



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**REDISEÑO DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA CALLE REAL DE
LOS PALMITOS EN EL DEPARTAMENTO DE SUCRE.**

**AUTOR:
MARÍA MARÍA ARRIETA OVIEDO.**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES.
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA- NORTE DE SANTANDER
2015**

**REDISEÑO DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA CALLE REAL DE
LOS PALMITOS EN EL DEPARTAMENTO DE SUCRE.**

**AUTOR:
MARÍA MARÍA ARRIETA OVIEDO.**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO.**

**DIRECTOR:
VÍCTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO.**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES.
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA- NORTE DE SANTANDER
2015**

Nota de Aceptación

ING. JORGE LUIS DÍAZ

ING. FRANCISCO BORJA

ING. LUIS DAVID PABÓN

Pamplona N. de S. – Noviembre de 2015.

DEDICATORIA

A la Santísima Trinidad.
A mis Padres Santiago Arrieta y María Oviedo.
A mi Esposo Yoneison Dávila.
A mi Hijo Miguel Santiago Dávila Arrieta.
A mis hermanos José José, María Alejandra y Santiago Andrés.
A mi Abuelo José Nicolás Arrieta Anaya (Q.E.P.D).
A mis Tíos Jaime Arrieta, Silvio Arrieta.
A mi familia Arrieta Oviedo.
A mis docentes y compañeros de estudio.

MARÍA MARÍA ARRIETA OVIEDO.

*“Estoy convencido que lo que separa a los emprendedores exitosos y los que no, es la **perseverancia**. Es tan difícil, pones tanto de tu vida en esto, hay momentos tan duros en que la mayoría se dan por vencidos, no los culpo es muy difícil y consume gran parte de tu vida. A menos que tengas mucha **pasión** en lo que haces, no vas a sobrevivir, vas a darte por vencido.”*

Steve Jobs.

AGRADECIMIENTOS

*Mi mayor agradecimiento se lo doy a **DIOS** por otorgarme la vida y permitirme día a día luchar por conseguir mis metas.*

*Agradezco inmensamente a mi padre **Santiago Arrieta** y a mi madre **Mary Oviedo** por todo el apoyo incondicional que me han brindado durante toda mi vida, haciendo todos los sacrificios de manera inquebrantable para poder alcanzar mis logros y metas en todos los aspectos de mi vida.*

*A mi esposo **Yoneison Dávila** y a mi hijo **Miguel Santiago** por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas; por su comprensión, paciencia y amor, dándome ánimo, fuerzas y valor para que cada día pueda seguir adelante y ser mejor persona.*

*A mis hermanos **José José, María Alejandra y Santiago Andrés** por su amor y apoyo, logrando con esto fortalecerme y creer en este proyecto de vida.*

*A mi abuelo **José Nicolás Arrieta (QEPD)**; gracias papá sin ti nada de esto hubiera sido posible.*

*A mis tíos(as) **Jaime Arrieta, Silvio Arrieta, Josefina Oviedo, Lina Oviedo**; muchas gracias por todo su apoyo.*

*A mis amigos y amigas, **Seño Dora Ramírez, Margarita Sierra, Sr. Pablito Arias y Ludy Belén** quienes nunca dudaron de mis capacidades y brindaron su apoyo incondicional.*

*A **Electricaribe S.A. E.S.P**, Regional Sincelejo, empresa que me abrió las puertas para el desarrollo de las prácticas empresariales y a la vida profesional, de la cual he aprendido mucho y he puesto en práctica lo cursado durante el ciclo Universitario.*

*A mis **docentes y compañeros** de estudios, en especial a mi director de trabajo de grado profesor **Víctor Garrido** muchas gracias por la paciencia que me tuvieron, gracias y mil gracias.*

Finalmente, es determinante mencionar a todos quienes de alguna u otra forma aportaron en este proyecto, aunque algunos no lo sepan mis más sinceros agradecimientos por su ayuda.

María María Arrieta Oviedo.

