectar a los bornes de un transformador de la Empresa mediante acometida subterránea debidamente normalizada, siempre y cuando exista capacidad disponible en el transformador o posibilidad de ampliarlo, y se ajuste a la regulación de tensión. El medidor respectivo deberá instalarse, según plano presentado por el interesado, en sitio que acepte la Empresa.

Cuando las cargas son mayores que las anteriores o cuando las condiciones técnicas lo ameriten, la Empresa exigirá la instalación de transformadores dedicados: la selección de estos se hará con base en la demanda diversificada (kVA diversificados), la cual debe ser igual o superior al 80% de la capacidad del transformador. Cuando exista una sola cuenta, con transformador de uso dedicado, la carga máxima autorizada podrá superar los kVA del transformador, permitiéndose la sobrecarga ajustada a las Normas de Cargabilidad

para los transformadores refrigerados en aceite o secos. La Empresa permitirá la conexión de los transformadores que ingresen a su sistema, solo si en el momento de la energización la carga diversificada es igual o superior al 30% de la capacidad nominal del transformador; en caso contrario no se autoriza la conexión. No se permitirán redes alimentadas por transformadores con tensiones en baja 220 V/127 V en zonas residenciales.

1.5. Redes de distribución de media tensión

En Colombia se diseñan los circuitos primarios a diferentes tensiones. Generalmente se establece como tensión nominal para el diseño 13.2/7.62 kV, configuración estrella con neutro sólido a tierra [3].

2. GUIA PARA LA ENTREGA DE PROYECTOS A LA EEP

Para la presentación de proyectos a la EEP se requiere de ciertos criterios para garantizar su aprobación, entre los que incluyen la inscripción de la tarjeta profesional, la solicitud de la disponibilidad del servicio que garantiza una buena conectividad en la localidad, además de una adecuada presentación de los planos eléctricos que cumplan con los criterios de diseños.

La EEP especifica en su norma dos tipos de diseño: simplificado y detallado. En este caso se enseña el diseño detallado y otros posibles documentos que son necesarios para la aprobación del plano como es el caso del reporte de lo realizado en el plano, y finalmente ya aprobado el proyecto y realizada su ejecución, se solicita el recibo de obra para la revisión técnica de la empresa para así poder energizar el proyecto realizado.


En los siguientes capítulos se explica de la forma más detallada posible cada criterio mencionado anteriormente con el propósito de que la persona interesada en esta guía pueda aclarar dudas.

2.1. Inscripción de la tarjeta profesional

Todo profesional que se encuentre interesado en la presentación de proyectos a la EEP como paso primordial, debe inscribir su tarjeta profesional conforme a lo estipulado en el Numeral 10.1 del RETIE, en el cual se establece que toda instalación eléctrica a la que se le aplique el RETIE, debe contar con un diseño realizado por un profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad [1]. Esto se hace con el propósito de garantizar que la persona que presente el proyecto se encuentre apegada a las leyes del país y que sea un profesional en esta área.

Para realizar la inscripción de la tarjeta profesional la persona interesada debe acercarse a las oficinas de EEP y reclamar el formato de inscripción y/o actualización de registro de ingenieros, en el cual se solicita el nombre completo, cédula de ciudadanía, registro actual (es una letra y un número de identificación que la EEP le entrega al profesional ya inscrito; en caso de inscribirse por primera vez este campo debe dejarse en blanco y solo es diligenciado por aquellas personas que ya lo tengan y que solo usen este formato para actualizar sus datos), matrícula profesional, dirección de oficina y residencia, número telefónico fijo y celular, correo electrónico y firma de la persona. Además de este formato, se debe anexar fotocopia de la cédula de ciudadanía y fotocopia de la tarjeta profesional.

En la Figura 2.1 se muestra el formulario que debe ser diligenciado. Luego de la inscripción la EEP le entrega al profesional una letra y un número que es conocido por ellos como el registro actual y cuando se presenten diseños debe ser agregado como modo de identificación, como si fuera un nombre.

	INSCRIPCIÓN Y/O ACTUALIZACIÓN REGISTRO DE INGENIEROS	CODIGO: DIS.ING.F07
		VERSIÓN: 1

NOMBRE: _____

CEDULA DE CIUDADANIA No _____ DE _____

REGISTRO ACTUAL No _____

MATRICULA PROFESIONAL No _____

DIRECCION RESIDENCIA _____

DIRECCION OFICINA _____

TELEFONO _____

CELULAR _____

CORREO ELECTRONICO _____

FIRMA _____

Autorizo a la EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. para realizar cualquier operación o conjunto de operaciones sobre los datos personales aquí consignados tales como recolección, almacenamiento, uso, circulación o supresión de los mismos tendiente a la prestación efectiva del servicio público de energía eléctrica y sus actividades complementarias, así como para la facturación y comercialización de los demás productos que la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. ofrece a sus usuarios. (Ley 1581 de 2012, reglamentada parcialmente por el Decreto 1377 de 2013). SI _____ NO _____

ENERGIA CON SENTIDO SOCIAL

TORRE CENTRAL Carrera 10 No 17-35 Piso 3 Tel: 3151515-3151485-3151436 Fax: 3151525,
www.eep.com.co - Email: eep@eep.com.co Pereira - Risaralda

Figura 2.1. Ejemplo para la inscripción de la tarjeta profesional

2.2. Solicitud de disponibilidad

Antes de la realización del diseño eléctrico y de la intención de presentar cualquier proyecto a la EEP es necesario que se haga la solicitud de disponibilidad. Esta se realiza con la intención de observar la forma más adecuada de cómo el nuevo proyecto puede ser conectado a la red. Además la solicitud de la disponibilidad dependiendo del tamaño o del proyecto a realizar, puede llegar a permitir un ahorro en la compra del transformador, ya que en ocasiones los transformadores existentes pueden llegar a albergar espacio extra para la conexión de una nueva red.

Para realizar la solicitud de disponibilidad es necesario acercarse a las oficinas de la EEP y solicitar el formato de solicitud de servicio de energía, el cual debe ser diligenciado de acuerdo a la necesidad del proyecto. Este formato se considera un requisito de carácter obligatorio, ya que por su importancia garantiza el servicio de energía eléctrica por parte de la EEP. Como todos los formatos existentes en el país, estos deben ir de acuerdo a las leyes y entes de control y regulación, por lo tanto este formato se apega con la Resolución CREG 070/98 o Código de Distribución en el cual se establece en el numeral 3.2.2 la responsabilidad del OR en la planeación de su sistema [4].

En el formato que se llama solicitud de servicio de energía, en la parte superior se encuentran las opciones que pueden ser seleccionadas de acuerdo a la necesidad del proyecto: disponibilidad, factibilidad y viabilidad (ver Figura 2.2).

		SOLICITUD DE SERVICIO DE ENERGÍA			CÓDIGO: DIS.ING.F01	
					VERSIÓN: 3	
DISPONIBILIDAD		FACTIBILIDAD		VIABILIDAD		

Figura 2.2. Solicitud de servicio de energía en la EEP - Encabezado

La disponibilidad del servicio consiste en certificar que la Empresa prestadora del servicio dispone de la infraestructura eléctrica necesaria para llevar la energía eléctrica hasta el sitio donde se está solicitando, bien sea un predio o un sector.

La factibilidad consiste en determinar el punto de la red eléctrica desde el cual se obtendrá la energía para alimentar las instalaciones donde se está solicitando el servicio. Determina la necesidad de construcción de redes para el transporte de la energía hasta las instalaciones del cliente y describe el procedimiento y/o las especificaciones técnicas que se deben seguir para construirlas.

La viabilidad es la técnica de conectar un predio a las redes del servicio y consiste en la posibilidad física de unir la infraestructura de transporte o conducción, así como contar verdaderamente con la capacidad de atender la posible demanda.

El formato consta de diferentes ítems para llenar la información del solicitante (ver Figura 2.3): número de solicitud (número con el cual se hace el registro – se deja en blanco y es diligenciado por el funcionario que recibe la solicitud), fecha (el día que se realiza la solicitud), el nombre del propietario del proyecto y/o predio (puede ser persona natural a la cual le pertenece el lote donde se realizará la posible construcción o ampliación, o la constructora a la cual le pertenece el predio), nit y/o cédula (identificación de la persona a la cual le pertenece el predio), dirección del predio, ficha catastral, matrícula inmobiliaria, tipo de localidad (urbano o rural - nombre del barrio o/y vereda a que pertenece) y localización (es el dibujo que se realiza de la ubicación del predio para tener una mejor claridad de la zona).

1. SOLICITUD N°	FECHA:				
2. PROPIETARIO DEL PROYECTO Y/O PREDIO:					
3. NIT Y/O CEDULA			4. DIRECCIÓN DEL PREDIO:		
5. FICHA CATASTRAL			6. MATRICULA INMOBILIARIA		
Barrio:			Vereda:		
7. LOCALIZACIÓN:					

Figura 2.3. Solicitud de servicio de energía – Primeros ítems

Los otros ítems se refieren al tipo de proyecto y la información del propietario y tramitador. Para el tipo de proyecto se debe indicar si es una construcción o modificación y si es de tipo residencial, comercial e industrial, además del nombre del proyecto y el número estimado de matrículas. Aquí también se debe incluir la información necesaria que indica el formato de acuerdo con el nivel de conexión (ver Figura 2.4).

8. TIPO DE PROYECTO:					
Construcción: _____			Modificación: _____		
Residencial: _____	Estrato N°: _____	Comercial: _____	Industrial: _____	N° Estimado de Matrículas: _____ und.	
Nombre del Proyecto: _____					

Figura 2.4. Solicitud de servicio de energía

La EEP tiene la capacidad de suplir las necesidades de conexión hasta el nivel de tensión III (de acuerdo a la CREG). Por ende, si la conexión es de nivel I se debe incluir en la solicitud la potencia estimada en kVA, el tipo de acometida (subterránea o aérea) con su respectivo tipo de conductor (cobre o aluminio) y calibre en AWG, el tamaño de la protección (en amperios), tensión de servicio (en voltios) y el tipo de medidor (monofásico, bifásico o trifásico).

Para este tipo de conexión la Resolución de CREG 070/98 o Código de Distribución en el Numeral 4.4.1 “*Solicitud de factibilidad de servicio y puntos de conexión*” establece en sus numerales que en las conexiones de nivel I el usuario deberá presentar 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 los planos eléctricos de la conexión existente y los nuevos planos con la modificación requerida; además este tipo de conexión para proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero con matrícula profesional vigente o un técnico electricista. En este caso el OR tiene un plazo de 7 días para dar respuesta a la solicitud [4] (ver Figura 2.5).

Nivel de Conexión I	
Potencia Estimada:	_____ KVA.
Acometida:	Aérea ___ Sub ___ CU ___ AI ___
Calibre Acometida:	_____ AWG
Protección:	_____ Amp
Tensión de Servicio:	_____ Volt
Tipo de Medidor:	1F ___ 2F ___ 3F ___

Figura 2.5. Solicitud de servicio de energía en nivel de tensión I

Si la solicitud a realizar es en nivel II ó III, se debe indicar la potencia estimada en kVA, si el transformador a usar está en una ubicación aérea, subterránea o tipo pedestal, al igual que si la red de media y baja tensión que componen el proyecto es aérea o subterránea y si incluye la red de alumbrado público o un cambio de nivel de medida (ver Figura 2.6).

Nivel de Conexión II o III	
Potencia Estimada:	_____ KVA.
S/E:	Aérea ___ Interior ___ Pedestal ___
Red de M.T.:	Aérea ___ Subterránea ___
Red de B.T.:	Aérea ___ Subterránea ___
Red Alumbrado Público	___ Cambio Nivel de Medida ___

Figura 2.6. Solicitud de servicio de energía nivel de conexión II o III

Este tipo de conexiones según la Resolución de CREG 070/98 en el Numeral 4.4.1 “Solicitud de factibilidad de servicio y puntos de conexión” establece que en las conexiones de nivel II y III para solicitar una conexión nueva o la modificación de una existente, el usuario deberá presentar la información pertinente dependiendo de la complejidad de la conexión [4]. La información a la que hace referencia el código de distribución se encuentra anexa y se denomina en el documento con el Numeral 1.3, el cual contiene la siguiente información [4]:

- Información solicitudes de conexión: localización, tipo de carga (industrial, comercial), nivel de tensión, carga total o carga adicional a conectar, cargas especiales y fecha de entrada en operación.
- Información para aprobar conexiones: diseños, planos y memorias de cálculo de líneas y subestaciones, especificaciones y características técnicas de líneas y subestaciones,

especificaciones y características técnicas de equipos asociados, rutas y constitución de servidumbres, licencias y permisos.

- Información para puesta en servicio: certificado de aprobación del punto de conexión y protocolo de pruebas de los equipos a conectar.

Como se puede observar, el formato entregado por la EEP cumple con todas las especificaciones aquí mostradas y son acordes al código de distribución, además de tenerse en cuenta que si la solicitud a realizar es de nivel II, esta puede ser hecha por un ingeniero con matrícula profesional vigente o un técnico electricista. Sin embargo, en una conexión de nivel III el proyecto y solicitudes deben ser realizados y firmados por un ingeniero electricista, con matrícula profesional vigente.

En caso de ser necesario, se debe anexar copia de las licencias, permisos y requisitos legales aplicables al tipo de conexión que sean exigidos por las autoridades competentes. El plazo que se tiene para la respuesta ante la solicitud para las conexiones de nivel II y III son 15 días hábiles, pero en ocasiones se pueden llegar a presentar demoras por lo cual la EEP debe informar de esta demora. En caso de que sean aprobados la solicitud y planos para la conexión, deberán tener una vigencia mínima de un año.

Por último, en el formato debe ir la firma del propietario del predio con dirección de residencia y teléfono, así como del tramitador (debe estar inscrito por medio de su tarjeta profesional para que pueda ser identificado por la EEP como un profesional en esta área - ver Figura 2.7). Además se debe dar autorización a la EEP por el uso de los datos consignados en dicho formato (ver Figura 2.8).

9. INFORMACIÓN DEL PROPIETARIO Y TRAMITADOR :					
FIRMA DEL PROPIETARIO		DIRECCIÓN		TELÉFONO	
NOMBRE TRAMITADOR		DIRECCIÓN		TELÉFONO	

Figura 2.7. Solicitud de servicio de energía, datos tramitador y propietario

<p>Autorizo a la EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A E.S.P. para realizar cualquier operación o conjunto de operaciones sobre los datos personales aquí consignados tales como recolección, almacenamiento, uso, circulación o supresión de los mismos tendiente a la prestación efectiva del servicio público de energía eléctrica y sus actividades complementarias, así como para la facturación y comercialización de los demás productos que la Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P. ofrece a sus usuarios. (Ley 1581 de 2012, reglamentada parcialmente por el Decreto 1377 de 2013). SI ____ NO ____</p>

Figura 2.8. Autorización del formato

Para dar respuesta a la disponibilidad del servicio, la EEP cuenta con dos maneras de realizarla de acuerdo con el grado de complejidad del proyecto. La primera es devolviendo el formato de solicitud de servicio de energía y en el espacio exclusivo para la empresa confinan la información y la aprobación de la misma dando el visto bueno por parte del ingeniero encargado del área de expansión (ver Figura 2.9). La segunda forma es por medio de una carta donde se concede la disponibilidad del servicio para el predio, con todas las especificaciones necesarias para efectuar la conexión y obtener la prestación del servicio (ver Anexo 1). En el Anexo 2 se ilustra una carta de solicitud de disponibilidad emitida por la EEP, aprobando la conexión de 75 kVA para el predio ubicado en Alcalá de Henares.

ESPACIO PARA USO EXCLUSIVO DE LA EEP						
				Nodo: _____	Circuito _____	Trafo: _____
						Usuarios _____
RESPUESTA OFICIO N°:						Capacidad _____
						Propiedad _____
FECHA:						Icc 1F _____ KA
						Icc 3F _____ KA
				APROBADO: SI _____	NO _____	
RECIBIDO POR.				OBSERVACIONES		
				VISTO BUENO INGENIERO EXPANSION:		
FECHA:				FIRMA _____		

Figura 2.9. Formato de solicitud de servicio de energía, espacio exclusivo para la empresa

2.3. Diseño de las instalaciones eléctricas

Luego de ser tramitada y aceptada la disponibilidad, al presentar los diseños eléctricos estos deben ir acompañados de dos copias de memoria de cálculos, dos copias de los planos eléctricos, carta del propietario autorizando al ingeniero la presentación de los diseños, carta de responsabilidad del ingeniero y el recibo de pago.

Además de lo mencionado anteriormente, la EEP cuenta en su normatividad con unas especificaciones técnicas entre las que incluye la forma de cómo debe ser entregado el plano eléctrico con respecto a su contenido y estética, y de las referencias de acuerdo con el RETIE de cómo debe ser el contenido del diseño dependiendo del grado de complejidad del proyecto [2]:

- a. Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.
- b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.
- c. Análisis de cortocircuito y de falla a tierra.
- d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.
- e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.
- f. Análisis del nivel de tensión requerido.
- g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE.
- h. Cálculo de transformadores, incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.
- i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.
- j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.
- k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red, y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909 IEE242, capítulo 9 o equivalente.
- l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.
- m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC60974-2 Anexo A.

- n. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canaletas y electroductos), y volumen de encerramientos (cajas, tableros, etc.).
- o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.
- p. Cálculos de regulación.
- q. Clasificación de áreas.
- r. Elaboración de diagramas unifilares.
- s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.
- t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.
- u. Establecer las distancias de seguridad requeridas.
- v. Justificación técnica de desviación de la NTC250 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.
- w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

Para explicar detalladamente cada uno de estos puntos se usará como ejemplo el diseño realizado para la Ciudadela La Giralda (de ahora en adelante denominada La Giralda), la cual se encuentra ubicada sobre la vía al barrio el Japón (hacia el barrio Frailes) en el municipio de Dosquebradas, y consiste de 22 bloques de apartamentos (cada uno de 20 apartamentos), para un total de 440 unidades de vivienda (estrato 2).

La EEP entre sus exigencias solicita que el plano contenga en su forma estructural los siguientes componentes (ver Figura 2.10):

- Levantamiento de redes o instalaciones internas.
- Diagrama unifilar.
- Cuadro de carga.
- Detalle de montaje de medidor.
- Mancheta.
- Localización.
- Convenciones y notas.

Para la presentación física del plano como requisito fundamental, se debe entregar con un tamaño mínimo de medio pliego sin importar su contenido, de lo contrario este no será revisado por la EEP. Además se permite el uso de AutoCAD en las versiones 2007 a 2013 como herramienta necesaria para la presentación de proyectos, ya que en este se puede ver con mayor claridad su contenido. Las escalas permitidas por la EEP son [2]:

- Localización de un predio: 1:1000 o 1:500.
- Redes rurales: 1:2000 o 1:1000.
- Redes subterráneas: 1:500.
- Secciones de vías: 1:100.
- Vistas de una subestación: 1:50.

Si las escalas no se ajustan al plano realizado, se podrán usar otras de acuerdo a los criterios expuestos por la EEP.