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO	24
1.1 INTRODUCCIÓN.....	25
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	25
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	26
1.4 DELIMITACIÓN.....	26
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	26
1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	26
1.5 ACOTACIONES.....	27
2. MARCO TEÓRICO	28
2.1 CONSIDERACIONES.....	29
2.2 DEFINICIÓN DE DISTRIBUCIÓN.....	29
2.3 NORMATIVA COLOMBIANA ACTUAL.....	30
2.3.1 Puestas a tierra de sistemas de distribución.....	31
2.3.2 Estructuras de apoyo y herrajes en redes de distribución.....	31
2.3.2.1 Estructura de soporte.....	31
2.3.2.2 Herrajes.....	32
2.3.3 Aislamiento.....	32
2.3.3.1 Distancias de seguridad en redes de distribución.....	33
2.3.4 Aisladores.....	34
2.3.5 Conductores.....	34
2.3.5.1 Conductores aéreos.....	34
3. METODOLOGÍA	36
3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO SEGÚN LA NORMA PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	37
3.1.1 Tensiones de suministro.....	37
3.1.1.1 Suministro en redes de distribución secundaria.....	37
3.1.1.2 Suministro en redes de media tensión.....	37
3.1.1.3 Suministro en redes de alumbrado público.....	38
3.1.2 Calculo de potencia del transformador.....	38
3.1.3 Análisis eléctrico para líneas de media tensión.....	40
3.1.3.1 Conductores.....	40
3.1.3.2 Tipo de aislamiento.....	41
3.1.3.3 Corriente nominal.....	41
3.1.4 Análisis eléctrico para líneas de baja tensión.....	42
3.1.4.1 Calibre del bajante de BT.....	42
3.1.4.2 Conductores.....	42
3.1.4.3 Intensidad Nominal en BT.....	42

3.1.5	Dispositivos de protección y/o maniobra.....	43
3.1.5.1	Para transformadores autoprotegidos.....	43
3.1.6	Caída de tensión.....	44
3.1.7	Pérdidas de potencia.....	45
4.	DISEÑO	46
4.1	LEVANTAMIENTO E INVENTARIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE.....	47
4.1.1	Introducción.....	47
4.1.2	Recopilación de Información.....	47
4.1.2.1	Red existente.....	47
4.1.3	Localización y descripción general del proyecto.....	47
4.1.3.1	Aspecto Geográfico.....	47
4.1.3.2	Ubicación por Velocidad de Vientos.....	48
4.1.3.3	Ubicación por Nivel de Contaminación Ambiental.....	49
4.1.4	Inventario de la red de media tensión.....	49
4.1.4.1	Red de media tensión.....	49
4.1.4.2	Subestaciones.....	49
4.1.5	Inventario de redes de BT.....	49
4.1.5.1	Redes de baja tensión.....	49
4.1.5.2	Subestaciones.....	49
4.1.6	Uso y descripción de las planillas del inventario eléctrico.....	49
4.1.6.1	Convenciones.....	49
4.1.6.2	Planilla de inventario.....	49
4.1.6.3	Planilla de inventario de redes de BT.....	50
4.2	CALCULO ELÉCTRICO DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	50
4.2.1	Cálculo de Alumbrado Público.....	50
4.2.2	Criterios Y Determinación De La Demanda Máxima.....	51
4.2.3	Selección de protecciones contra sobrecorrientes y sobretensiones.....	53
4.2.3.1	Selección del Fusible.....	53
4.2.3.2	Protección contra sobretensiones (DPS).....	55
4.2.3.3	Calculo de puesta a tierra (PAT).....	55
4.2.4	Análisis eléctrico para líneas de baja tensión.....	56
4.2.4.1	Calibre del bajante de baja tensión.....	56
4.2.4.2	Conductor.....	57
4.2.4.3	Matrices de Cálculo.....	57
4.2.4.4	Selección de los postes de BT.....	67
4.2.4.5	Descripción de la red de baja tensión.....	67
4.2.4.6	Cálculos mecánicos para baja tensión.....	68
4.2.5	Línea de media tensión.....	75
4.2.5.1	Matriz de cálculo.....	75
4.2.5.2	Selección de los postes de MT.....	78

4.2.5.3	Aislamiento.....	78
4.2.5.4	Descripción de la red de media tensión.....	79
4.2.5.5	Cálculos mecánicos para MT.....	80
4.2.5.6	Tabla de cálculos mecánicos.....	82
4.3	ANALISIS COMPARATIVO.....	84
4.4	PRESUPUESTO GENERAL.....	85
5.	CONCLUSIONES	86
6.	BIBLIOGRAFIA	88
7.	ANEXOS	90

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Distancias Mínimas de seguridad en zonas con construcciones.....	33
Tabla 2.	Cargas de Diseño.....	39
Tabla 3.	Factores de Simultaneidad.....	40
Tabla 4.	Conductores de acuerdo a los niveles de contaminación.....	40
Tabla 5.	Aislamiento de acuerdo a los niveles de contaminación para 13.2 kV...	41
Tabla 6.	Selección de conductor Bajante según potencia de transformador.....	42
Tabla 7.	Demanda máxima diversificada por tramo.....	52
Tabla 8.	Selección de fusibles.....	53
Tabla 9.	Configuración PAT de acuerdo a resistividad aparente del terreno.....	55
Tabla 10.	Características eléctricas de conductores.....	57
Tabla 11.	Matriz de cálculo para el transformador 007.....	62
Tabla 12.	Matriz de cálculo para el transformador 008.....	63
Tabla 13.	Matriz de cálculo para el transformador 009.....	65
Tabla 14.	Matriz de cálculo para el transformador 010.....	66
Tabla 15.	Características de los postes de hormigón.	67
Tabla 16.	Descripción de la red de baja tensión.....	68
Tabla 17.	Hipótesis de cálculo.....	68
Tabla 18.	Diámetro a considerar a efectos de viento.....	69
Tabla 19.	Coeficiente de sobrecarga.....	70
Tabla 20.	Características mecánicas.....	70
Tabla 21.	Hipótesis Normales Para Postes de Hormigón.....	74
Tabla 22.	Capacidad Mecánica de Postes Secundarios.....	74
Tabla 23.	Parámetros de la línea.....	75
Tabla 24.	Matriz de cálculo para la red de MT.....	77
Tabla 25.	Características de los postes de hormigón.....	78
Tabla 26.	Descripción red de media tensión.....	79
Tabla 27.	Hipótesis Normales Para Postes de Hormigón.....	81
Tabla 28.	Hipótesis Anormales Para Postes de Hormigón.....	81
Tabla 29.	Capacidad mecánica de postes primarios.....	82
Tabla 30.	Cálculo mecánico Zona A – Urbana ACSR 1/0 AWG (Raven).....	83
Tabla 31.	Análisis comparativo.....	85
Tabla 32.	Presupuesto general.....	87

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.	Sistema típico de distribución.....	30
Figura 2.	Distancia de Seguridad en zonas con construcciones.....	33
Figura 3.	Diagrama Caída de Tensión.....	44
Figura 4.	Localización.....	48
Figura 5.	Plano de Viento – Departamento de Sucre.....	48
Figura 6.	Diagrama fotométrico – Retilap.....	51
Figura 7.	Diagrama fotométrico – Sylvania by havells.....	51
Figura 8.	Tramo I Transformador 007.....	62
Figura 9.	Tramo II transformador 008.....	64
Figura 10.	Tramo III transformador 009.....	65
Figura 11.	Tramo IV transformador 010.....	67
Figura 12.	Tramo de MT.....	77
Figura 13.	Aislador tipo poste.....	80
Figura 14.	Aislador tipo cadena.....	80
Figura 15.	Peso Unitario Aparente.....	82

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Diagnóstico de la red existente.....	91
Anexo B. Inventario y levantamiento de la red existente.....	97
Anexo C. Fusible.....	102
Anexo D. Ficha técnica transformador de distribución autoprotegidos MAGNETRON.....	104
Anexo E. Estructuras.....	106
Anexo F. Presupuesto detallado.....	111
Anexo G. Hoja de datos de lámparas de alumbrado público.....	114
Anexo H. Características generales de los conductores ACSR.....	117

GLOSARIO

AISLADOR: Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislador eléctricamente de otros conductores o de tierra.

AISLANTE: Material que impide la propagación de algún fenómeno o agente físico. El aislante eléctrico es un material de tan baja conductividad eléctrica, que puede ser utilizado como no conductor.

AISLANTE ELÉCTRICO: Material de baja conductividad eléctrica que puede ser tomado como no conductor o aislador.

ALAMBRE: Hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, para conducir corriente eléctrica.

APOYO: Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructura.

BOMBILLA: Dispositivo eléctrico que suministra el flujo luminoso por transformación de energía eléctrica. Puede ser incandescente si emite luz por calentamiento, luminiscente si hay paso de corriente a través de un gas.