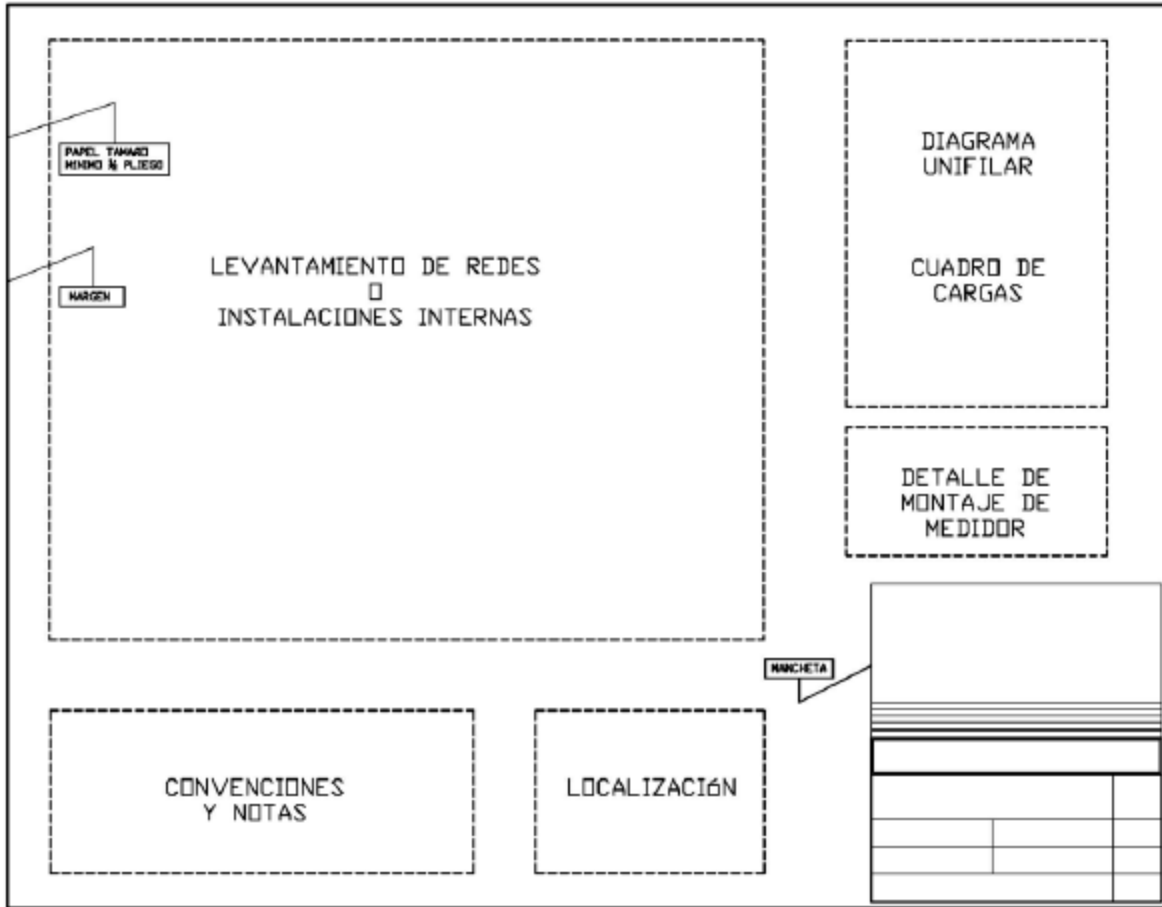


Figura 2.10. Forma estructural del plano para su presentación

Para el caso de La Giralda el diseño se realizó con una red de distribución subterránea, por lo cual como exigencia de la EEP la escala es 1:500 (ver Figura 2.11). El diseño fue realizado en AutoCAD y se puede ver como se distribuyeron los elementos requeridos en el plano, como lo solicita la EEP.

2.3.1. Levantamiento de redes o instalaciones internas

Para realizar el levantamiento de planos es necesario el diseño o estudio de los planos arquitectónicos, los cuales son realizados por un profesional en esa área. La información consignada en estos debe ser realizada de forma detallada y concisa ya que en ellos se deben incluir los factores que puedan llegar a afectar el diseño eléctrico: tuberías de acueducto y alcantarillado, gas, telecomunicación, zonas verdes, parqueaderos y carreteras.

El diseño es realizado de acuerdo con los requerimientos y solicitudes hechas por el cliente, teniendo en cuenta la normatividad tanto de la empresa de energía, así como el RETIE, RETILAP, NTC y de todas aquellas normas que sean necesarias para su realización.

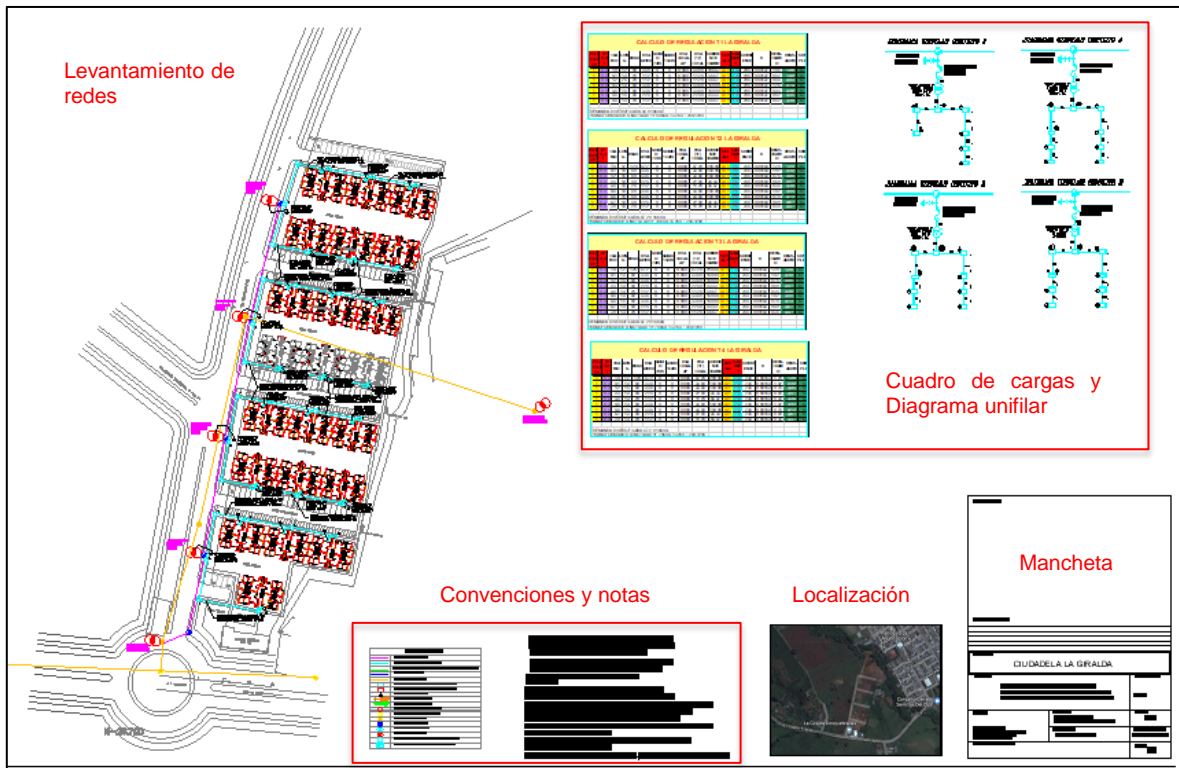


Figura 2.11. Plano eléctrico La Giralda

Los elementos básicos que componen un diseño eléctrico para este tipo de proyectos son: nodos que pueden ser postes o cámaras, el conductor o cable que permite la unión de los nodos, el transformador, cajas de distribución, medidores (en caso de ser necesario), elementos de alumbrado público, número de abonados y demás redes o elementos existentes que se puedan llegar a encontrar en la localidad (ver Figura 2.12).

Para el caso de los nodos se debe tener en cuenta el tipo de red, ya que la EEP en su norma específica que para cada nodo se debe indicar el nodo inicial al cual se conecta la nueva red, ya sea un nodo nuevo o existente. En caso de que sea nuevo se usan los números enteros positivos iniciando con 1 y en el caso de que existan, la empresa tiene cada elemento de sus instalaciones georeferenciado por medio de unos números y del apoyo al cual está sujeto dicho nodo. En este caso se deben anotar los números de los dos apoyos más cercanos al inicial, así como sus distancias a ellos.

A cada nodo se le debe anotar en el plano, además de lo anterior, el tipo de apoyo que lo compone; es decir, físicamente que elementos se encuentran asociados a él, incluyendo el número de abonados que se encuentren conectados, por lo cual la empresa tiene una serie de códigos o nomenclatura los cuales van de acuerdo al tipo de red. Para las redes subterráneas se usan cámaras, para lo cual se debe indicar el número correspondiente al elemento o el indicado por el diseñador y el número de abonados asociados a este. Para las redes aéreas de baja tensión aparte de la enumeración y el número de abonados, se debe indicar el tipo de apoyo físico. De acuerdo al tipo de apoyo, la EEP tiene los conjuntos descritos en las Tabla 2.1 y 2.2 para las redes de baja y media tensión, respectivamente.

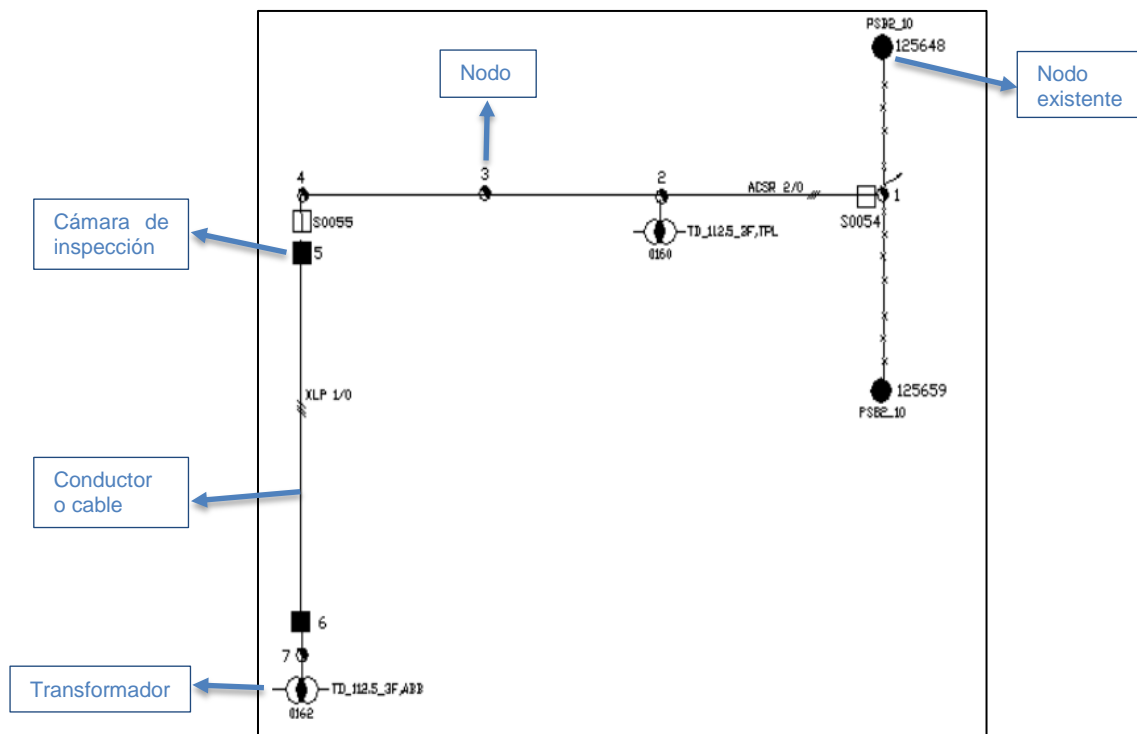


Figura 2.12. Componentes básicos de una red de distribución

Tabla 2.1. Conjuntos de redes de baja tensión empleados por la EEP

Conjunto	Descripción
ST1	Suspensión con tornillo (o abrazadera)
SG1	Suspensión con grapa
TST1	Terminal sencilla con tornillo (o abrazadera)
TSG1	Terminal sencilla con grapa
TDT1	Terminal doble con tornillo (o abrazadera)
TDG1	Terminal doble con grapa
TS1+TS1*	Terminal doble en ángulo de 90°
TDAG1	Terminal doble con ángulo de 90° con grapa
S1+TS1*	Suspensión más terminal sencilla sin poste
SG1+TG1*	Suspensión con grapa más terminal con grapa sin poste
BNT	Bajante de neutro a tierra
CDA	Caja de derivación para acometida
CRBTT	Conexión de baja tensión a transformador
TRAT	Transición de red aérea abierta existente a red trenzada
T1	Templete directo a tierra
TG1	Templete en guitarra
TPA1	Templete a poste auxiliar
PA1	Poste en pie de amigo
TPP	Templete poste - poste
F1	Fusible baja tensión

Tabla 2.2. Conjuntos de redes de media tensión empleados por la EEP

Conjunto	Descripción
DME	Distancia mínima a edificaciones y vías
DMR	Distancia mínima entre redes
SST2	Suspensión sencilla triangular
SST2	Suspensión doble triangular
TST2	Terminal sencilla triangular
TST2	Terminal doble triangular
SA2	Suspensión en abanico
TDA2	Terminal doble en abanico
SSB2	Suspensión sencilla en bandera horizontal
SDB2	Suspensión doble en bandera horizontal
TSB2	Terminal sencilla en bandera horizontal
TDB2	Terminal doble en bandera horizontal
SSBDN2	Suspensión sencilla en bandera dos niveles
SDBDN2	Suspensión doble en bandera dos niveles
SSBCC2	Suspensión sencilla en bandera cruceta corta
SDBCC2	Suspensión doble en bandera cruceta corta
TDBCC2	Terminal doble en bandera cruceta corta
SSDC2	Suspensión sencilla dos circuitos
TDDC2	Suspensión doble dos circuitos
TSH2	Terminal sencilla en hache
TDH2	Terminal doble en hache
T2	Templete directo a tierra
TG2	Templete en guitarra
TPA2	Templete a poste auxiliar
TPAB2	Templete a poste auxiliar en bandera
PA2	Poste en pie de amigo
CPB2	Crucero portacaja en bandera
CPC2	Crucero portacaja centrado
SCCM2	Suspensión compacta con cable mensajero
TSCCM2	Terminal sencilla compacta con cable mensajero
TDCCM2	Terminal doble compacta con cable mensajero
SSA2	Suspensión sencilla apantallada
TSA2	Terminal sencilla apantallada
TDA2	Terminal doble apantallada

Para el caso del conductor, en el plano se debe indicar si la red es trifásica o monofásica, asignando a los tramos de uno a tres pequeños trazos para las fases, al igual que el tipo de conductor predominante o por defecto, así: ACSR (calibre), Cu (calibre), etc. En caso de que existan otros calibres diferentes al predominante, indicarlo en el plano en cada tramo.

Además para los elementos existentes (redes, transformadores, seccionadores, nodos, etc.) que afecten el diseño y deban ser tenidos en cuenta, la EEP tiene georeferenciado cada elemento de su red a través del software SPARD el cual permite análisis de sistemas de distribución en tiempo real, y la localización de cada elemento con sus respectivas enumeraciones, circuitos, elementos físicos, etc. En caso de existir un elemento existente que afecte el diseño, este debe ser enumerado tal cual como la EEP lo tiene referenciado.

Por último, debe especificarse si existe red de alumbrado público e indicarla en cada tramo, marcando el respectivo calibre y el material, así: 8 Cu, 6 Al, etc. Si existen luminarias, estas se deben identificar con el número asignado por el concesionario de alumbrado público.

En la Figura 2.13 se puede observar que para la red de distribución se seleccionó una red abierta y subterránea, por lo cual a los nodos en este caso (cámaras) no se les especifica el tipo; además cada cámara está con el número correspondiente de acuerdo con el criterio del diseñador y para cada tramo está especificado el calibre del conductor. En la Figura 2.14 se puede observar una cámara subterránea.

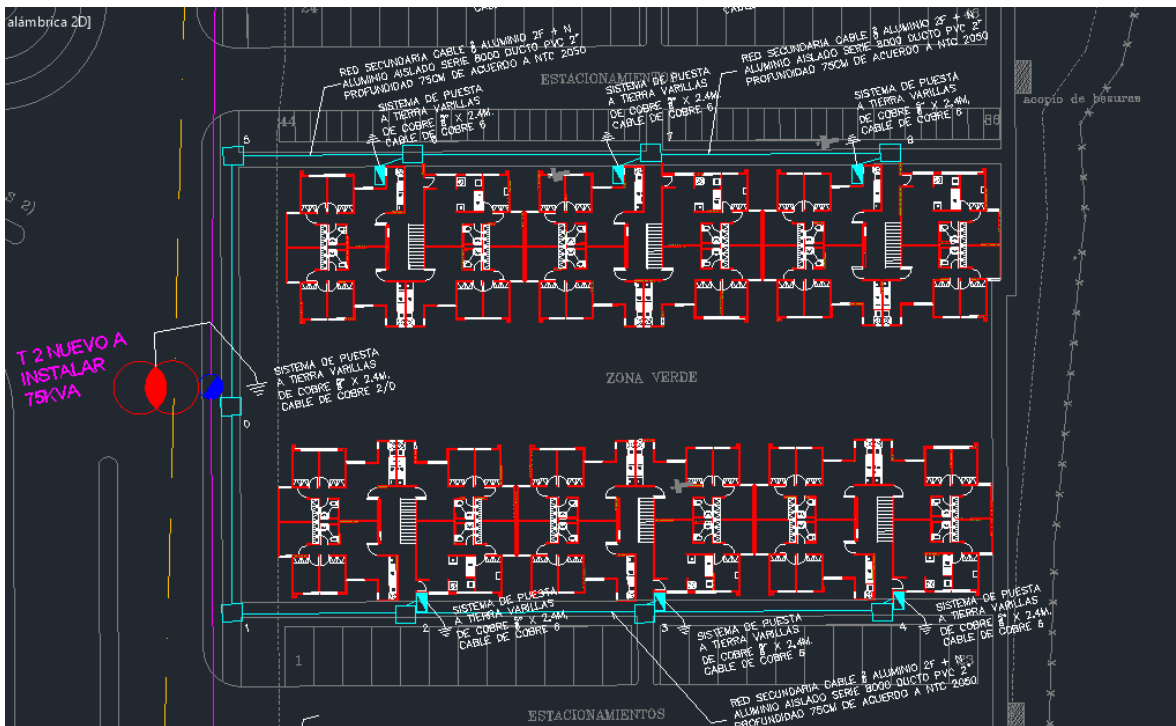


Figura 2.13. Ejemplo de levantamiento de planos

2.3.2. Diagrama Unifilar

La EEP tiene como uno de sus requisitos fundamentales que toda instalación lleve consigo su o sus respectivos diagramas unifilares. Estos deben realizarse de forma detallada, es decir, deben incluir los nodos físicos y eléctricos contenidos en el diseño, de la forma como se elaboró el levantamiento de planos. En otras palabras, debe incluir el número asignado a cada nodo, el número de abonados asociados a los nodos y las convenciones contenidas en la norma. Como complemento, para describir los nodos eléctricos de baja, media o alta tensión, se puede hacer uso de un cuadro incluido en el plano, que contenga el código de ubicación del nodo, y el respectivo código descriptivo de la estructura.

En la Figura 2.15 se observa un ejemplo de un diagrama unifilar.