CABLE: Conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

CABLE APANTALLADO: Cable con una envoltura conductora que permite controlar fenómenos electromagnéticos inducidos. Es lo mismo que cable blindado.

CALIDAD: La totalidad de las características de un ente que le confiere la aptitud para satisfacer necesidades explícitas e implícitas. Es un conjunto de cualidades o atributos, como disponibilidad, precio, confiabilidad, durabilidad, seguridad, continuidad, consistencia, respaldo y percepción.

CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Grado de conformidad de las señales electromagnéticas, en un tiempo dado y en un nodo o punto definido, para cumplir con las necesidades de los usuarios, dentro del marco regulatorio del país.

CAPACIDAD NOMINAL: Conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas por el diseñador a un equipo eléctrico, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

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

CARGABILIDAD: Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

CAPACIDAD DE CORRIENTE: Corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTALADA: Es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTALABLE: Se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60°C en cualquier punto, o la carga máxima que soporta la protección de sobrecorriente de la acometida, cuando exista.

CAPACIDAD NOMINAL: El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

CIRCUITO ELÉCTRICO: Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorriente. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos.

CONDUCTOR ACTIVO: Aquellas partes destinadas, en su condición de operación normal, a la transmisión de electricidad y por tanto sometidas a una tensión en servicio normal.

CONDUCTOR ENERGIZADO: Todo elemento de una instalación eléctrica que no esté conectado a tierra.

CONECTOR: Dispositivo que une dos o más conductores con el objeto de suministrar un camino eléctrico continuo.

CONFIABILIDAD: Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempos dados. Es fiabilidad.

CONTADOR DE ENERGÍA: Aparato que registra el consumo de energía eléctrica.

CONTADOR DE CONEXIÓN INDIRECTA: Contador de energía que se conecta a la red a través de transformadores de corriente y de tensión.

CONTADOR DE CONEXIÓN SEMIDIRECTA: Contador de energía que se conecta a la red a través de transformadores de corriente.

CONTACTO DIRECTO: Contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica.

CONTACTO ELÉCTRICO: Acción de unión de dos elementos con el fin de cerrar un circuito. Puede ser de frotamiento, de rodillo, líquido o de presión.

CONTACTO INDIRECTO: Contacto de personas o animales con elementos puestos accidentalmente bajo tensión o el contacto con cualquier parte activa a través de un medio conductor.

CORROSIÓN: Ataque a una materia y destrucción progresiva de la misma, mediante una acción química, electroquímica o bacteriana.

CORTOCIRCUITO: Fenómeno eléctrico ocasionado por una unión accidental o intencional de muy baja resistencia entre dos o más puntos diferente potencial de un mismo circuito.

DEGRADACIÓN: Desviación indeseable en las características de funcionalidad, de algún dispositivo, equipo o sistema respecto a sus características consideradas como normales.

DEMANDA: Carga en los terminales de recepción, promediada normalmente durante 15 minutos.

DEMANDA MÁXIMA: La mayor de todas las demandas ocurridas durante un período determinado.

DEMANDA PROMEDIO: Valor medio de las demandas tomadas en un periodo determinado.

DISTANCIA AL SUELO: Distancia mínima, bajo condiciones ya especificadas, entre el conductor bajo tensión y el terreno.

DISTANCIA DE SEGURIDAD: Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos.

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.

DISPOSITIVO: Elemento de un sistema eléctrico, destinado a transportar la energía eléctrica, pero no a utilizarla.

ELECTRICIDAD: Forma de energía llamada energía eléctrica o el conjunto de disciplina que estudian los fenómenos eléctricos. Es el producto de la potencia eléctrica consumida por el tiempo de servicio. El suministro de electricidad al usuario debe entenderse como un servicio de transporte de energía con uso intensivo de bienes.

ELECTRIZAR: Producir electricidad en un cuerpo.

ELECTROCUCIÓN: Paso de corriente eléctrica a través del cuerpo humano.

ESTRATO SOCIOECONÓMICO: Clasificación que se hace de los suscriptores de servicio residencial teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Ubicación geográfica.

- Servicios públicos.
- Vías de acceso y transporte.
- Niveles de educación.
- Áreas de ocupación y empleo.
- Ingreso de la población.
- Calidad de la vivienda.
- Posesión de bienes muebles, electrodomésticos y artículos para su comodidad.
- Consumo de servicios públicos.