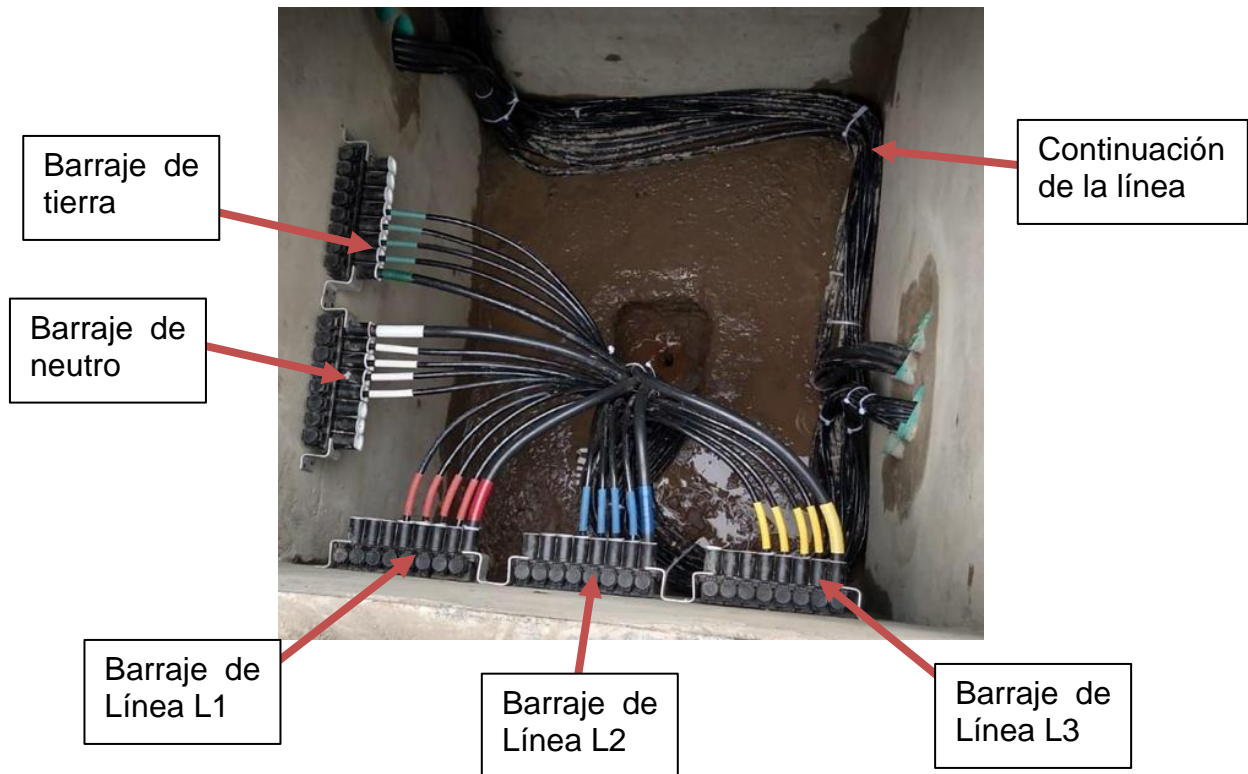


Figura 2.14. Cámara subterránea real

2.3.3. Cuadros de cargas

El cuadro de cargas permite a quien este interpretando el plano eléctrico, una clara y amplia visión del circuito o los circuitos que componen el diseño para la instalación eléctrica. Para esto, la EEP solicita los cuadros de carga como mínimo con la siguiente información: estrato socioeconómico de la zona, factor de potencia, tramos de los circuitos (estos inician desde el transformador, tomando nodo de envío y recibo, con la enumeración puesta por el diseñador), longitud del tramo en metros, número de usuarios o abonados por tramos, carga diversificada en kVA por tramo, cálculo de la corriente obtenida para cada tramo, tipo de conductor (Aluminio o cobre - Al o Cu) , calibre del conductor, corriente del conductor, valor de la constante K obtenida para ese conductor, regulación calculada por tramo, regulación acumulada, verificación del cumplimiento de la regulación y transformador seleccionado para satisfacer las condiciones de dicho diseño.

El diseñador puede incluir información adicional que considere necesaria para la presentación del plano, ya que en algunas ocasiones para facilidad del manejo e interpretación, la EEP da al diseñador un cuadro de carga programado en Excel con la información mínima para los cálculos requeridos.

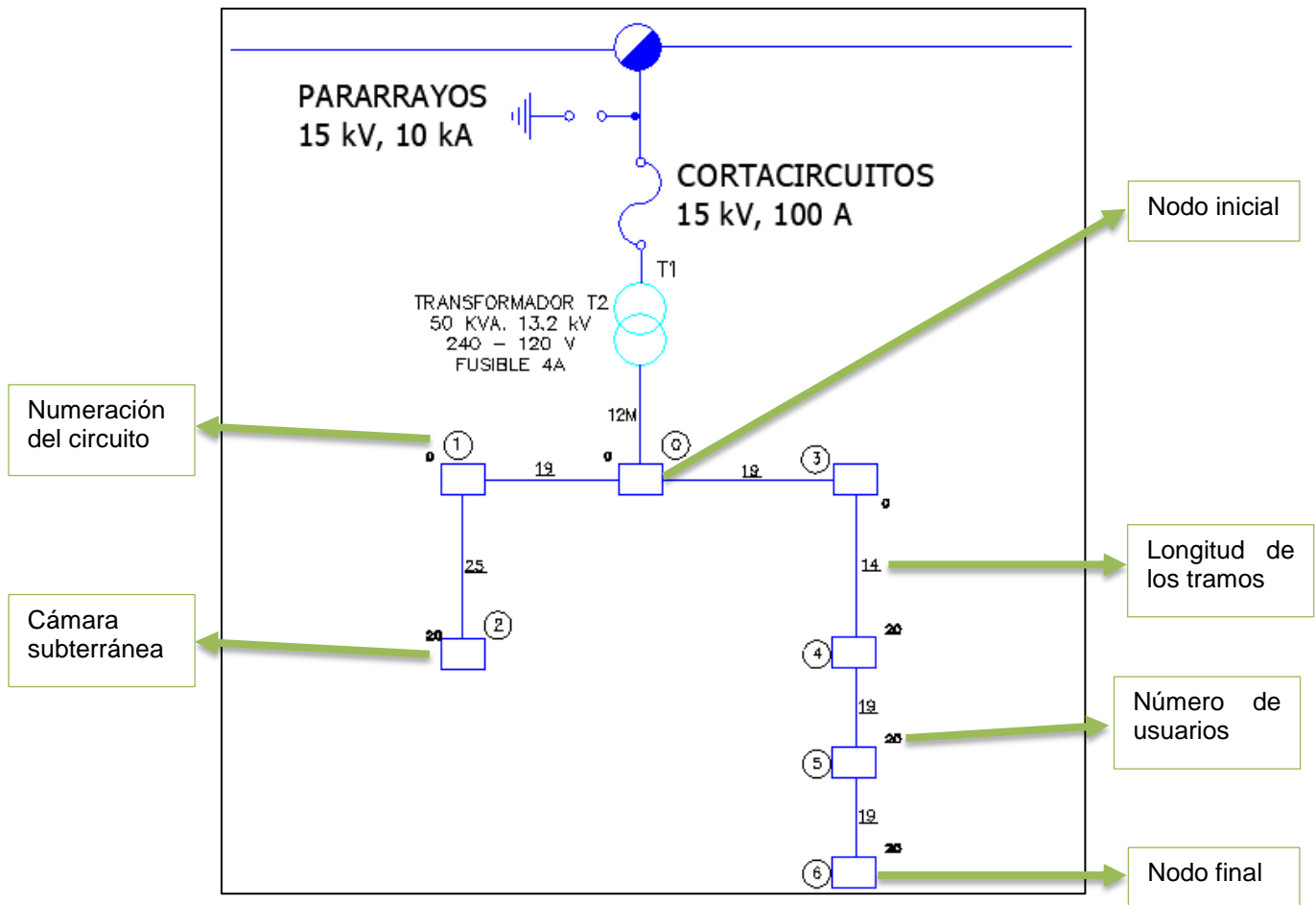


Figura 2.15. Diagrama unifilar del circuito 1 de la ciudadela La Giralda

2.3.4. Mancheta

La mancheta es un cuadro informativo, que permite al intérprete conocer el nombre del proyecto, quién lo realizó, ubicación, escala empleada, la fecha de realización, etc.

La EEP en su norma específica la forma como se debe presentar la mancheta, incluyendo sus dimensiones en cm. En la siguiente figura se puede observar la mancheta solicitada por la empresa con la información requerida y las dimensiones exigidas.

2.3.5. Localización

La localización es solicitada por la EEP para tener una mayor claridad de la zona a la cual se le prestará el servicio de energía eléctrica. Esta debe ser lo más específica posible, es decir, debe contener vías principales y de acceso al inmueble, barrios cercanos y parques, entre otros. Se puede utilizar Google Maps como herramienta para conocer la ubicación del proyecto.

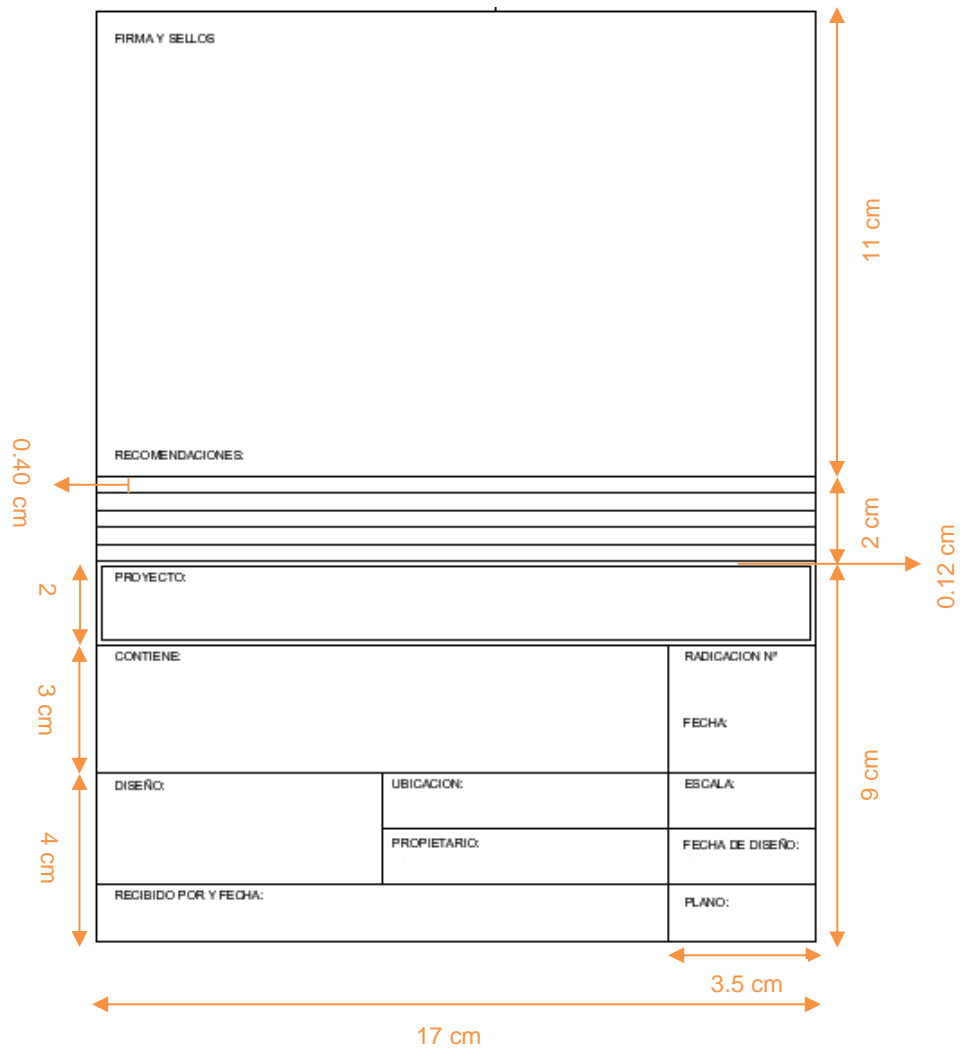


Figura 2.16. Mancheta con sus dimensiones

2.3.6. Convenciones y Notas

Las convenciones son reglas o lineamientos simbólicos que se emplean en el diseño de cualquier plano para evitar malos entendidos y confusiones en el momento de su interpretación.

Las convenciones usadas por la Empresa de Energía de Pereira son modificables por ellos sin previo aviso durante su estudio y se presentan en las Figura 2.17 a 2.21.

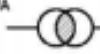













DEFINICIÓN	SÍMBOLO	
	EXISTENTE	PROYECTADO
POSTE DE CONCRETO	● ALTA, RESISTENCIA TIPO DE APOYO	● ALTA, RESISTENCIA TIPO DE APOYO
POSTE DE FIBRA DE VIDRIO	○ ALTA, RESISTENCIA TIPO DE APOYO	○ ALTA, RESISTENCIA TIPO DE APOYO
TRANSFORMADOR BIDEVANADO	kVA  TENSIONES (1φ o 3φ)	kVA  TENSIONES (1φ o 3φ)
TRANSFORMADOR TRIDEVANADO	kVA  TENSIONES (1φ o 3φ)	kVA  TENSIONES (1φ o 3φ)
AUTOTRANSFORMADOR	kVA  TENSIONES (1φ o 3φ)	kVA  TENSIONES (1φ o 3φ)
INTERRUPTOR (DISYUNTOR)	 D	 D
SECCIONADOR		
CORTACIRCUITOS PRIMARIO		
RECONECTADOR AUTOMÁTICO: VOLTAJE, AMPERAJE CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	 R	 R

Figura 2.17. Convenciones usadas por la EEP – Hoja 1

DEFINICIÓN	SÍMBOLO	
	EXISTENTE	PROYECTADO
DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES (DPS)		
EQUIPO DE DESCONEXIÓN SIN CARGA CUCHILLA CERRADA		
EQUIPO DE DESCONEXIÓN SIN CARGA CUCHILLA ABIERTA		
CRUCE AÉREO CON PUENTE		
CRUCE AÉREO SIN PUENTE		
DOBLE TERMINAL MEDIA TENSIÓN ABIERTO		
DOBLE TERMINAL BAJA TENSIÓN ABIERTO		
DOBLE TERMINAL MEDIA TENSIÓN PUENTEADO		
DOBLE TERMINAL BAJA TENSIÓN PUENTEADO		

Figura 2.18. Convenciones usadas por la EEP – Hoja 2

DEFINICIÓN	SÍMBOLO	
	EXISTENTE	PROYECTADO
LUMINARIA DE SODIO DE 150 W		
LUMINARIA DE SODIO DE 70 W		
TEMPLETE DIRECTO A TIERRA		
TEMPLETE EN GUITARRA		
POSTE EN PIE DE AMIGO		
TEMPLETE A POSTE AUXILIAR		
TEMPLETE POSTE A POSTE		
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		

Figura 2.19. Convenciones usadas por la EEP – Hoja 3

DEFINICIÓN	SÍMBOLO	
	EXISTENTE	PROYECTADO
LÍNEA MEDIA TENSIÓN AÉREA		
RED MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA		
LÍNEA BAJA TENSIÓN AÉREA		
RED BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA		
LÍNEA MEDIA TENSIÓN AÉREA SEMIAISLADA (ECOLÓGICA)		
PUENTE FLOJO		
AMPERÍMETRO		
VOLTÍMETRO		
MEDIDOR DE ENERGÍA		

Figura 2.20. Convenciones usadas por la EEP – Hoja 4

DEFINICIÓN	SÍMBOLO	
	EXISTENTE	PROYECTADO
BANCO DE DUCTOS		
CÁRCAMO: TIPO, NORMA		
AMORTIGUADOR PARA CONDUCTOR AÉREO		
CÁMARA DE INSPECCIÓN		

Figura 2.21. Convenciones usadas por la EEP – Hoja 5

Se debe de tener en cuenta que en la realización del plano, en su estructura esquemática se debe indicar únicamente las convenciones usadas en este. Por ejemplo, en la Figura 2.22 se pueden observar algunas de las convenciones de la norma, que fueron empleadas para el desarrollo del proyecto realizado en La Giralda.

CONVENCIONES	
	RED DE ALUMBRADO PUBLICO
	RED SECUNDARIA EN CABLE DE ALUMINIO
	ACOMETIDA DESDE RECAMARA DISTRIBUCION HASTA LUMINARIA 2F 12 AWG
	RED PRIMARIA EXISTENTE
	RED PRIMARIA PROYECTADA
	RECAMARA RED ELECTRICA 60x60x60cm. EN CONCRETO
	RECAMARA TELEFONO Y TV 60x60x60cm. EN CONCRETO
	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA
	LUMINARIA DE SODIO ANDES 150W
	LUMINARIA DE SODIO PE VP 70 W
	POSTE A INSTALAR ALUMBRADO 10X510M
	POSTE A INSTALAR ALUMBRADO 9X510M
	POSTE PRIMARIO EXISTENTE
	POSTE PRIMARIO A INSTALAR
	TRANSFORMADOR INSTALADO
	TRANSFORMADOR A INSTALAR
	CAJA DE PASO EN CONCRETO CON TAPA SEGURIDAD EEP
	TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE APTOS 20 CUENTAS

Figura 2.22. Convenciones usadas en La Giralda

3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

En este capítulo se explican de manera detallada los cálculos requeridos para la aprobación de los planos eléctricos.

Las memorias de cálculo indican los cálculos que se realizan de manera detallada en un diseño. Para realizar una memoria de cálculo, previamente se necesita del diseño eléctrico y de los circuitos que los compongan. Generalmente, para las memorias de cálculo algunos diseñadores optan por la utilización de programas que en algunas ocasiones son entregados por las empresas de energía. Las memorias de cálculo que se explican en este capítulo están basadas en la Resolución 9-0708 del 30 de agosto de 2013 del RETIE [1], correspondientes al proyecto realizado en la urbanización La Giralda.

- Descripción: consiste de 22 bloques, cada uno de 20 apartamentos, para un total de 440 unidades de vivienda.
- Localización: está ubicado sobre la vía al barrio El Japón hacia el barrio Frailes, en el municipio de Dosquebradas.
- Equipo eléctrico: la iluminación del proyecto está conformada básicamente por luminarias de sodio de 70W y 150W, respectivamente. No se cuenta con equipos especiales ni de bombeo, tampoco de grupos electrógenos.
- Punto de conexión: según disponibilidad de servicio de energía D661-13 del 08 de noviembre de 2013, la conexión debe realizarse del circuito 4 de la subestación Ventorrillo (4VE) a nivel de tensión II, al Nodo Primario 572330, y con una potencia de 275 kVA.

3.1. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras

Para el desarrollo de este ítem, previamente se debe haber realizado el diseño de la red de distribución de manera definitiva, en el cual se vea claramente los circuitos y el tipo de red que el diseñador va a usar. En el caso de La Giralda, el diseñador empleó redes radiales y para abastecer la demanda cuatro circuitos con su respectivo transformador, además del análisis del factor de potencia.

Para cualquier cálculo previo es necesaria la realización de los cuadros de carga, determinando el calibre de conductor y verificando si el diseño realizado cumple con la regulación permitida. Uno de los datos incluidos en el cuadro de carga además de valores de tensión y de corriente para el cálculo de conductor y de la constante K , es la demanda diversificada, para la cual la EEP tiene una tabla con la cual se puede realizar este cálculo, y viene dada por número de usuarios y estrato socioeconómico (ver Figura 3.1). Para el caso en el que el número de abonados o de usuarios sea mayor a 23, deben usarse las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \text{Estrato 5 y 6} & \quad DT = N_a * 0.98 \\ \text{Estrato 3 y 4} & \quad DT = N_a * 0.66 \\ \text{Estrato 1 y 2} & \quad DT = N_a * 0.50 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Donde DT es la demanda total acumulada (kVA) y N_a el número de abonados.

No Usuarios	ESTRATO 1-2				ESTRATO 3-4				ESTRATO 5-6			
	kVA por Usuario 1-2	kVA Totales	kVA Trafo 1φ	% USO	kVA por Usuario 3-4	kVA Totales	kVA Trafo 1φ	% USO	kVA por Usuario 5-6	kVA Totales	kVA Trafo 1φ	% USO
1	1.19	1.19	3	39.81	2.75	2.75	3	91.52	3.72	3.72	5	74.30
2	0.83	1.66	3	55.41	1.55	3.10	3	103.47	2.28	4.57	5	91.32
3	0.71	2.13	3	71.01	1.15	3.46	5	69.26	1.81	5.42	5	108.35
4	0.65	2.60	3	86.58	0.96	3.82	5	76.43	1.57	6.27	5	125.37
5	0.61	3.06	3	102.15	0.90	4.50	5	90.00	1.42	7.12	5	142.40
6	0.59	3.53	3	117.72	0.85	5.09	5	101.74	1.33	7.97	10	79.70
7	0.57	4.00	3	133.35	0.81	5.68	5	113.53	1.26	8.82	10	88.19
8	0.56	4.47	3	148.92	0.78	6.25	10	62.53	1.21	9.65	10	96.47
9	0.55	4.94	5	98.74	0.76	6.85	10	68.53	1.17	10.52	10	105.22
10	0.54	5.40	5	108.09	0.74	7.44	10	74.43	1.14	11.37	10	113.72
11	0.53	5.87	5	117.32	0.73	8.03	10	80.29	1.11	12.22	10	122.25
12	0.53	6.34	5	126.79	0.72	8.62	10	86.18	1.09	13.08	10	130.77
13	0.52	6.81	5	136.19	0.71	9.21	10	92.08	1.07	13.93	10	139.28
14	0.52	7.28	5	145.53	0.70	9.80	10	97.97	1.06	14.78	15	98.53
15	0.52	7.74	10	77.42	0.69	10.38	10	103.82	1.04	15.62	15	104.17
16	0.51	8.21	10	82.08	0.69	10.97	10	109.73	1.03	16.48	15	109.84
17	0.51	8.68	10	86.75	0.68	11.56	10	115.59	1.02	17.33	15	115.55
18	0.51	9.14	10	91.45	0.68	12.15	15	81.00	1.01	18.18	15	121.18
19	0.51	9.61	10	96.10	0.67	12.74	15	84.93	1.00	19.03	15	126.88
20	0.50	10.08	10	100.80	0.67	13.33	15	88.86	0.99	19.88	15	132.55
21	0.50	10.55	10	105.46	0.66	13.91	15	92.74	0.99	20.73	15	138.20
22	0.50	11.02	10	110.19	0.66	14.50	15	96.69	0.98	21.59	25	86.34
23	0.50	11.49	10	114.89	0.66	15.09	15	100.60	0.98	22.43	25	89.72

Figura 3.1. Tabla de demanda diversificada

Según la EEP, los conductores a instalar deben ser auto soportado 600V, 90°C, ajustados a la norma de fabricación ICONTEC 2186. Los conductores de aluminio y el neutro portante en ACSR (alternativa AAAC), estarán aislados con polietileno reticulado (XLPE 90 °C). En el sistema de la empresa, las redes de baja tensión no incluirán la línea de alumbrado público, excepto cuando el RETILAP lo exija. En estos casos el conductor mínimo permitido será cobre No.6 AWG, y su posición en el apoyo será definida por la Empresa.

No se permitirá en las redes de baja tensión, el cambio de calibre en los tramos del tendido entre el transformador y el terminal de un ramal (redes telescópicas); ni tampoco el cambio de calibre cuando no se puedan compensar, debidamente, los desequilibrios longitudinales actuantes sobre un apoyo [2].

La EEP determina los valores permitidos de los calibres como sigue:

- El mínimo calibre permitido es: $(X) \times 2 + 2$ AWG
- El máximo calibre permitido es: $(X) \times 4/0 + 4/0$ AWG

Para el caso de la constante de regulación K , la EEP en su norma establece los valores descritos en las Tablas 3.1 y 3.2, dependiendo del calibre del conductor y del tipo de conexión (trifásica o monofásica), ya sea aluminio o cobre.

Tabla 3.1. Valores de la constante K - Aluminio

Calibre (AWG)	K-Trifásica 1 / (kVA.m)		K-Monofásica 1 / (kVA.m)	
	Factor de potencia 0.8	Factor de potencia 0.9	Factor de potencia 0.8	Factor de potencia 0.9
2	0.00185	0.00203	0.00279	0.00305
1/0	0.00121	0.00131	0.00182	0.00197
2/0	0.00099	0.00106	0.00149	0.00159
4/0	0.00076	0.00080	0.00111	0.00117

Tabla 3.2. Valores de la constante K - Cobre

Calibre (AWG)	K-Trifásica 1 / (kVA.m)		K-Monofásica 1 / (kVA.m)	
	Factor de potencia 0.8	Factor de potencia 0.9	Factor de potencia 0.8	Factor de potencia 0.9
2	0.00123	0.00132	0.00184	0.00199
1/0	0.00082	0.00087	0.00124	0.00131
2/0	0.00068	0.00071	0.00102	0.00106
4/0	0.00047	0.00048	0.00071	0.00072

3.1.1. Cargas totales

Las cargas totales indican la cantidad en kVA de la demanda acumulada que se presenta por un número determinado de usuarios y es usada para determinar el valor o el tamaño del transformador que se debe usar para alimentar y soportar la red diseñada. Para encontrar la cargabilidad se deben usar los valores de la Figura 3.1 si el número de abonados es menor a 23, de lo contrario se aplican las expresiones de la ecuación (3.1).

Para encontrar la cargabilidad de La Giralda y el valor de los transformadores, se considera el número de usuarios a alimentar. Como se mencionó anteriormente, cuenta con cuatro circuitos, cada uno alimentando 80, 120, 120 y 120 usuarios, respectivamente. Como es mayor a 23 usuarios, se emplea la ecuación (3.1), como sigue:

Tabla 3.3. Transformadores seleccionados

Transformador	Demanda total (kVA)	kVA nominal
1	$80 * 0.5 = 40$	50
2	$120 * 0.5 = 60$	75
3	$120 * 0.5 = 60$	75
4	$120 * 0.5 = 60$	75
Total	220	275

Para cada caso se aproximó el valor del transformador a los valores comerciales, teniendo en cuenta que este debe tener espacio adicional para futuras posibles cargas. Se suma finalmente la cantidad de kVA por circuito, obteniéndose la demanda total a solicitar para el correspondiente consumo para la EEP (220 kVA).

3.1.2. Factor de potencia

El factor de potencia depende de la carga conectada por el usuario. Por lo tanto, es él quien debe mantenerlo en niveles que no causen dificultades en la red. Por lo anterior, existe una reglamentación para tener en cuenta que el efecto del consumo de reactivos no supere el 50% de la potencia activa, por parte de un usuario final [5].

La EEP maneja dos factores de potencia (0.8-0.9), por lo que se asume un factor de potencia de 0.9, dado que es un sector residencial. El factor de potencia depende de la potencia activa y la potencia aparente, por lo tanto, para encontrar la potencia aparente del sistema se debe aproximar la cargabilidad de cada transformador a un valor por encima ya establecido y luego sumar estos valores. En la siguiente tabla se muestra, los valores ya establecidos para los transformadores monofásicos y trifásicos con su relación de transformación.

Tabla 3.4. Capacidad de los transformadores

Monofásicos		Trifásicos	
kVA	Relación de transformación	kVA	Relación de transformación
10	13.2-0.240/0.120 kV	15	11.4-0.208/0.120 kV
15		30	
25		45	
37.5		75	13.2-0.208/0.120 kV
50		112.5	13.2-0.220/0.127 kV
75		150	
100	7.62-0.240/0.120 kV	150	11.4-0.208/0.120 kV 13.2-0.220/0.127 kV 13.2-0.440/0.254 kV

Para el ejemplo, para La Giralda se tiene que la suma de las potencias nominales de los transformadores es 275 kVA (ver Tabla 3.3). Para la potencia activa se tiene que:

$$P = S * \cos(\theta) = S * FP = 247.5 \text{ kW} \quad (3.2)$$

Para finalizar, se halla la potencia reactiva para conocer si se debe hacer o no una compensación. Por lo tanto:

$$Q = S * \text{sen}(\theta) = 119.8 \text{ kVAr} \quad (3.3)$$

Se puede observar que la potencia reactiva no supera el 50% de la potencia activa, por lo tanto, no se requiere compensación.

3.2. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

Toda subestación (transformador) y toda transición de línea aérea a cable aislado de media, alta o extra alta tensión, deben disponer de dispositivos de protección de sobretensión (DPS). En los demás equipos de media, alta o extra alta tensión o en redes de baja tensión o de uso final, la necesidad de DPS dependerá del resultado de una evaluación técnica del nivel de riesgo por sobretensiones transitorias a que pueda ser sometido dicho equipo o instalación. Tal evaluación debe hacerla el responsable del

diseño de la instalación, para lo cual debe tener en cuenta los siguientes factores [1]: el uso de la instalación, la densidad de rayos a tierra, las condiciones topográficas de la zona, las personas que podrían someterse a una sobretensión y los equipos a proteger.

Para el caso de La Giralda se tuvo que realizar un estudio en el cual se observó tanto la instalación nueva a realizar como las redes existentes para la alimentación del proyecto, además de otros factores para los cuales se hicieron las siguientes consideraciones:

- La instalación posee subestación tipo poste desde una red existente primaria de la EEP.
- La distancia desde el transformador hasta el ingreso de la acometida a la instalación es de 60 m; aproximadamente la totalidad del recorrido es subterráneo.
- La instalación no necesita protección contra rayos externos.
- El proyecto está rodeado de redes eléctricas y antena celular.

3.2.1. Definiciones

Es necesario conocer los tipos de DPS o supresores que existen para poder elegir el indicado. Por lo tanto:

- Supresor Tipo 1: también denominado apartarrayos de transitorio o apartarrayos secundarios de transitorios. A estos dispositivos se les conoce como supresor Tipo 1 debido a su ubicación dentro del sistema de distribución de energía que normalmente se encuentra del lado de suministro del dispositivo de protección de sobrecorriente del desconector de servicio (panel de servicio principal).
- Supresor Tipo 2: son aquellos paneles de supresores que se colocan en el tablero de entrada de servicio o tableros derivados en el lado de carga del dispositivo de protección de sobrecorriente (panel del servicio principal).
- Supresor Tipo 3: son receptáculos o regleta multicontactos en el punto de uso con protección contra transitorios. Se permite su instalación en cualquier parte del lado de carga de un circuito derivado hasta el equipo servido, siempre que la conexión tenga un mínimo de 10m (30 pies) desde el panel de servicio. Si la distancia es inferior a 10m, debe usarse un supresor tipo 2 (o tipo 3 probado conforme a los requisitos del tipo 2).
- Supresor Tipo 4: componentes reconocidos por UL.

En la EEP, cada fase de la red de 13.2 kV deberá estar protegida contra sobretensiones por un DPS del tipo óxido metálico sin espaciadores (gaps) para ser instalado a la intemperie, de 12 kV de tensión de placa, y 10 kA de corriente de descarga para onda de 8/20 μ s, así: cerca de los bujes de un transformador; en toda transición de red aérea a red subterránea o viceversa; y en los arranques de líneas cuya longitud exceda los 500 m. Los DPS, también llamados supresores o limitadores de sobretensiones, deben cumplir los requisitos que adoptó el RETIE de las Normas: IEC 61643-1, IEC 61643-12, IEC 60099-1, UL 1449, IEEE C62.41-1, IEEE C62.41-2, e IEEE C62.45. El nivel de protección en tensión debe ser menor que el nivel básico de aislamiento. [1]

Para La Giralda, el DPS seleccionado es el 51110-01 Leviton, el cual es una protección de tipo 2 contra sobretensión residencial, con clasificación NEMA 4X para exteriores. El panel residencial de protección contra sobretensiones 51110-SRG está diseñado para su

instalación en la entrada de servicio de casas, apartamentos y condominios. Ofrece protección contra sobretensiones avanzada para electrodomésticos y artículos electrónicos modernos, y reduce el riesgo de daño debido a sobretensiones que pueden ingresar a la propiedad a través de las líneas de alimentación de corriente alterna. En la siguiente figura se muestra el DPS elegido.



Figura 3.2. DPS tipo 2 5110-01 Leviton

3.2.2. Normalización

Los tipos de supresores (tipos 1, 2, 3, 4) corresponden al intento por parte de UL, NEC e IEEE de armonizar con la norma IEC 61643-1, la cual utiliza las designaciones de clases 1, 2 y 3. El único motivo por el cual UL no utilizó las clases 1, 2 y 3 es que América del Norte, Centro y Sur América se inclinan por los documentos del IEEE, que utilizan una forma de onda de transitorios de $8 \times 20 \mu\text{s}$ en lugar de la forma de onda de transitorios de $10 \times 350 \mu\text{s}$, ya que refleja con más precisión las condiciones experimentadas durante una descarga eléctrica. Puesto que la prueba es diferente, el nombre tenía que ser distinto.

En la siguiente figura se identifican las categorías A, B y C, como se definen en la trilogía de normas del IEEE. La categoría C va desde el transformador secundario a la entrada del edificio. La categoría B comprende todo el circuito derivado o sub-paneles y la categoría A incluye los receptáculos y los dispositivos de punto de uso como los dispositivos contra transitorios enchufables o regletas multicontactos. Esta figura corresponde a la norma IEEE C 62.41.2 que representa la práctica recomendada en la caracterización de transitorios en circuitos de energía de corriente alterna de bajo voltaje (1000V y menor).

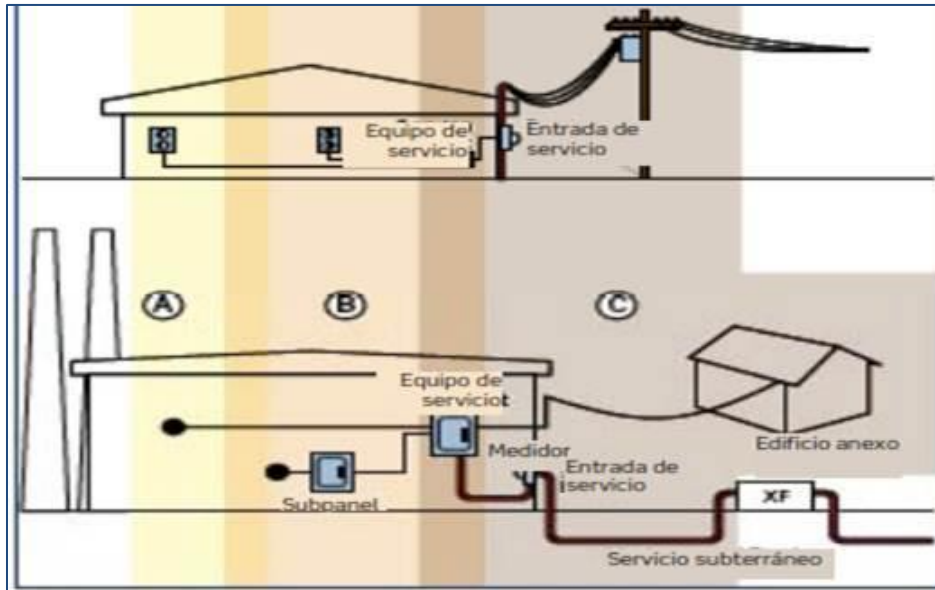


Figura 3.3. Caracterización de transitorios en circuitos de energía de CA de bajo voltaje

3.3. Análisis de cortocircuito y de falla a tierra

La determinación de los valores de cortocircuito en todos los puntos de una instalación es fundamental para la elección del material. Se empieza por evaluar dicho valor en el origen de la instalación, y después en cualquier otro punto según diversos métodos cuya elección depende de la importancia de la instalación, de los datos disponibles y del tipo de comprobación a efectuar.

3.3.1. Valor de cortocircuito en el origen de la instalación

La norma IEC 60909 define y presenta un procedimiento que utiliza las componentes de simetría. Se aplica a redes eléctricas con una tensión de servicio inferior a 230 kV. Este método desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas u mínimas, donde las primeras, permiten determinar las características que hay que asignar a los materiales, y las segundas, son necesarias para ajustar el calibre de las protecciones de sobreintensidad.

En caso de alimentación con un transformador AT/BT, debe considerarse no solo la impedancia del transformador, sino también la de la red AT anterior.

La impedancia de la red de AT contemplada desde el lado de BT, puede obtenerse del distribuidor, y medirse o calcularse a partir de las siguientes ecuaciones:

$$Z_Q = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} \quad (3.4)$$

Donde Z_Q es la impedancia de la red de alta tensión, m el factor de carga en vacío, U_n la tensión entre fases y S_{KQ} la potencia de cortocircuito de la red de alta tensión. Para el factor de carga, se emplea la siguiente tabla:

Tabla 3.5. Valores de factor de carga (IEC 60909)

Tensión nominal (Un)	Factor de tensión o carga	
	I _{cc} máx	I _{cc} mín
BT		
230 – 400 V	1.00	0.95
Otros	1.05	1.00
1 a 230 kV	1.10	1.00

Para la potencia de cortocircuito, se utiliza la potencia mayor al despreciar la impedancia de la red. De acuerdo a la Figura 3.4, se selecciona 500 MVA.

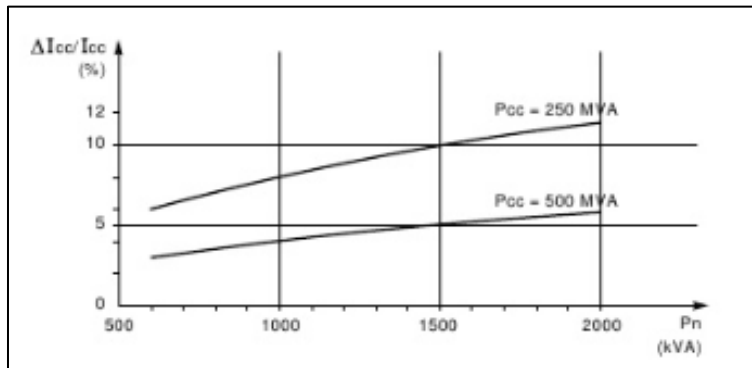


Figura 3.4. Potencia de cortocircuito cuando se desprecia la impedancia de la red

Para la impedancia del transformador se tiene que:

$$Z_{tr} = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} \times \frac{U_{cc}}{100} \text{ (m}\Omega\text{)} \quad (3.5)$$

Donde U_{cc} es la tensión de cortocircuito del transformador (en %).

3.3.2. Valores de cortocircuito en cualquier punto de la instalación

El método de las impedancias determina el valor de un cortocircuito en cualquier punto de la instalación totalizando las resistencias y las reactivas de falla desde la fuente hasta el punto en cuestión y calculando la impedancia equivalente. Los valores de cortocircuito se calculan entonces aplicando la ley de Ohm. Por lo tanto:

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{Z_{cc}} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} \quad (3.6)$$

Donde C es el factor de tensión tomado igual a 0,95 para los cortocircuitos mínimos y a 1,05 para los cortocircuitos máximos, U₀ es la tensión de la instalación entre fase y neutro (en V) y Z_{cc} es la impedancia total de falla en el punto considerado (es la suma vectorial de las resistencias y reactivas que componen el bucle).

La impedancia total del bucle (para la red de AT) se puede calcular con el método anterior, puesto que en ausencia de datos precisos referentes al distribuidor de energía, la norma IEC 60909 dice que se calculen las resistencias y reactancias como sigue:

$$R_Q = 0.1 \times X_Q \text{ (m}\Omega\text{)} \quad (3.7)$$

$$X_Q = 0.995 \times Z_Q \text{ (m}\Omega\text{)} \quad (3.8)$$

Los valores de las resistencias y de las reactancias (del transformador de distribución) vienen determinados a veces por el fabricante. En caso contrario, pueden calcularse utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_{tr} = 0.31 * Z_{tr} \text{ (m}\Omega\text{)} \quad (3.9)$$

$$X_{tr} = 0.95 * Z_{tr} \text{ (m}\Omega\text{)} \quad (3.10)$$

Por lo tanto:

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2} \quad (3.11)$$

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} \quad (3.12)$$

3.3.3. Resistencia del cable de acometida

Las impedancias de los cables se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$R = \rho * 10^3 * \frac{L}{n_c * S_c} \quad (3.13)$$

$$X = \lambda * \frac{L}{n_c} \quad (3.14)$$

Donde ρ es la resistividad del conductor (en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ - ver Figura 3.5), S_c la sección del conductor (53.48 mm^2 - 1/0 AWG y 67.44 mm^2 - 2/0 AWG), n_c el número de conductores en paralelo (1) y l la longitud del conductor (60 m) y λ la reactancia lineal del conductor (en $\text{m}\Omega/\text{m}$ - ver Figura 3.6).