EQUIPO: Término general que incluye los materiales, accesorios, dispositivos, artefactos, utensilios, herrajes y similares, utilizados como parte de una instalación eléctrica, excepto alambre y cables.

FACTOR DE CARGA: Razón de la demanda promedio en un cierto periodo a la demanda máxima durante ese periodo.

FACTOR DE DIVERSIDAD: Razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

FACTOR DE PÉRDIDAS O FACTOR DE CARGA DE LAS PÉRDIDAS: Razón de las pérdidas promedio de potencia de las pérdidas máximas de potencia del sistema, en un periodo determinado.

FACTOR DE POTENCIA: Razón entre la potencia activa (kW) y la potencia de dimensionamiento (kVA).

FACTOR DE UTILIZACIÓN: Razón de la demanda máxima del sistema a la capacidad instalada del mismo.

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

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

FLECHA: Distancia vertical máxima en un vano, entre el conductor y la línea recta horizontal que una los dos puntos de sujeción.

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

LÍNEA DE TRANSMISIÓN: Un sistema de conductores y sus accesorios, para el transporte de energía eléctrica, desde una planta de generación o una subestación a otra subestación. Un circuito teórico equivalente que representa una línea de energía o de comunicaciones.

LÍNEA ELÉCTRICA: Conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados al transporte de energía eléctrica.

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

MANTENIMIENTO: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

MASA: Conjunto de partes metálicas de un equipo, que en condiciones normales, están aisladas de las partes activas y se toma como referencia para las señales y tensiones de un circuito electrónico. Las masas pueden estar o no conectadas a tierra.

MÉTODO: Procedimiento ordenado o técnica para realizar análisis, un estudio o una actividad. Modo de decir o hacer con orden una cosa.

MODELO: Esquema conceptual susceptible de un procedimiento matemático que permite simular la evolución de variables y propiedades de un sistema, durante el desarrollo de un fenómeno físico o químico. Réplica a pequeña escala de un sistema.

MOMENTO ELÉCTRICO: Producto de la longitud de un tramo de red por la potencia que circula por la misma.

NEUTRO: Conector activo conectado al punto neutro.

NIVEL DE RIESGO: Valoración conjunta de la probabilidad de la ocurrencia de los accidentes, de la gravedad de sus efectos y de la vulnerabilidad del medio.

NODO: Parte de un circuito en el cual dos o más elementos tienen una conexión común.

NOMINAL: Término aplicado a una característica de operación, indica los límites de diseño de esa característica para los cuales presenta las mejores condiciones de operación. Los límites siempre están asociados a una norma técnica.

PLANO ELÉCTRICO: Representación gráfica de las características de diseño y las especificaciones para construcción o montaje de equipos y obras eléctricas.

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

RECEPTOR: Todo equipo o máquina que utiliza la electricidad para un fin particular.

RED DE DISTRIBUCIÓN: Conjunto de conductores que llevan energía desde una subestación a toda el área de consumo.

RED PRINCIPAL: Alimentador que sale de una subestación y que alimenta una carga específica importante, o cubre un área determinada.

REGULACIÓN: Razón en porcentaje (%) entre la diferencia de magnitudes de la tensión en el receptor en vacío y a plena carga.

RETIE: Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

RIESGO: Condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional. Posibilidad de consecuencias nocivas, vinculadas a exposiciones reales o potenciales a una forma de energía.

SEGURIDAD: Conjunto de componentes interrelacionados e interactuantes para llevar a cabo una misión conjunta. Admite ciertos elementos de entrada y produce ciertos elementos de salida de un proceso organizado.

SISTEMA: Conjunto de componentes interrelacionados e interactuantes para llevar a cabo una misión conjunta. Admite ciertos elementos de entrada y produce ciertos elementos de salida de un proceso organizado.

TELECOMUNICACIÓN: Toda transmisión, emisión o recepción de signos, señales, escritos, imágenes, sonidos o informaciones de cualquier naturaleza por hilo, radioelectricidad, medios ópticos u otros sistemas electromagnéticos.

TENSIÓN: Diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es un voltio. En castellano no es correcto hablar de “voltaje” y en inglés está siendo remplazado por el término “potential difference”.

TENSIÓN A TIERRA: Para circuitos puestos a tierra, la tensión entre un conductor dado y el conductor del circuito puesto a tierra o a la puesta a tierra. Para circuitos no puestos a tierra, la mayor tensión entre un circuito conductor dado y algún otro conductor del circuito.