Resistividad de los conductores a utilizar en función del tipo de cortocircuito calculado (ρ_0 : resistividad de los conductores a 20 °C)			
Fallo	Resistividad	Conductor Cu ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)	Conductor Al ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)
lcc máxima	ρ_0	0,01851	0,0294
lcc mínima	Interruptor $\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,02314	0,0368
	Fusible $\rho_1 = 1,5 \rho_0$	0,02777	0,0441
Id	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,02314	0,0368
Requisitos térmicos	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,02314	0,0368

Figura 3.5. Resistividad del conductor

Reactancia lineal de los conductores a utilizar en función del tipo de cable y de su modo de montaje	
Cables y montajes	Reactancia lineal λ (m Ω / m)
Cables multiconductores o monoconductores trenzados	0,08
Cables monoconductores contiguos en capa	0,09
Cables monoconductores separados por más de un diámetro	0,13

Figura 3.6. Reactancia lineal del conductor

Por lo tanto,

$$Z_{cc1} = \sqrt{(R_Q + R_{tr} + R)^2 + (X_Q + X_{tr} + X)^2} \quad (3.15)$$

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} \quad (3.16)$$

3.3.4. Resultados

En este apartado se mostrará con datos específicos los resultados dados después de aplicar los métodos anteriormente expuestos para el caso del ejemplo de La Giralda:

- Para el transformador 1 (50 kVA y 13.2 kV/240-120 V), se tiene que:

La impedancia de la red de AT es:

$$Z_Q = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} = \frac{(1.05 * 240)^2}{500 * 10^6} = 0.127 \text{ m}\Omega$$

La impedancia del transformador es:

$$Z_{tr} = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(1.05 * 240)^2}{50 * 10^3} * \frac{3.5}{100} = 44.45 \text{ m}\Omega$$

Los valores de R y X para la red de AT son:

$$X_Q = 0.995 * 0.127 \text{ m}\Omega = 0.13 \text{ m}\Omega$$

$$R_Q = 0.1 * 0.13 \text{ m}\Omega = 0.013 \text{ m}\Omega$$

Los valores de R y X en el transformador AT/BT son:

$$R_{tr} = 0.31 * 44.45 = 13.78 \text{ m}\Omega$$

$$X_{tr} = 0.95 * 44.45 = 42.23 \text{ m}\Omega$$

Por lo tanto,

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2} = \sqrt{(0.13 + 13.78)^2 + (0.013 + 42.23)^2} = 44.38 \text{ m}\Omega$$

De esta forma se obtiene la corriente de cortocircuito en el lado de BT del transformador:

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} = \frac{1.05 * 1.05 * 120}{44.38 \text{ m}\Omega} = 2.98 \text{ kA}$$

La resistencia del cable de la acometida es:

$$R = \rho * 10^3 * \frac{L}{n_c * s_c} = 0.0294 * 10^3 * \frac{60}{1 * 53.48} = 32.53 \text{ m}\Omega$$

$$X = \lambda * \frac{L}{n_c} = 0.08 * \frac{60}{1} = 10.4 \text{ m}\Omega$$

Por lo tanto:

$$Z_{cc1} = \sqrt{(R_Q + R_{tr} + R)^2 + (X_Q + X_{tr} + X)^2}$$

$$Z_{cc1} = \sqrt{(0.13 + 13.78 + 32.53)^2 + (0.013 + 42.23 + 10.4)^2}$$

$$Z_{cc1} = 70.2 \text{ m}\Omega$$

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} = \frac{1.05 * 1.05 * 120}{70.2 \text{ m}\Omega} = 1.88 \text{ kA}$$

De acuerdo a estos valores, se deben seleccionar protecciones con capacidad interruptiva de 10 kA.

- Para los transformadores 2, 3 y 4 (75 kVA y 13.2 kV/240-120 V), se tiene que:

La impedancia de la red de AT es:

$$Z_Q = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} = \frac{(1.05 * 240)^2}{500 * 10^6} = 0.127 \text{ m}\Omega$$

La impedancia del transformador es:

$$Z_{tr} = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(1.05 * 240)^2}{75 * 10^3} * \frac{4}{100} = 33.87 \text{ m}\Omega$$

Los valores de R y X para la red de AT son:

$$X_Q = 0.995 * 0.127 \text{ m}\Omega = 0.13 \text{ m}\Omega$$

$$R_Q = 0.1 * 0.13 \text{ m}\Omega = 0.013 \text{ m}\Omega$$

Los valores de R y X en el transformador AT/BT son:

$$R_{tr} = 0.31 * 33.87 = 10.5 \text{ m}\Omega$$

$$X_{tr} = 0.95 * 33.87 = 32.18 \text{ m}\Omega$$

Por lo tanto,

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2} = \sqrt{(0.13 + 10.5)^2 + (0.013 + 32.18)^2} = 33.9 \text{ m}\Omega$$

De esta forma se obtiene la corriente de cortocircuito en el lado de BT del transformador:

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} = \frac{1.05 * 1.05 * 120}{33.9 \text{ m}\Omega} = 3.9 \text{ kA}$$

La resistencia del cable de la acometida es:

$$R = \rho * 10^3 * \frac{L}{n_c * s_c} = 0.0294 * 10^3 * \frac{60}{1 * 67.44} = 26.16 \text{ m}\Omega$$

$$X = \lambda * \frac{L}{n_c} = 0.08 * \frac{60}{1} = 10.4 \text{ m}\Omega$$

Por lo tanto:

$$Z_{cc1} = \sqrt{(R_Q + R_{tr} + R)^2 + (X_Q + X_{tr} + X)^2}$$

$$Z_{cc1} = \sqrt{(0.13 + 10.5 + 26.16)^2 + (0.013 + 32.18 + 10.4)^2}$$

$$Z_{cc1} = 56.28 \text{ m}\Omega$$

$$I_{cc} = \frac{c * m * U_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}} = \frac{1.05 * 1.05 * 120}{56.28 \text{ m}\Omega} = 2.35 \text{ kA}$$

De acuerdo a estos valores, se deben seleccionar protecciones con capacidad interruptiva de 10 kA.

3.4. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

El rayo es un fenómeno meteorológico de origen natural, cuyos parámetros son variables espacial y temporalmente. La mayor incidencia de rayos en el mundo se da en las tres zonas de mayor convección profunda: América Tropical, África Central y norte de Australia. Colombia, por estar situada en la Zona de Confluencia Intertropical, presenta una de las mayores actividades de rayos del planeta; de allí la importancia de la protección contra dicho fenómeno, pues si bien los métodos desarrollados a nivel mundial

se pueden aplicar, algunos parámetros del rayo son particulares para esta zona [1]. Los niveles de protección son:

Tabla 3.6. Niveles de protección según IEC 61024-1-1

Nivel	% de Protección
Sin protección	0%
Nivel de protección IV	80%
Nivel de protección III	90%
Nivel de protección II	95%
Nivel de protección I	98%

El nivel de protección a utilizar es seleccionado bajo el criterio del ingeniero profesional que realice el proyecto, y se verifica su cumplimiento con la norma IEC 62305. Para estos efectos, la evaluación debe considerar la posibilidad de pérdidas de vidas humanas, la pérdida del suministro de energía, la pérdida o graves daños de bienes, así como los parámetros del rayo para la zona tropical y las medidas de protección que mitiguen el riesgo; por tanto, debe basarse en procedimientos establecidos en normas técnicas internacionales como la IEC 62305-2, de reconocimiento internacional o la NTC 4552-2.

3.4.1. Análisis de riesgo

Para el proyecto La Giralda, se realiza el análisis de riesgo por medio del software *IEC Risk Assessment Calculator*, el cual es un software aprobado por los diferentes OR, que permite verificar el cumplimiento de la normativa, según el tipo de edificación que se quiere proteger y el nivel de sistema de protección contra rayos que se instalará. En la siguiente figura se ilustra la interfaz del software.

The screenshot shows the IEC Risk Assessment Calculator interface with the following sections and data:

- Edificio número:** 1 de 1
- Nombre del edificio:** La Giralda
- Table of Building Data:**

Ed.	Nombre del edificio	Largo	Ancho	Alto	PDC-Malla
1	La Giralda	170,00	57,00	11,00	P
- DIMENSIONES:**
 - Longitud (L): 170,00 m.
 - Anchura (W): 57,00 m.
 - Altura tejado (H): 11,00 m.
 - Altura prominencia (Hp): 11,00 m.
 - Superficie exposición (Ad): 28.093,20 m² (Fijada manualmente)
- CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA:**
 - Tipo de cubierta: B. Hormigón.
 - Tipo de estructura: D. Ladrillo, cemento.
 - Riesgo de incendio: A. Bajo.
 - Tipo de cableado interno: A. No apantallado.
- INFLUENCIAS AMBIENTALES:**
 - Situación: B. Altura similar.
 - Factor ambiental: B. Urbano.
 - Días de tormenta: 20 Días / año
 - Densidad anual impactos: 2,00 Impactos / km²
 - Tipo de terreno: B. Roca blanda.
- PÉRDIDAS:**
 - Tipo 1. Pérdidas de vidas humanas:**
 - Por incendios: B. Ocupadas ocasionalment
 - Por riesgo de pánico: B. Bajo (menos de 100 persc
 - Consecuencia de los daños: A. Sin consecuencias.
 - Por sobretensiones: A. No aplica.
 - Tipo 2. Pérdidas de servicios esenciales:**
 - Pérdida de servicios: A. No aplica.
 - Tipo 3. Pérdidas de patrimonio cultural:**
 - Pérdida de patrimonio: A. No aplica.
 - Tipo 4. Pérdidas económicas:**
 - Riesgos especiales: A. Sin consecuencias.
 - Por incendios: A. Valor común.
 - Por sobretensiones: B. Valor común.
 - Por tensión paso/contacto: A. Sin riesgo de shock.
 - Riesgo tolerable de pérdidas: C. 1 en 1.000 años.
- LÍNEAS DE SERVICIOS:**
 - Suministro eléctrico:**
 - Situación del cable: B. Enterrado.
 - Tipo de cable: B. No apantallado.
 - Transformador MT/BT: B. Sin transformador.
 - Otros servicios aéreos:**
 - Número de servicios: 0
 - Tipo de cable: B. No apantallado.
 - Otros servicios enterrados:**
 - Número de servicios: 0
 - Tipo de cable: B. No apantallado.
- MEDIDAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES:**
 - Clase SPCR: E. Sin protección.
 - Protección sobretensiones: B. Sólo en entrada de servici

Figura 3.7. Interfaz del Software Risk Assessment Calculator

A continuación, se describen brevemente cada una de las secciones del software:

- **Dimensión de la estructura.** En la primera sección del software se deben especificar las dimensiones, en metros, de la estructura civil que se desea proteger, asumiéndola como una estructura rectangular. Una vez se introduzcan los valores de longitud, anchura y altura de la edificación, así como la altura del mayor saliente del tejado, el software calculará y mostrará un área equivalente, que será el valor con el que este realizará los cálculos correspondientes al estudio.
- **Características de la estructura.** En esta sección se describen algunas características físicas de la estructura, las cuales son:
 - **Tipo de cubierta:** Se debe especificar en qué tipo de material fue hecha la cubierta del edificio, ya sea metálica, hormigón o madera.
 - **Tipo de estructura:** Es el factor que considera el apantallamiento de la estructura, puede ser metálica, hormigón, madera y cemento (ladrillo).
 - **Riesgo de incendio.** Es la probabilidad de que una descarga eléctrica genere un incendio en la estructura, con base en los materiales que la componen. Se clasifican en bajo, común, alto y explosivo.
 - **Tipo de cableado interno.** Se debe especificar si el cableado empleado para las instalaciones eléctricas y de comunicaciones será en su mayoría apantallado o no.
- **Influencias ambientales.** En esta sección se incluye la información referente al ambiente en el que será construida la estructura: situación (altura menor que los demás, altura similar, estructura aislada y sobre colina o promontorio), factor ambiental (edificios altos en ciudad, urbano, residencial y rural), días de tormenta y tipo de terreno (limo, arcilla, arena semidensa, roca blanda, y arena suelta, arena densa, grava o roca dura).
- **Pérdidas.** Es la clasificación de los tipos y cantidad de pérdidas que se podrían presentar en caso de una catástrofe generada por descargas atmosféricas: pérdidas de vidas humanas (por incendios, por riesgo de pánico, consecuencia de los daños y por sobretensión), pérdida de servicios esenciales, pérdidas de patrimonio cultural y pérdidas económicas (riesgos especiales, por incendio, por sobretensiones, por tensión de paso/contacto y riesgo tolerable de pérdidas).
- **Líneas de servicio.** Se especifican las redes eléctricas y de comunicaciones que llegan a la estructura: suministro eléctrico, otros servicios aéreos y otros servicios enterrados.
- **Métodos de protección.** Se indica el nivel de protección contra descargas atmosféricas que se implementará en el proyecto: clase de SPCR (nivel i, ii, iii, iv o sin protección) y protección contra sobretensiones.

3.4.2. Resultados

Una vez introducidos los datos, el software se encarga de procesarlos y muestra una serie de resultados finales, que se muestran a continuación:

DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN SEGÚN LA NORMA UNE-EN 62305-2										
Ed.	Nombre	Superficie de captura	Riesgo de pérdida vidas humanas	Riesgo de pérdida de servicios públicos	Riesgo de pérdida de patrimonio	Riesgo de pérdidas económicas	Necesidad instalación SEPCR*	Nivel de protección	Necesidad instalación SIPCR**	Tipo SIPCR
1	La Giralda	28.093,20	2,04E-06	0,00E+00	0,00E+00	8,01E-05	No necesaria		Ya protegido	Entrada

Figura 3.8. Resultados del software

Donde SEPCR es el sistema externo de protección contra el rayo y SIPCR el sistema interno de protección contra el rayo.

Por lo tanto,

<p>Edificio:1 La Giralda</p> <p>La instalación de un sistema externo e interno no es necesaria según la IEC 62305-2, pero es recomendable</p>

Figura 3.9. Análisis de resultados

Luego de hacer el análisis según la norma IEC 62305-2 y colocando en los parámetros de medidas de protección la clase de SPCR (sin SPCR) y la protección contra sobretensiones (sólo en entrada de servicios), se encuentra que los riesgos calculados para pérdidas de vidas humanas, pérdidas de servicios públicos, pérdidas de patrimonio y pérdidas económicas son menores que los riesgos tolerables.

3.5. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

Un riesgo es una condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionan algunos de los más comunes, que al no tenerlos presentes, ocasionan la mayor cantidad de accidentes [1].

La persona calificada responsable de la construcción de una instalación eléctrica debe evaluar el nivel de riesgo asociado a dicha instalación, teniendo en cuenta los criterios establecidos en las normas sobre soportabilidad de la energía eléctrica para seres humanos, como se observa en la siguiente figura tomada de la NTC 4120 (con referente IEC 60479-2), que detalla las zonas de los efectos de la corriente alterna de 15Hz a 100Hz.

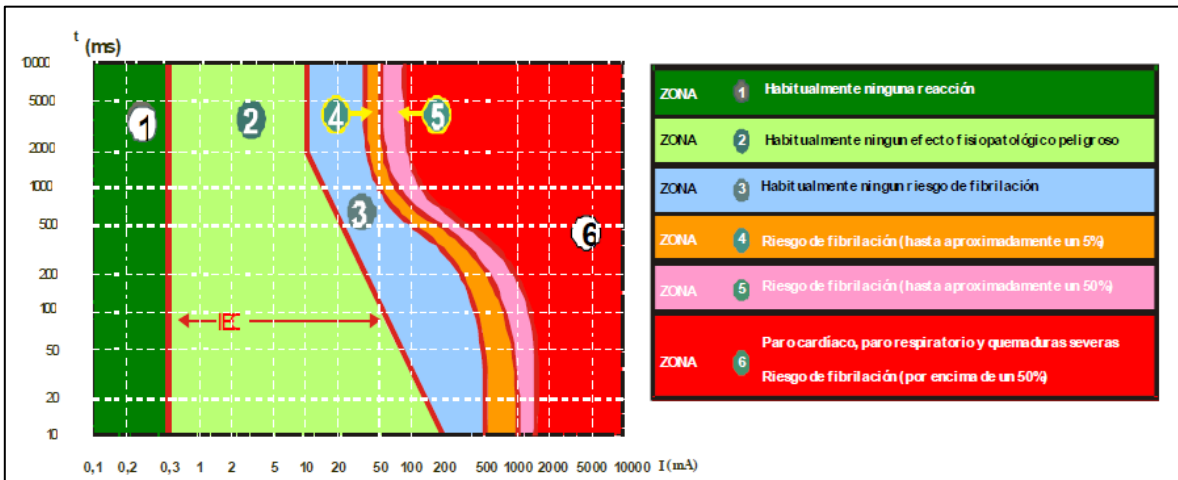


Figura 3.10. Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas

En las siguientes figuras se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y medidas de protección.

	<p style="text-align: center;">ARCOS ELÉCTRICOS.</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p>
	<p style="text-align: center;">AUSENCIA DE ELECTRICIDAD.</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>
	<p style="text-align: center;">CONTACTO DIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión.</p>
	<p style="text-align: center;">CONTACTO INDIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.</p>

Figura 3.11. Factores de riesgo más comunes

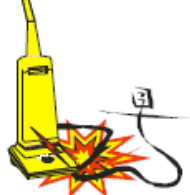




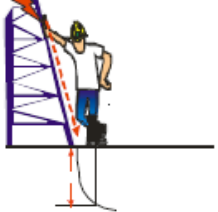
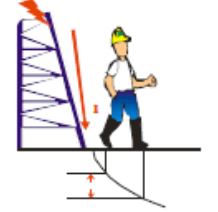
	<p style="text-align: center;">CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p>
	<p style="text-align: center;">ELECTRICIDAD ESTÁTICA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p>
	<p style="text-align: center;">EQUIPO DEFECTUOSO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p>
	<p style="text-align: center;">RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p>
	<p style="text-align: center;">SOBRECARGA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles, dimensionamiento adecuado de conductores y equipos.</p>
	<p style="text-align: center;">TENSIÓN DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
	<p style="text-align: center;">TENSIÓN DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Figura 3.12. Continuación de Factores de riesgo más común

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico que el reglamento RETIE busca, se puede aplicar la siguiente matriz al proyecto Ciudadela La Giralda enfocando los anteriores ítems en cuatro factores que son: personas, económicos, las ambientales y la imagen de la empresa.

RIESGO A EVALUAR:	por _____ (al) o (en) _____									
	EVENTO O EFECTO (Ej. Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej. Arco eléctrico)		FUENTE (Ej. Celda de 13,8 kV)					
	POTENCIAL <input type="checkbox"/>		REAL <input type="checkbox"/>		FRECUENCIA					
C O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 3.13. Matriz para análisis de riesgo

La metodología para seguir en un caso en particular es la siguiente:

- Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- Definir si el riesgo es potencial o real.
- Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4 y 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d y e); esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.

Para La Giralda se obtuvo la siguiente matriz de riesgo elaborada según el RETIE, en la que se redistribuyeron y resaltaron algunas casillas, con el fin de facilitar la elaboración de matrices de riesgo (ver Tablas 3.7 a 3.17).

Tabla 3.7. Matriz de riesgo por arcos eléctricos en gabinetes medidores

Riesgo a evaluar:	por		ARCOS ELECTRICOS			(al) o (en) GABINETES MEDIDORES				
	Evento o efecto		Factor de riesgo			Fuente				
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor - Sin incapacidad	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional - afecta rendimiento laboral	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3.8. Matriz de riesgo por ausencia de electricidad en operador de red

Riesgo a evaluar:	por		AUSENCIA DE ELECTRICIDAD			(al) o (en) OPERADOR DE RED				
	Evento o efecto		Factor de riesgo			Fuente				
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3.9. Matriz de riesgo por contacto directo en tableros de distribución

Riesgo a evaluar:	por <u>CONTACTO DIRECTO</u> (al) o (en) <u>TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN</u>									
	Evento o efecto		Factor de riesgo		Fuente					
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Tabla 3.10. Matriz de riesgo por contacto indirecto en equipos de uso final

Riesgo a evaluar:	por <u>CONTACTO INDIRECTO</u> (al) o (en) <u>EQUIPOS DE USO FINAL</u>									
	Evento o efecto		Factor de riesgo		Fuente					
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Tabla 3.11. Matriz de riesgo por cortocircuito en equipos de uso final

Riesgo a evaluar:	por <u>CORTOCIRCUITO</u> (al) o (en) <u>EQUIPOS DE USO FINAL</u>									
	Evento o efecto		Factor de riesgo		Fuente					
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3.12. Matriz de riesgo por electricidad estática en equipos de uso final

Riesgo a evaluar:	por <u>ELECTRICIDAD ESTÁTICA</u> (al) o (en) <u>EQUIPOS DE USO FINAL</u>									
	Evento o efecto		Factor de riesgo		Fuente					
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3.13. Matriz de riesgo por equipo defectuoso en equipos de uso final

Riesgo a evaluar:	por <u>EQUIPO DEFECTUOSO</u> (al) o (en) <u>EQUIPOS DE USO FINAL</u>				Fuente					
	POTENCIAL:		REAL:		FRECUENCIA					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3.14. Matriz de riesgo por rayo externo

Riesgo a evaluar:	por <u>RAYO</u> (al) o (en) <u>EXTERNO</u>				Fuente					
	POTENCIAL:		REAL:		FRECUENCIA					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3.15. Matriz de riesgo por sobre carga en equipos de uso final

Riesgo a evaluar:	por <u>SOBRE CARGA</u> (al) o (en) <u>EQUIPOS DE USO FINAL</u>									
	Evento o efecto		Factor de riesgo		Fuente					
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Tabla 3.16. Matriz de riesgo por tensión de contacto externo

Riesgo a evaluar:	por <u>TENSIÓN DE CONTACTO</u> (al) o (en) <u>EXTERNO</u>									
	Evento o efecto		Factor de riesgo		Fuente					
CONSECUENCIAS	POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Tabla 3.17. Matriz de riesgo por tensión de paso externo

Riesgo a evaluar:	por		TENSIÓN DE PASO		(al) o (en)		EXTERNO			
Evento o efecto	Factor de riesgo		Factor de riesgo		Fuente		Fuente			
POTENCIAL:		REAL:			FRECUENCIA					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (Sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no interrupción	< Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

En conclusión, la probabilidad de ocurrencia de algún daño a personas, bienes, ambientales o a la empresa es baja, ya que cuenta con la seguridad necesaria para que esto no suceda.

3.6. Análisis del nivel de tensión requerido

La metodología utilizada involucra consideraciones regulatorias tales como normas, criterios técnicos, criterios de inversión, consideraciones del sistema eléctrico como el nivel de tensión, los tipos de conductores, las unidades constructivas y la información de la carga (demanda de potencia, el factor de potencia, el factor de carga, etc.) [9]. Adicionalmente, se consideran los costos típicos de conexión, buscando además de la viabilidad técnica de la conexión, la eficiencia económica de la misma.

Por ejemplo, para el caso de La Giralda, el nivel de tensión empleado para la realización del diseño es de 240-120 V, por lo tanto, todos los equipos empleados para el proyecto deben soportar ese nivel de tensión.

La tensión de la línea suministrada por el transformador y la red de EEP es 2x240 / 120V; se seleccionó este nivel de tensión ya que en el área donde se realizó dicho proyecto la alimentación más cercana era esta, por lo cual para el proyecto sustituiría costos de inversión ya que evitaría la construcción de una línea para su conexión.

3.7. Cálculo de campos electromagnéticos

El propósito por el cual se requiere los cálculos de los campos electromagnéticos, es para garantizar que las personas que permanezcan en los lugares en los cuales se realizan determinados proyectos no se encuentren expuestos a niveles muy altos de los mismos sin importar el tiempo de permanencia en dichas zonas. Según el RETIE, estos niveles están basados en criterios de la OMS (organización mundial de la salud) y la institución internacional para la protección de la población y el medio ambiente, frente a las radiaciones no-ionizantes, ICNIRP (revisión 2009) [1].

Según lo estipulado en el RETIE, en el artículo 14 dice que se ha demostrado que los campos electromagnéticos de bajas frecuencias (0 a 300Hz) no producen efectos nocivos en los seres vivos, teniendo en cuenta que el sistema eléctrico colombiano produce campos electromagnéticos a una frecuencia de 60HZ lo que permite medir o calcular el campo eléctrico y el campo magnético en forma independiente [1]. La intensidad del campo eléctrico se mide en (V/m) o (kV/m). Esta medida representa el efecto eléctrico sobre una carga presente en algún punto del espacio.

Generalmente las instalaciones que requieren en cierta medida la medición del campo electromagnético son: los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, los diseños de edificaciones aledañas a las zonas de servidumbre, y las redes de distribución y uso final. Para este caso el valor de exposición al público debe medirse a partir de las distancias de seguridad, donde se tenga la posibilidad de permanencia prolongada de personas (hasta 8 horas) o en zonas de amplia circulación del público [1].

En la siguiente tabla del RETIE, se encuentran los valores permitidos para la exposición a los campos magnéticos:

Tabla 3.18. Valores límites de exposición a campos electromagnéticos RETIE

Tipo de exposición	Intensidad de campo eléctrico (kV/m)	Densidad de flujo magnético (μ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas	8.3	1000
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas continuas	4.16	200

Estos cálculos se hacen por medio de un equipo de medición el cual debe poseer un certificado de calibración vigente y estar sometidos a un control metrológico. Para la medición se pueden usar los métodos de la IEEE 644 o la IEEE 1243 [1].

La medición según la IEEE 644, debe hacerse a un metro de la línea. La distancia entre el medidor de intensidad de campo eléctrico y el operador debe ser al menos 2,5 m y se hacen en puntos de la línea y también de forma transversal a la misma (ver Figura 3.14).

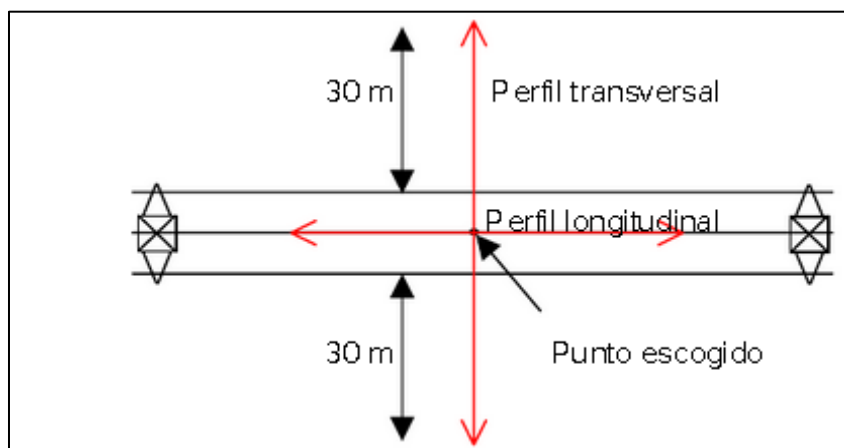


Figura 3.14. Perfiles de medición en líneas

Por ejemplo para La Giralda, para tener las consideraciones electromagnéticas se tuvieron en cuenta las distancias de seguridad, las cuales están establecidas en el RETIE en la Tabla 13.7, donde las instalaciones internas no superan un voltaje normal de funcionamiento menor a 300V. Generalmente las mediciones de los campos electromagnéticos son para proyectos de alta tensión y en el caso de una red de baja es importante tener presente las distancias de seguridad permitidas.

3.8. Cálculo de transformadores

Para el cálculo de transformador es necesario previamente conocer la cantidad de carga a alimentar, es decir, la capacidad instalada total para poder seleccionar el transformador que más se adecue para soportar y alimentar la carga. Algunos de los criterios de selección del transformador son:

- En la selección de la potencia de los transformadores, se debe tratar de obtener tanto el régimen de trabajo económicamente útil, como la alimentación de reserva de los consumidores.
- La carga de los transformadores en condiciones nominales no debe (por calentamiento) conducir al acortamiento de su tiempo de vida útil.
- La capacidad del transformador debe garantizar la demanda indispensable de potencia durante el periodo posterior a la desconexión del transformador averiado, en dependencia de los requerimientos presentados por los consumidores.
- Como regla general, todas las instalaciones, de año en año, aumentan su producción y se amplían, ya por la construcción de nuevas áreas de producción o por la utilización más racional de las existentes. Ya sea por una causa o por otra, la potencia eléctrica demandada por la producción industrial suele crecer. Por ello es conveniente, para tomar en cuenta el crecimiento de la demanda de potencia, prever la posibilidad del incremento de potencia de las subestaciones a través del cambio de los transformadores por otros más potentes; esto es, prever la posibilidad de la instalación de transformadores mayores en un grado de potencia estándar.

Para el caso de la selección del transformador el diseñador debe también tener en cuenta el tipo de transformador que requiere para su instalación acorde a su necesidad: tipo de enfriamiento (transformador en aceite o tipo seco), tipo de protección (transformador convencional o auto protegido), por potencia del transformador y por tipo de montaje (intemperie, interior, pedestal y sumergibles).

Un aspecto importante que debe considerarse es la cantidad de armónicos del sistema. Los armónicos son alteraciones que se presentan en la red eléctrica debido a la aparición de ondas de diferentes frecuencias; estos generalmente suceden a causa de los usuarios, así como de los OR debido a la conexión de dispositivos o equipos generalmente electrónicos que producen estos.

Los problemas que traen lo armónicos es que a medida que aumentan las cargas de tipo electrónicas, los transformadores empiezan a presentar ruidos y calentamiento excesivo e incluso llegan a quemarse después de algunos años. Las corrientes armónicas elevan las pérdidas adicionales en los bobinados, barras de conexión, bridas del núcleo y paredes del tanque principal, que pueden conducir a problemas térmicos como el envejecimiento prematuro del transformador. El grado de severidad depende del tipo de unidad rectificadora, de carga y el diseño del transformador.

Una de las formas como se puede cuantificar el valor de la distorsión armónica es a través del cálculo del factor de distorsión, ya que este representa la frecuencia fundamental y al ser diferente del valor conocido se puede encontrar con la presencia de armónicos. Las fórmulas empleadas para el factor de distorsión de la demanda total son obtenidas de la IEEE 519 y para este caso es la relación del valor RMS del contenido de corriente armónica al valor RMS de la componente fundamental de corriente, expresado como porcentaje de la fundamental [8]:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} * 100 \quad (3.17)$$

El factor de distorsión armónica total (THD) es la relación del valor RMS del contenido de voltaje armónico al valor RMS de la componente fundamental de voltaje expresado como porcentaje de la fundamental [8]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (3.18)$$

3.9. Cálculo del sistema de puesta a tierra

Toda instalación eléctrica cubierta por el Reglamento RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto

o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla [1].

Para iniciar con los cálculos de puesta tierra se debe primero tomar las medidas de resistividad del suelo, las cuales se efectúan por medio de un instrumento medidor llamado Telurómetro (o Telurímetro) y debe de tener el certificado de conformidad por la ONAC.

Existen diversas técnicas para medir la resistividad aparente del terreno. Para efectos del presente Reglamento, se puede aplicar el método tetraelectródico de Wenner, que es el más utilizado para aplicaciones eléctricas. En la siguiente figura se expone la disposición del montaje para su medición. Igualmente, se pueden utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

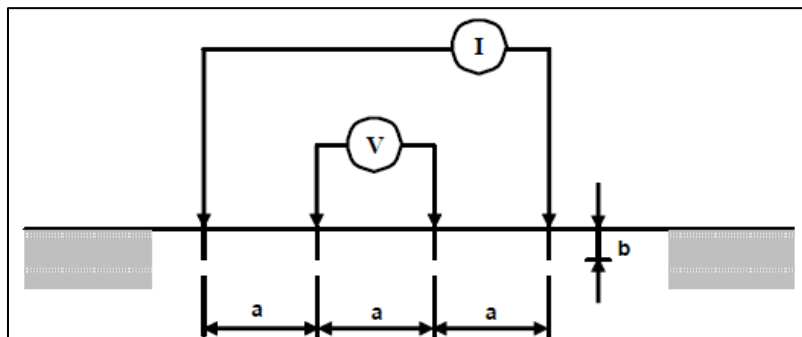


Figura 3.15. Esquema de medición de resistividad aparente

La ecuación es:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)} \quad (3.19)$$

Donde ρ es la resistividad aparente del suelo en (ohm-m), a la distancia entre electrodos adyacentes en metros, b la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros y R la resistencia eléctrica medida en ohmios, calculada como V/I.

Cuando b es muy pequeño comparado con a, se tiene la siguiente ecuación:

$$\rho = Ra2\pi \quad (3.20)$$

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR (*Ground Potential Rise*).

3.10. Cálculo económico de conductores

La selección del tipo de conductor depende tanto de los resultados obtenidos en los cálculos, como de las pérdidas de energía debido a la resistencia propia del conductor, entendiendo que, cuanto menor sea la sección transversal de un conductor eléctrico, menor es su costo inicial de adquisición e instalación, y mayor su costo operativo durante su vida útil. Algunos factores a tener en cuenta en la selección de estos podrían ser los siguientes:

- El conductor puede ser lo más económico posible, dependiendo de las condiciones o requerimientos solicitados al diseñador.
- Los conductores, así como cualquiera de los elementos empleados en las instalaciones eléctricas, debe estar con su debida certificación.
- En lo posible se debe preservar el medio ambiente.
- El conductor a seleccionar debe contar con una óptima conductividad eléctrica.
- Se deben evaluar los factores de pérdidas, especialmente por temperatura.
- Se debe garantizar con la selección del conductor un aumento de la eficiencia energética.
- Contribuir a la sustentabilidad ambiental (administración eficiente y racional de los recursos naturales, de manera tal que sea posible mejorar el bienestar de la población actual sin comprometer la calidad de vida de las generaciones futuras).
- Se debe garantizar que el conductor seleccionado es el adecuado para la instalación, ya que un mal cálculo de este puede quemar el conductor al ser energizado el proyecto.

Con respecto a las pérdidas, este ítem se explica más adelante.

3.11. Verificación de los conductores

Para la verificación de los conductores se debe tener muy claro el tipo y calibre de conductor a usar y las siguientes especificaciones según el RETIE y la NTC 2050.

En el RETIE en el artículo 27 en el numeral 27.4.3 en la letra d establece que la corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados alcancen la temperatura máxima de operación permitida [1]. La NTC 2050 [10] establece que se permite calcular la capacidad de corriente de los conductores mediante los siguientes apartados a) o b), como sigue:

La capacidad de corriente de los conductores de 0 a 2000 V nominales debe ser la especificada en las Tablas de capacidad de corriente, 310-16 a 310-19 y sus notas correspondientes. La capacidad de corriente de los conductores sólidos con aislamiento dieléctrico, de 2001 a 35000 V, es la especificada en las Tablas 310-67 a 310-86 con sus notas correspondientes.

La capacidad de corriente es el resultado de tener en cuenta uno o más de los siguientes factores: la compatibilidad en temperatura con los equipos conectados (sobre todo en los puntos de conexión), la coordinación con los dispositivos de protección contra sobre

corriente del circuito y de la instalación, Los requisitos de los certificados o certificaciones de los productos y el cumplimiento de las normas de seguridad establecidas por las prácticas industriales y procedimientos generalmente aceptados.

En el numeral 8 de las notas a las tablas de capacidad de corriente de 0 a 2000 V (310-16 hasta 310-19) de la NTC 2050, establece que cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización pase de tres, la capacidad de corriente se debe reducir.

El conductor seleccionado aparte de los requerimientos de los cuadros de carga (capacidad de corriente y regulación), deben cumplir los requerimientos mencionados anteriormente aplicándole a estos los ajustes por temperatura, y factores de corrección por número de conductores portadores de corriente.

En el caso del conductor de neutro según la NTC 2050 en la sección 220-22, se establece la manera de como seleccionar el conductor del neutro y lo estipula de la siguiente manera [10]:

- Igual al de la fase en caso de acometidas monofásicas bifilares.
- El 70% como mínimo del amperaje de las fases, en el caso de acometidas trifásicas de cuatro hilos (para cargas líneas).
- Igual al 140% como mínimo del amperaje de la fase en caso de acometidas trifilares de un sistema monofásico de fase partida de tres hilos (120/240 V).

3.12. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos

El cálculo mecánico de estructuras depende del tipo de proyecto que se realiza, sea redes aéreas o subterráneas de la utilización de postes o cámaras y demás equipos que sean necesarios para el desarrollo del proyecto. En la norma de la EEP se explica cada uno de los tipos de apoyos usado para las redes de baja y media tensión con sus respectivos materiales, lo que le facilita al diseñador realizar el presupuesto de la obra.

Para el caso de La Giralda se encontró que el transformador para la instalación tenía un peso inferior a 600 kg, además el diseño estaba compuesto por cámaras subterráneas con alimentación por medio de una red aérea de la EEP cuyos postes ya instalados tienen una capacidad 750 kgf.

Según el RETIE artículo 24.3 establece para este tipo de subestación [1] que las subestaciones que tengan el transformador montado sobre postes deben cumplir los siguientes requisitos de montaje:

“En áreas urbanas de pública concurrencia, se podrán instalar subestaciones con transformador en poste, sin encerramiento adicional, siempre que no supere 250 kVA ni 800 kgf de peso, transformadores menores o iguales a 112,5 kVA y peso inferior a 600 kgf, se deben instalar en un solo poste de resistencia de rotura no menor a 510 kgf; transformadores de potencia superior a 112,5 y menor o igual a 150 kVA con pesos menores a 700 kgf, se deben instalar en un solo poste con carga de ruptura no menor a 750 kgf, transformadores de potencia mayores a 150 kVA y menores o iguales a 250 kVA en áreas urbanas en lo posible se deben instalar en un solo poste de resistencia no menor a 1050 kgf.”

3.13. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes

3.13.1. Cálculo de protecciones

Para el cálculo de las protecciones se deben mirar las adecuadas para media y baja tensión, según lo estipulado por las normas.

- **Cálculos de protecciones para el lado de media tensión**

Según lo expuesto por la EEP los transformadores a 13.2 kV serán protegidos mediante fusibles tipo K, y los fusibles de respaldo en los ramales y alimentadores serán tipo T [2]. Los cortacircuitos para redes de 13.2 kV tendrán una tensión nominal de 15 kV, y una capacidad de corriente permanente de 100 A. El empleo de cortacircuitos para 200A, será una alternativa disponible por la EEP, para ello la empresa especifica los siguientes valores de fusibles a usar para transformadores monofásicos y trifásicos [2].