TENSIÓN EN MODO DIFERENCIAL: Diferencia de potencial entre dos puntos específicos de dos conductores activos.

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

TOPOLOGÍA: Diagrama sin escala de una red, que indica la configuración gráfica del sistema.

TRAMO: Parte de una red comprendida entre dos puntos de derivación de carga.

TRAMO DE TENDIDO: Parte de una línea o red, comprendida entre dos apoyos de retención.

TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO: Se aplica a los transformadores empleados para interrumpir la continuidad galvánica en el circuito de una señal.

UNIDAD: Muestra de tamaño arbitrario que se toma como referencia de comparación, para darle sentido al valor numérico resultante de una medida.

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

VANO: Distancia horizontal entre dos apoyos adyacentes de una línea o red.

VANO CRÍTICO: Vano teórico en el cual los esfuerzos por mínima temperatura son iguales a los de máxima velocidad del viento. Es el vano máximo en que domina la hipótesis de mínima temperatura. Para vanos mayores domina la hipótesis de máxima velocidad del viento.

VANO MÁXIMO: Mayor vano que se puede construir en terreno llano, limitado por la altura del apoyo.

VANO MÁXIMO POR PENDULEO: Mayor vano permitido para una determinada distancia horizontal entre conductores, dado por la longitud de la cruceta.

VANO PESO: Distancia horizontal entre los puntos más bajos del conductor en dos vanos adyacentes.

VANO REGULADOR: Vano teórico de regulación que simula las variaciones de esfuerzos por cambio de temperatura y velocidad del viento y como lo hace el conjunto de vanos entre dos estructuras de retención consecutivas.

VANO VIENTO: Distancia horizontal sobre la cual se supone que actúa la fuerza del viento sobre los conductores en un apoyo. Se toma como la semisuma de los vanos adyacentes de una estructura.

VIDA ÚTIL: Tiempo durante el cual un bien cumple la función para la que fue concebido.

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

RESUMEN

Este proyecto consiste en el rediseño de las redes de media y baja tensión para el Barrio Calle Real, en el Municipio de LOS PALMITOS, en el Departamento de Sucre, en el cual voy hacer un análisis comparativo con el diseño existente de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. Para demostrar si se cumple con las normas vigentes, (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), NTC 2050).

PALABRAS CLAVE: Rediseño, Diseño, Redes, Los Palmitos, Comparativo, RETIE, NTC 2050.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO.

1.1 INTRODUCCIÓN

La red de distribución o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el abastecimiento de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, es por esto que Las disposiciones contenidas en el RETIE y en la NTC 2050, son de aplicación en todo el territorio colombiano y deben ser cumplidas por las empresas de distribución de energía que operen en el país y demás propietarios de redes eléctricas.

Las compañías de electricidad deben suministrar energía eléctrica en las oportunidades, en las cantidades y en los lugares requeridos. Por lo tanto, su función principal es la prestación de un buen servicio, es por eso que la siguiente propuesta lleva como finalidad desde el punto de vista del diseño cumplir con las normas vigentes para garantizar la vida de las personas y animales, además de ofrecer una protección de bienes y servicios a la comunidad.

Este proyecto se diseña sobre la base de los conocimientos adquiridos en la UNIVERSIDAD DE PAMPLONA, asegurando de esta forma proporcionar un rediseño de las redes eléctricas con altos niveles de seguridad para la vida animal, vegetal y de las infraestructuras.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La realización de un proyecto de rediseño de redes eléctricas de media y baja tensión presenta diferentes grados de complejidad ya que hay que hacer análisis comparativo con el diseño actual de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. para determinar falencias e irregularidades al no cumplimiento de las normas.