Tabla 3.19. Fusibles para transformadores monofásicos a 13.2 kV

FUSIBLES TIPO K	
KVA 1 ϕ	A
3	1
5	1
10	2
15	2
25	3
37.5	4
50	6
75	9
100	12

Tabla 3.20. Fusibles para transformadores trifásicos a 13.2 kV

FUSIBLES TIPO K	
KVA 3 ϕ	A
15	1
30	2
45	3
50	3
75	5
100	6
112.5	7
150	10
225	12
250	15
300	20
315	20
400	25
500	30

Para el caso de los transformadores *pad mounted* la EEP establece que el sistema de protección debe estar conformado por un fusible de expulsión tipo bayoneta, en serie con un fusible limitador de corriente y, en baja tensión, por un interruptor termomagnético tripolar, seleccionado de acuerdo a la capacidad nominal de corriente y a la corriente de cortocircuito. Además de un relé de disparo tripolar para corrientes mayores a 200A. Para este caso, también la empresa propone una tabla para su selección.

Tabla 3.21. Fusibles para transformadores tipo pedestal a 13.2 kV

KVA 3 ϕ	FUSIBLES	
	BAYONETA A	LIMITADOR A
45	10	40
75	10	40
112.5	15	50
150	15	50
225	25	80
300	25	80
400	40	100
500	40	100

- **Cálculo de las protecciones para el lado de baja tensión**

Para este caso se utiliza lo estipulado en la NTC 2050 en la sección 450-3 para la Protección contra sobrecorriente. La protección de los transformadores contra sobrecorriente debe cumplir los siguientes apartados a), b) o c) [10].

Cuando un transformador de 600 V nominales o menos tenga un dispositivo de protección contra sobrecorriente del secundario de capacidad nominal o ajuste de disparo para que se abra a valores no mayores al 125 % de la corriente nominal del secundario, no se requiere que tenga un dispositivo de protección contra sobrecorriente del lado del primario, siempre que el dispositivo de sobrecorriente del alimentador al primario tenga una corriente nominal o esté ajustado para que se abra a valores no mayores al 250 % de la corriente nominal del primario [10].

3.13.2. Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones consiste en la verificación de los tiempos de disparo de la misma. Para garantizar que se encuentren correctamente coordinados en lo posible es necesaria la utilización de un software que permita su simulación.

Una regla esencial para aplicación de fusibles, establece que el tiempo de despeje máximo del fusible de protección, no excederá el 75% del tiempo de fusión mínimo del 45 fusible protegido, asegurando que el fusible de protección despejará la falla antes de que el fusible protegido se dañe. El factor del 75% compensa los efectos de las variables de operación, por tanto, al final de la gráfica el diseñador deberá identificar los tiempos de disparo de las protecciones e ingresarlos en una tabla, datos con los cuales la plantilla realiza el análisis del factor de compensación.

3.14. Cálculos de canalizaciones

El cálculo de canalizaciones se refiere a que tan grandes deben ser las tuberías a utilizar en el proyecto. Generalmente estas se seleccionan de acuerdo a un porcentaje, debido a la cantidad de conductores que puedan llegar a pasar a través de ellas. Para el cálculo de la tubería a usar para la acometida en redes de baja y media tensión, se debe referir según lo establecido en el capítulo 9 de la NTC 2050, en el cual establece una tabla y una serie de ejemplos que son de utilidad para realizar este cálculo.

Para realizar el cálculo y poder determinar el diámetro de la tubería es necesario conocer las características físicas del conductor o de los conductores, en este caso de las áreas exteriores. Una vez conocidas se procede a sumarse y de acuerdo a esto el diseñador debe seleccionar una tubería que permita albergar esa cantidad de conductores. Luego se calcula a través de sus características físicas el área interior del tubo y se procede a dividir por este valor la suma de las áreas de los conductores, de tal forma que garantiza a través de esta operación que la tubería seleccionada no excede el 40% de ocupación de la tubería.

Para la ciudadela La Giralda, se determinaron usar para el proyecto tuberías de 1' (una pulgada) para el caso de los alimentadores.

3.15. Cálculos de pérdidas de energía

Todos los sistemas eléctricos tienen pérdidas técnicas debido al paso de la corriente eléctrica por el conductor, por lo cual es necesario conocer la cantidad de energía por efecto Joule a la frecuencia fundamental. Este efecto se da debido al calentamiento del conductor por lo cual es necesario calcular a partir de su resistencia eléctrica y de la corriente máxima prevista, el tiempo que esa corriente circula por dicho conductor.

$$\epsilon = \int_0^{\tau} i(t)^2 r dt \quad (3.21)$$

Donde $i(t)$ es la corriente con respecto al tiempo que circula por el conductor y R es la resistencia del conductor.

- **Cálculo de la corriente de protección para el conductor**

La NTC 2050 (numeral 220-3) establece que las cargas de los circuitos ramales se deben calcular como se indica en los siguientes apartados:

- a) Cargas continuas y no continuas. La capacidad nominal del circuito ramal no debe ser menor a la carga no continua más el 125 % de la carga continua. El calibre mínimo de

los conductores del circuito ramal, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe tener una capacidad de corriente igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua.

Excepción. Cuando el conjunto, incluidos los dispositivos de protección contra sobrecorriente, esté certificado para funcionamiento continuo al 100% de su capacidad nominal [10].

El numeral 220-10 establece:

- b) Cargas continuas y no continuas. Cuando un alimentador suministra corriente a cargas continuas o a una combinación de cargas continuas y no continuas, la capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente no debe ser menor a la carga no continua más el 125 % de la carga continua. El calibre mínimo de los conductores del alimentador, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe permitir una corriente máxima igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua.

Excepción. Cuando el conjunto, incluidos los dispositivos de protección contra sobrecorriente del alimentador, esté certificado para funcionamiento continuo al 100% de su capacidad nominal, ni la capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente ni la de los conductores del alimentador deben ser menores a la suma de la carga continua más la no continua [10].

- **Cálculo de la corriente de protección más el factor THD**

El RETIE en el Artículo 10.7 (Pérdidas técnicas aceptadas) establece que en el diseño de las instalaciones eléctricas, excepto en las residenciales de menos de 15 KVA de carga instalable, se debe hacer análisis del conductor más económico en acometida y alimentadores, considerando el valor de las pérdidas de energía en su vida útil, teniendo en cuenta las cargas estimadas, los tiempos de ocurrencia, las perdidas adicionales por armónicos y los costos de energía proyectando el valor actual en la vida útil de la instalación. En las instalaciones de uso general se deben cumplir los requisitos de pérdidas técnicas determinadas por la CREG o la reglamentación técnica aplicable sobre uso eficiente de la energía eléctrica [1]. Por lo tanto:

$$I_{P+THD} = I_P \left(\sqrt{1 + THD^2} \right) \quad (3.22)$$

Donde I_p es la corriente de protección y THD la distorsión armónica total.

Adicionalmente y de acuerdo al artículo 20.6.3.1 (literal q), se dice que en sistemas donde la distorsión armónica total (THD) en corriente, sea superior o igual al 15%, se deben dimensionar todos los conductores o barras de acuerdo con el factor de corrección exigido en la IEC 60364-5-523 Anexo C. Por lo tanto:

$$I_{P+THD} = I_P \left(\sqrt{1 + \left(\frac{15}{100} \right)^2} \right) \quad (3.23)$$

- **Cálculo de la resistencia en corriente directa del conductor eléctrico**

Se tiene que:

$$R_{cd} = \rho \frac{l(m)}{s(m^2)} [\Omega] \quad (3.24)$$

Donde S es el área de la sección transversal del conductor. Para el valor de sección transversal del conductor eléctrico, se puede tomar como referencia los datos del fabricante o la tabla 310-16 de la NTC 2050 [10].

Tabla 3.22. Resistividad de algunos materiales

Material	Resistividad a 20°C
Plata (Ag)	1,59E-0,8
Cobre (Cu)	1,71E-0,8
Oro (Au)	2,44E-0,8
Aluminio (Al)	2,82E-0,8
Wolframio (W)	5,65E-0,8
Níquel (Ni)	6,40E-0,8
Hierro (Fe)	9,71E-0,8
Platino (Pt)	1,06E-0,7
Estaño (Sn)	1,15E-0,7
Acero inoxidable	7,20E-0,7
Grafito	6E-0,7

- **Cálculo de la resistencia en corriente directa del conductor eléctrico a 20°C**

Se tiene que:

$$R_{cd_{20^{\circ}C}} = R_{cd}(1 + K_C)[\Omega] \quad (3.25)$$

Donde Rcd es la resistencia en corriente directa y Kc el incremento de la resistencia por efecto del cableado.

- **Cálculo de factor de corrección por temperatura**

Se tiene que:

$$\alpha = \frac{1}{T + 20^{\circ}C} \quad (3.26)$$

Donde α es el factor de corrección y T es la temperatura de los materiales para la fabricación de los conductores eléctricos.

- **Cálculo de la resistencia en corriente directa del conductor eléctrico a 90°C**

Se tiene que:

$$R_{cd_{90^{\circ}C}} = R_{cd_{20^{\circ}C}}(1 + \alpha(90 - 20)) \quad (3.27)$$

- **Cálculo del factor de corrección por efecto piel**

Se tiene que:

$$\gamma = \frac{X_s}{192 + 0,8X_s} \quad (3.28)$$

$$X_s = 15,9 * 10^{-4} \sqrt{\frac{f * 1000}{R_{cc}}} \quad (3.29)$$

Donde f es la frecuencia (Hz), R_{cc} la resistencia en corriente directa (Ω), d el diámetro de los conductores (mm) y S la separación entre centros de conductores (mm).

- **Cálculo del factor de corrección por efecto de proximidad**

Se tiene que:

$$\gamma_p = \frac{X_p}{192 + 0,8X_p} * \left(\frac{d}{s}\right)^2 * \left[0,312 \left(\frac{d}{s}\right)^2 + \left[\frac{1,18}{\frac{X_p}{192 + 0,8X_p} + 0,27} \right] \right] \quad (3.30)$$

$$X_p = 15,9 * 10^{-4} \sqrt{\frac{f * 800}{R_{cc}}} \quad (3.31)$$

- **Cálculo de la resistencia en corriente alterna (Rca) a 90°C**

Se tiene que:

$$R_{ca_{90^\circ C}} * [1 + Y_s + Y_p] \quad (3.32)$$

- **Cálculo de la energía en función del cálculo económico de conductores**

Se tiene que:

$$W_c = \frac{(I_p + THD)^2 * R_{ca_{90^\circ C}} * 1m}{1000} [kWh] \quad (3.33)$$

- **Cálculo del factor de pérdidas**

Se tiene que:

$$F_p = 0,3[fc] + 0,7[fc]^2 \quad (3.34)$$

$$fc = \frac{\text{horas efectivas}}{8760 \text{ horas}} \quad (3.35)$$

- **Cálculo de la energía utilizada en un año**

Se tiene que:

$$p_c = W_c * L * N * H * F_p \text{ [kWh]} \quad (3.36)$$

Donde W_c es la energía eléctrica utilizada en un metro de conductor (kWh), L la longitud de los conductores (m), N el número de conductores (monofásico, trifásico), H las horas efectivas de operación del sistema en un año y F_p el factor de pérdidas.

Los cálculos mostrados anteriormente, son los que generalmente se usan para el cálculo de las pérdidas. Hay OR que solicitan este tipo de cálculos dependiendo del grado de complejidad del proyecto. En el caso de la EEP en muchas ocasiones son solicitados, por esto se hace una muestra de estas ecuaciones en caso de que el lector de esta guía requiera de ellas.

3.16. Cálculo de regulación

Todos los OR del país solicitan los cálculos de regulación, con el propósito de determinar el porcentaje de caída de tensión debida a la distancia y a los equipos eléctricos que forman parte del proyecto. Para los proyectos de distribución se usa la siguiente ecuación, la cual es entregada por la EEP y se conoce como cálculo de la regulación tramo a tramo.

$$\%Reg = K * L * kVA \quad (3.37)$$

Donde $\%Reg$ es el porcentaje de regulación, K la constante de regulación (1/kVA.m), L la longitud de tramo analizado (m) y kVA la potencia concentrada del tramo.

Esta ecuación es aplicable para redes de baja tensión en redes aéreas o subterráneas. Para realizar el cálculo de la regulación se requiere conocer que tan larga va a ser la instalación, por lo cual es necesario conocer el calibre del conductor ya que cada uno de ellos tiene una constante de regulación distinta. Además se debe conocer cuáles son los valores permitidos de regulación, para lo cual la EEP proporciona las siguientes tablas:

Tabla 3.23. Porcentajes de regulación de la EEP

Elemento del sistema	Área alimentadora	Límites para la regulación		REGULACIÓN MÁXIMA PERMITIDA (%)
		Desde	Hasta	
Transformador	Urbana-rural			2.5
Red 240 V	Urbana	Salida transformador	Acometida a último cliente	5
Red 240 V	Rural	Salida transformador	Acometida a último cliente	5
Acometida	Urbana	Caja porta bornera de derivación	Contador	0.5
Acometida	Rural	Caja porta bornera de derivación	Contador	0.5
Alumbrado público	Urbano	Salida transformador	Última luminaria instalada	RETILAP (5%)

Para el cálculo de la K (constante de regulación), para baja tensión se tienen las Tablas 3.1 y 3.2 de este documento. Estas tablas son proporcionadas por la EEP para el cálculo de la regulación en baja tensión.

Según la EEP, la regulación de las nuevas redes de media tensión a 13.2 kV, a partir del punto de conexión al alimentador de la Empresa, podrá presentar un valor máximo del 1.5%. La regulación de las nuevas redes de media tensión (33 kV), a partir del punto de conexión al alimentador de la Empresa, podrá presentar un valor máximo del 2.5%.

Para redes subterráneas de baja tensión la EEP entrega dos tablas con los valores de la constante de regulación para redes trifásicas (208V/120V) y monofásicas (240V/120V).

Tabla 3.24. Constante K - Redes trifásicas de baja tensión subterráneas

Calibre (AWG)	Aluminio serie AA 8000	Cobre
4	3.5911×10^{-3}	2.2548×10^{-3}
2	2.3021×10^{-3}	1.4588×10^{-3}
1/0	1.4893×10^{-3}	0.9585×10^{-3}
2/0	1.2040×10^{-3}	0.7799×10^{-3}
4/0	0.7974×10^{-3}	0.5310×10^{-3}

Tabla 3.25. Constante K - Redes monofásicas de baja tensión subterráneas

Calibre (AWG)	Aluminio serie AA 8000	Cobre
4	5.3683×10^{-3}	3.3609×10^{-3}
2	3.4319×10^{-3}	2.1651×10^{-3}
1/0	2.2109×10^{-3}	1.4135×10^{-3}
2/0	1.7824×10^{-3}	1.1452×10^{-3}
4/0	1.1715×10^{-3}	0.7713×10^{-3}

3.17. Clasificación de áreas

La clasificación de áreas hace referencia a los lugares en los cuales se realizará la instalación, es decir, los lugares para los cuales se destina cada elemento de la instalación eléctrica. En la sección 500 de la NTC 2050 se expone una clasificación de acuerdo a la temperatura, humedad del aire, suciedad, etc. para lo cual en esta misma sección en el numeral 500-3 se establece lo siguiente:

Clasificaciones de Lugares. Los lugares se deben clasificar dependiendo de las propiedades de los vapores, líquidos o gases inflamables y los polvos o fibras combustibles que pueda haber en ellos y por la posibilidad de que se produzcan concentraciones o cantidades inflamables o combustibles.

Cuando los únicos materiales utilizados o manipulados en estos lugares sean pirofóricos (materiales que se inflaman al contacto con el aire), estos lugares no

deben ser clasificados. Para determinar su clasificación, cada local, sección o área se debe considerar individualmente.

Nota. Aplicando el ingenio en el diseño de las instalaciones eléctricas de los lugares peligrosos (clasificados), frecuentemente se pueden ubicar la mayor parte de los equipos en lugares menos peligrosos o no peligrosos, con lo que se reduce el número de equipos especiales necesarios [10].

También se conocen según el RETIE como instalaciones especiales (artículo 28.3), aquellas instalaciones que por estar localizadas en ambientes clasificados como peligrosos o por alimentar equipos o sistemas complejos, presentan mayor probabilidad de riesgo que una instalación básica y por tanto, requieren de medidas especiales, para mitigar o eliminar tales riesgos [1]. En la sección 500 de la NTC2050 hay una clasificación extensa, que en caso de ser necesario para los diseños eléctricos se selecciona de acuerdo a los condiciones del lugar para la realización de las instalaciones eléctricas. En este numeral no se colocará, ya que es algo extenso y no es el objetivo de este proyecto.

3.18. Elaboración de diagramas unifilares

El diagrama unifilar es una representación de las conexiones de un sistema eléctrico, donde se indica de manera clara e ilustrativa cuáles son los componentes que lo conforman y la interconexión entre ellos. Todo tipo de proyecto eléctrico debe incluirlo. Generalmente los diagramas unifilares deben contener la información necesaria para que puedan ser adecuadamente interpretados, y debe incluir lo siguiente:

- En caso de ser necesario, se debe indicar el punto de partida de la red, es decir, el punto de conexión de la red proporcionada por la EEP.
- Transformadores: se indican con el símbolo respectivo según la norma; en caso de que sea un transformador existente y de la empresa se debe tener su número según su georreferenciación y acompañado de su potencia en kVA, tipo de conexión, número de fases, tipo de aislamiento, tensiones de alta y baja, y el número del transformador, el cual debe coincidir en la localización y en el cuadro de cargas.
- El diagrama unifilar en caso de ser necesario y de que lo requiera debe contener los elementos de maniobra y protección, entre los que se encuentran:
 - Cortacircuitos: tensión de operación, corriente nominal corriente de cortocircuito, capacidad y tipo de fusible.
 - Dispositivo de protección de sobretensiones (DPS): tipo, tensión, corriente de cortocircuito y tensión máxima de operación en régimen continuo.
 - Seccionador: corriente máxima de operación, corriente de cortocircuito, tensión, puerta con enclavamiento mecánico, cuchilla de puesta a tierra.
 - Interruptores: se debe indicar la capacidad de corriente de interrupción, corriente de cortocircuito, número de polos, tipo de interruptor (termomagnético), si es regulable indicar la corriente nominal, el rango y el valor de ajuste.
- Conductores: cantidad, calibre, material (cobre, aluminio, acero) y aislamiento, definidos de acuerdo con las características constructivas del proyecto.

- Ductos: cantidad, diámetro, material, tipo, distribución de fases y neutros.
- Cargas: capacidad en kVA de cada una de las cargas asociadas al proyecto. Incluir factores de demanda o diversificación de la carga según se considere necesario.
- Medidores: debe ser electrónico, tipo de medidor (multifunción, multienergía), tensión (indicar si es multirango), rango de corrientes, parámetros que mide, número de fases y número de hilos.
- Tableros: capacidad de corriente, corriente de cortocircuito, tensión, capacidad en kVA y capacidad de reserva en kVA.
- Barrajes: corriente nominal, material y cantidad de barras por fase.
- Circuitos: capacidad en kVA, capacidad de corriente nominal y de cortocircuito de los interruptores, calibre de conductores, ducto o canalización y cantidad de circuitos.
- Regletas: cantidad de vías, corriente nominal y material.
- Celda de remonte.
- Electro barras: material, tensión nominal, corriente nominal, corriente de cortocircuito y grado de protección.

Los diagramas unifilares pueden ser verticales u horizontales. Por ejemplo, uno de los diagramas unifilares de la ciudadela La Giralda es el siguiente:

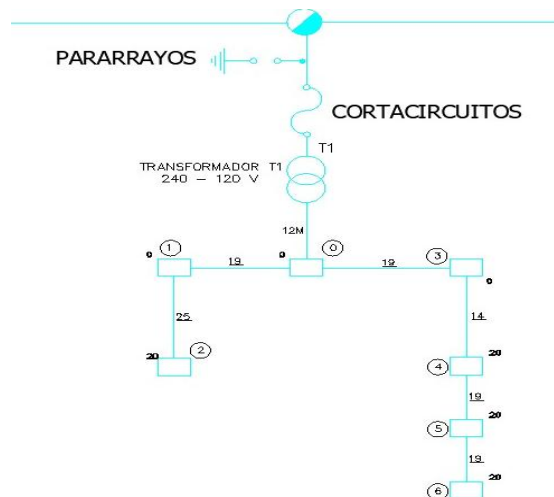


Figura 3.16. Diagrama unifilar de uno de los circuitos de la ciudadela La Giralda

3.19. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción

La correcta elaboración de los planos eléctricos es crucial para la aprobación de cualquier proyecto, pues es ahí donde se muestra con claridad de la distribución final de los

tableros, medidores, transformadores y demás equipos eléctricos, así como la ruta de las acometidas principales y parciales. Para este apartado se recomienda mirar el Capítulo 2, donde se explica en detalle la elaboración de los planos eléctricos. A continuación, se dan algunas definiciones sobre el contenido de los planos eléctricos:

- Localización geográfica: es la ubicación del proyecto, mostrada en un mapa; generalmente se recomienda buscar la ubicación mediante la aplicación de Google Maps, trasladándola al plano como imagen.
- Diseño eléctrico: es la realización del diseño eléctrico de baja tensión del lugar o espacio de interés, donde se muestra los nodos iniciales y finales, el tipo de diseño (área o subterránea), topología, número de cuentas residenciales, longitud de red de media tensión, longitud de red de baja tensión y número de transformadores.
- Diagrama unifilar: los diagramas unifilares son una parte vital de cualquier proyecto eléctrico y en ellos se muestra con claridad cada uno de los elementos que componen la instalación eléctrica, desde la red de MT, hasta los tableros eléctricos finales.
- Convenciones: es la forma de representar los diferentes elementos que conforman los planos; es necesario incluir todas las convenciones utilizadas. También se deben emplear las convenciones correspondientes a la normativa de cada operador de red.
- Notas: son utilizadas para especificar información referente al proyecto eléctrico, como número de factibilidad, fecha de vencimiento, plazo de ejecución y nombre del proyecto, entre otros.

3.20. Especificaciones de construcción complementarias a los planos

En este espacio se da a conocer los detalles específicos que debe tener en cuenta la persona encargada de la construcción y montaje del proyecto. Estas especificaciones son hechas por el diseñador y pueden ser: norma en la cual se basó para la realización del diseño y tipo de material calculado para la red de alta o baja tensión, entre otros. El diseñador debe escribir todos aquellos detalles que el constructor debe tener en cuenta y no puede ser omitido. Para el caso de la urbanización La Giralda, se recomienda lo siguiente:

- Construir de acuerdo con Normas EEP, RETIE y NTC 2050.
- Para revisión de redes presentar factura de materiales y protocolo de transformadores.
- Presentar certificado RETIE para instalaciones eléctricas de uso final, expedido por un organismo acreditado.
- La aprobación corresponde a redes primarias y secundarias.
- La red secundaria se construirá en cable de aluminio y su calibre será de acuerdo a los cálculos de regulación.
- Las recámaras de la red subterránea son de seguridad de acuerdo a los requerimientos de la EEP.
- Todos los postes tendrán ducto interno para el cableado de las luminarias de alumbrado público.

3.21. Establecer las distancias de seguridad requeridas

Las distancias de seguridad son las distancias mínimas que se deben guardar entre líneas eléctricas y elementos físicos como carreteras, edificios, etc., con la finalidad de

evitar contactos accidentales. El RETIE sustenta que frente al riesgo eléctrico, la técnica más efectiva de prevención siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante.

En este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas eléctricas y elementos físicos existentes. Las distancias verticales y horizontales que se presentan en las siguientes tablas se adoptaron del National Electrical Safety Code (ANSI C2 versión 2002). Todas las tensiones dadas en estas tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo de despeje de falla a tierra.

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones serán las establecidas en la siguiente figura.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 5).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 5)	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 vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 5)	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 vehicular. (Figura 5)	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

Figura 3.17. Distancias mínimas de seguridad

Para una mejor interpretación de la figura anterior, se debe considerar la siguiente figura:

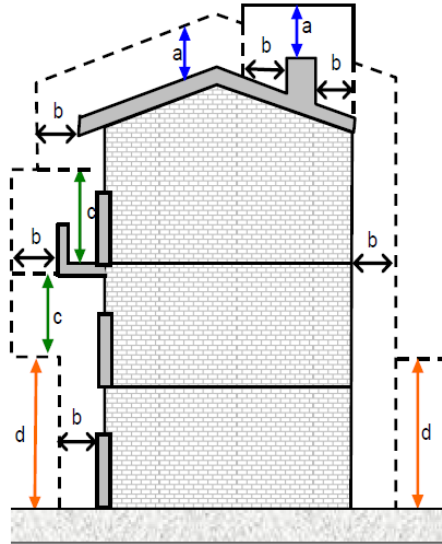


Figura 3.18. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Donde,

- Las distancias verticales “a” sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación, debe ser superior a 3.8 m.
- Las distancias horizontales “b” a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas, debe ser superior a 2.3 m.
- La distancias vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2.45 m de altura debe ser superior a 4.1 m.
- Las distancias verticales “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular debe ser superior a 5.6 m.

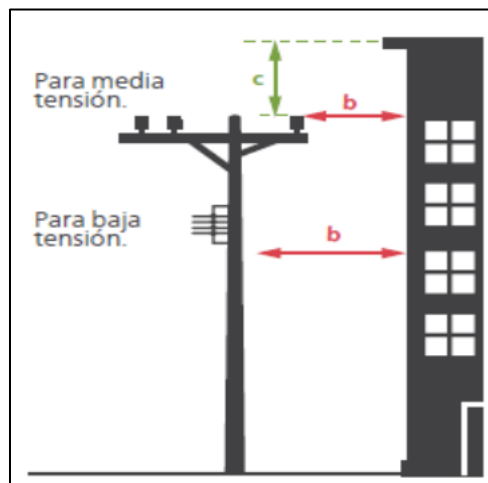


Figura 3.19. Distancia horizontal, paredes y debajo de balcones

3.22. Justificación técnica de desviación de la NTC2050 cuando sea permitido

Este numeral se refiere al caso de que fuera necesario la utilización de normas u otros aspectos que no se encuentren dentro de la normatividad colombiana, los cuales deben ser debidamente justificados.

3.23. Alumbrado público

La EEP en su norma establece que todo alumbrado público presentado a ellos debe cumplir con los requerimientos del RETILAP, y de todas aquellas normas participes de este. Debido a esto, todo proyecto (en caso de ser necesario), debe presentar con anterioridad a la EEP los cálculos para este tipo de redes. Una vez aprobados, deben ser entregados nuevamente a la EEP con el resto de los diseños de los proyectos y su debida aprobación con dos copias.

En la Norma de la EEP es muy escasa la información acerca de las redes de alumbrado público, pero contiene alguna información que puede llegar a ser de utilidad para el lector de este documento:


- Para los proyectos que se presenten en la EEP, en caso de ser necesario la parte de alumbrado público para el diseño, debe ser indicado en el plano eléctrico y debe realizarse indicando en cada tramo el calibre del conductor a usar y el material.
- En caso de que el diseño realizado con respecto al alumbrado público incluya luminarias que sean de la ciudad, estas deben ser indicadas y deben ser numeradas con su respectivo código georeferenciado.
- Para los cálculos de regulación, los conductores que se usan para la instalación deben cumplir con los requerimientos de las normas y de la norma de la EEP. El conductor mínimo permitido es cobre No.6 AWG, y su posición en el apoyo será definida por la Empresa.
- En la instalación física la EEP (en caso de ser una red subterránea), muestra una tabla en la cual presenta la profundidad a la cual debe enterrarse un tubo de alumbrado público (la distancia es 0.5 metros).
- Para el caso de las cámaras empleadas en redes subterráneas de alumbrado público, de forma libre la EEP permite cajas de 40 cm x 40 cm.

4. CONCLUSIONES

- Es importante conocer como futuros profesionales, como se llevan a cabo ciertos procesos para la presentación de proyectos, especialmente para la ciudad donde vivimos. Por ende, esta guía puede ser vista como una herramienta para estos profesionales con lo cual se les permita conocer los procesos que tiene la EEP para la presentación de sus proyectos.
- Los cálculos presentados en esta guía también pueden ser usados para otros operadores de red, cambiando algunas cosas según la ciudad y los requerimientos de cada empresa ya que todo lo realizado está sujeto a las normas del país como lo son la NTC 2050 y el RETIE.
- Además de ser una guía para la entrega de proyectos ante la EEP, también tiene como funcionalidad aclarar ciertas dudas acerca de los diseños detallados, ya que en muchas ocasiones por la falta de experiencia y perspicacia del diseñador algunos de los cálculos para realizar este tipo de diseño se desconocen.

5. ANEXOS

A continuación en la primera figura se presenta un ejemplo de solicitud del servicio de energía ante la EEP. Las otras tres figuras corresponden a una carta de respuesta ante la solicitud del servicio de energía

		SOLICITUD DE SERVICIO DE ENERGÍA		CODIGO: DIS.ING.F01	
				VERSIÓN: 3	
DISPONIBILIDAD	<input type="checkbox"/>	FACTIBILIDAD	<input type="checkbox"/>	VIABILIDAD	<input type="checkbox"/>
1. SOLICITUD N°		FECHA:			
2. PROPIETARIO DEL PROYECTO Y/O PREDIO:					
3. NIT Y/O CEDULA		4. DIRECCIÓN DEL PREDIO:			
5. FICHA CATASTRAL		6. MATRICULA INMOBILIARIA			
Barrio:		Vereda:			
7. LOCALIZACIÓN:					
8. TIPO DE PROYECTO:					
Construcción: _____		Modificación: _____			
Residencial: _____		Estrato N°: _____ Comercial: _____ Industrial: _____ N° Estimado de Matriculas: _____ und.			
Nombre del Proyecto: _____					
Nivel de Conexión I		Nivel de Conexión II o III			
Potencia Estimada: _____ KVA		Potencia Estimada: _____ KVA			
Acometida: Aérea ___ Sub ___ CU ___ AI ___		S/E: Aérea ___ Interior ___ Pedestal ___			
Calibre Acometida: _____ AWG		Red de M.T: Aérea ___ Subterránea ___			
Protección: _____ Amp		Red de B.T: Aérea ___ Subterránea ___			
Tensión de Servicio: _____ Volt		Red Alumbrado Público ___ Cambio Nivel de Medida ___			
Tipo de Medidor: 1F ___ 2F ___ 3F ___					
9. INFORMACION DEL PROPIETARIO Y TRAMITADOR :					
FIRMA DEL PROPIETARIO		DIRECCION		TELEFONO	
NOMBRE TRAMITADOR		DIRECCION		TELEFONO	
ESPACIO PARA USO EXCLUSIVO DE LA EEP					
RESPUESTA OFICIO N°:		Nodo: _____ Circuito _____ Trafo: _____ Usuarios _____			
		Capacidad _____ Propiedad _____			
FECHA:		loc 1F _____ KA loc 3F _____ KA			
		APROBADO: SI _____ NO _____			
RECIBIDO POR:		OBSERVACIONES			
		VISTO BUENO INGENIERO EXPANSION:			
FECHA:		FIRMA _____			
<small>Autorizo a la EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A E.S.P. para realizar cualquier operación o conjunto de operaciones sobre los datos personales aquí consignados tales como recolección, almacenamiento, uso, circulación o supresión de los mismos tendiente a la prestación eléctrica del servicio público de energía eléctrica y sus actividades complementarias, así como para la facturación y comercialización de los demás productos que la Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P. ofrece a sus usuarios. (Ley 1501 de 2012, reglamentada parcialmente por el Decreto 1377 de 2013). SI _____ NO _____</small>					

Pereira, 24 de mayo de 2013

Señor
UNION TEMPORAL PUERTA DE ALCALA
AV 30 AGO 32-80
3450328
Pereira, Risaralda

Asunto: ALCALA DE HENARES MZ 5 Y 7. (D270-13)

Nos permitimos informarle que la Empresa ha concedido una disponibilidad de servicio de 75 Kva para el predio ubicado ALCALA DE HENARES.. La conexión deberá realizarse del Circuito 7 de la S/ E CUBA a nivel de tensión 2, nodo 852904. El traslado de redes de energía a que hubiere lugar motivados por el proyecto, correrá por cuenta y riesgo del constructor. La vigencia de la presente disponibilidad es de seis (6) meses contados a partir de la fecha, luego de los cuales deberá ser revalidada ante esta dependencia.

Así mismo le informamos que la presentación de su proyecto deberá estar acorde a las normas acogidas por la Empresa para la Construcción de Redes Primarias, Secundarias y de Equipos de Medida, su energización se realizará luego de cumplir los requisitos de presentación, aceptación y recibo del proyecto por parte de esta dependencia, y la correspondiente legalización del servicio ante la oficina de Matriculas de la Empresa. Los materiales deberán ser de óptima calidad y cumplir con las Especificaciones Técnicas del CIDET.

La presentación de los proyectos deberá seguir los procedimientos fijados por el Líder en Transporte y Expansión de la Empresa, los cuales son:

PRESENTACION DEL PROYECTO:

1. Planos del proyecto eléctrico cumpliendo con las normas técnicas de la EMPRESA (Dos copias).
2. Carta del dueño del proyecto autorizando a un Ingeniero Electricista con matrícula profesional e inscrito ante la oficina de Transporte y Expansión de la EMPRESA.
3. Para proyectos residenciales de tres (3) ó más pisos, comerciales, industriales y/ o oficiales deben tener la aprobación del Cuerpo de Bomberos, en lo relacionado con la instalación de la planta de emergencia, lo anterior para dar cumplimiento a los decretos No 863 y 883 del 12 de octubre del 2001.
4. Para proyectos que involucren alumbrado público deben tener la aprobación de ENELAR Pereira; previa presentación de estos planos ante la EMPRESA DE ENERGIA.

FORMATO PARA SOLICITUD PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXION:

- 1- Declaración de cumplimiento del reglamento técnico de instalaciones eléctricas.
- 2- Original del protocolo de pruebas del transformador.
- 3- Copia de la garantía del transformador

4- Dictamen de inspección y verificación

5- Solicitud de tramite de matriculas.

6- Constancia de recibo de bombilleria expedida por ENELAR (Cuando el proyecto incluya alumbrado Público).

7- Pago por la revisión de obra, placa y georeferenciación.

NOTAS:

La presentación del diseño eléctrico debe venir acompañada de las respectivas memorias de cálculo según el numeral 8.1 del RETIE (los ítems que le apliquen al proyecto) 1. Si el transformador a instalar no cumple con el 80% de su capacidad como carga demandada, deberá ser cambiado por uno que se ajuste a la carga.

1. Por debajo de la red de energía no debe construirse, a excepción de vías y zonas verdes. La distancia horizontal mínima del punto caliente más cercano a fachada debe ser 2.40 m para 13.2 kv. y 3 m para 33 kv.

La corriente de fallo en el punto de conexión Monofásica (13.2 KV) es 2.389KA y la Trifásica es 5.771KA.

Casos mas comunes para certificación plena.

Instalación eléctrica nueva : Aquella que entre en operación con posterioridad al 1° de mayo del 2005 (consultar excepciones).

Ampliación: Residenciales cuando la ampliación supere los 10 kva.

Comerciales: Cuando la ampliación supere los 20 kva.

Industrial: Cuando la ampliación supere el 30% de la capacidad instalada.

Instalaciones de iluminación nueva. Aquella que se construya con posterioridad al 30 de marzo del 2010.

Ampliación de instalaciones de iluminación. La que le alike aumento de área con requerimientos de iluminación, modificación de las potencias de las fuentes, montaje adicional de dispositivos, equipos y luminarias.

Remodelación. La sustitución de dispositivos, equipos, controles, luminarias y demás componentes de la instalación de iluminación. La parte remodelada deberá demostrar la conformidad con el RETILAP.

a. Instalaciones de alumbrado público categorizadas en los niveles B y C de conformidad con la tabla 610.2 del RETILAP. _

b. Instalaciones de iluminación donde en una misma área cerrada y cubierta se puedan concentrar simultaneamente más de 50 personas, tales como almacenes, centros comerciales, sitios de recreación, espectáculos públicos, centros de salud, hospitales, clínicas, hoteles, auditorios, bibliotecas,

estaciones y terminales de transporte, centros de reclusión.

c. Centros de enseñanza, salones de clase y laboratorios.

d. Los sitios de esparcimiento tales como bares, discotecas, casinos donde se puedan concentrar más de 50 personas deben certificar plenamente los sistemas de alumbrado de emergencia, así como las condiciones de seguridad de las instalaciones de iluminación.

e. Edificaciones residenciales o similares objeto de una misma licencia o permiso de construcción donde se puedan concentrar más de 100 personas. En este caso la escogencia de las áreas a inspeccionar se podrá hacer usando las técnicas de muestreo recomendadas en procesos de certificación. La certificación será del conjunto o edificación.

f. Viviendas individuales y comercios de áreas construidas mayores de 500 m².

g. Industria y oficinas con más de 30 puestos de trabajo o 500 m² de área iluminada.

PARAGRAFO: En el momento que la declaración de cumplimiento (certificación de primera parte) muestre irregularidades que pongan en riesgo la credibilidad de la certificación se ampliará el tipo de sistemas de iluminación que se le exigirá la certificación plena.

Cualquier aclaración gustosamente la atenderemos.

Atentamente,



MARCO TULIO BEDOYA SÁNCHEZ
Ejecutivo Júnior Iv

Marco Tulio B

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Minas y Energía. (2013). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE 2013. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE 2013. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- [2] Norma técnica de instalaciones eléctricas. Empresa de Energía de Pereira S.A (E.S.P). Colombia.
- [3] Ramírez Castaño, Samuel. Redes de Distribución de Energía, 2009.
- [4] Reglamento de distribución de energía eléctrica. Comisión de regulación de energía y gas (CREG). Colombia, 1998.
- [5] Gestión de flujos de potencia reactiva. Comisión de regulación de Energía y Gas (GREG)
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/\\$FILE/CIRCULAR087-2010%20Anexo2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/$FILE/CIRCULAR087-2010%20Anexo2.pdf)
- [6] Normas técnicas sobre protección contra rayos y sus aplicaciones. NTC 4225-2
http://www.bdigital.unal.edu.co/43069/24/9587012135_Parte%204.pdf
- [7] Medición y Simulación de Campos Eléctricos y Magnéticos de Baja Frecuencia en Líneas y Subestaciones
https://www.researchgate.net/publication/266854244_Medicion_y_Simulacion_de_Campos_Electricos_y_Magneticos_de_Baja_Frecuencia_en_Lineas_y_Subestaciones
- [8] Open ingeniería Expertos en Conocimiento. Armónicos, Cargas no lineales influencia en los transformadores.
- [9] Niveles de tensión de conexión de cargas de clientes
https://likinormas.micodensa.com/Norma/otros/niveles_tension_conexion_cargas_clientes
- [10] Ministerio de Desarrollo Económico. (25 de Noviembre de 1998). Código Eléctrico Colombiano- NTC 2050. *NTC 2050 DE 1998*. Colombia: ICONTEC.
- [11] Salamanca Gaviria, Sergio Iván. Metodología para la elaboración y presentación de proyectos eléctricos de subestaciones tipo local, Agosto de 2016.