El control y supervisión del diseño de una red de distribución de energía puede ser interesante principalmente por cuatro motivos: 1) Puede contribuir al incremento en la eficacia de los usuarios. 2) Puede contribuir a la disminución del coste de energía. 3) Puede ayudar en la optimización y en el incremento de la duración de la vida útil de los activos asociados a la red eléctrica. 4) Finalmente puede ser imprescindible para incrementar la productividad del proceso asociado (proceso industrial o incluso de oficina, gestión de edificios), mediante la prevención o la reducción de las paradas, o la garantía de mayor calidad de energía a los destinatarios.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Desde el punto de vista del diseño y planificación de un sistema, la selección óptima del voltaje de subtransmisión y la disposición del sistema están íntimamente interrelacionados con el tamaño de la subestación de distribución y con el nivel del voltaje de la distribución primaria. En cualquier momento dado, se logra la disposición más económica cuando la suma de los costos de la subtransmisión, subestación y alimentador primario para dar servicio a una zona es mínima durante la duración de las instalaciones. En la práctica, el número, tamaño y disponibilidad de las fuentes para alimentar la subtransmisión puede ser también factores significativos.

Un sistema de distribución se debe diseñar de modo que pueda dar servicio al crecimiento anticipado en la carga, con un gasto mínimo. Se necesita esta flexibilidad para absorber el crecimiento en la carga de zonas ya existentes, así como el crecimiento en la carga en zonas nuevas de desarrollo.

1.4 DELIMITACIÓN

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Rediseñar la red de media y baja tensión de la calle real de los palmitos en el departamento de sucre, con el fin de establecer comparaciones con el diseño existente de la empresa Electricaribe S.A E.S.P.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio previo del diseño actual vigente en la empresa Electricaribe S.A E.S.P.
- Diseñar la red de media y baja tensión junto con el sistema de protecciones y subestaciones.
- Calcular el sistema de iluminación pública.
- Realizar un análisis comparativo entre el rediseño y el diseño actual, para determinar falencias e irregularidades.
- Realizar presupuesto detallado.

1.5 ACOTACIONES

- La realización del proyecto se hará en base al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), NTC 2050 y normas Electricaribe S.A E.S.P.
- Se deberá investigar más a fondo información relevante del presente proyecto para lograr las expectativas de este.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 CONSIDERACIONES

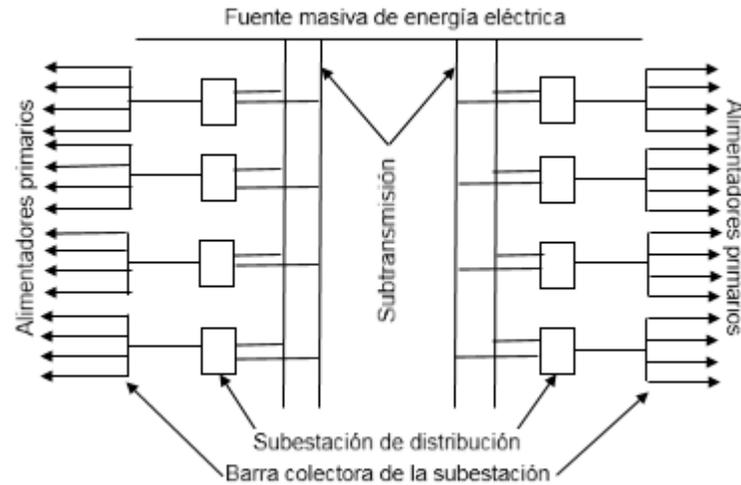
Según el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) los requisitos específicos para el proceso de distribución, son de obligatorio cumplimiento, por lo tanto, algunas consideraciones se tienen en cuenta en el siguiente proyecto.

Se tendrá en cuenta también lo estipulado por los operadores de red en este caso la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. para los cálculos de tipo de conductores, regulación, pérdidas, la capacidad del transformador; ya que según la Norma Técnica Colombiana (NTC 2050), en la sección **220-37** nos dice que: “Según la reglamentación de las empresas locales de energía se permite calcular la capacidad de un transformador, una acometida o un alimentador para edificaciones multifamiliares o grupo de viviendas, de acuerdo con las tablas o métodos establecidos por las empresas locales de suministro de energía”.

2.2 DEFINICIÓN DE DISTRIBUCIÓN.

En general, “distribución” incluye todas las partes de un sistema público de energía eléctrica, entre las voluminosas fuentes de energía y los equipos de la entrada de servicio de los consumidores. Sin embargo, algunos ingenieros especialistas en distribución para empresas de servicio público de energía eléctrica aplican una definición más limitada de distribución, como aquella parte del sistema que se encuentra entre las subestaciones de distribución y el equipo de la entrada de servicio de los consumidores. En general, un sistema típico de distribución consta de: 1) circuitos de subtransmisión con voltajes nominales que suele estar entre 12.47 y 245 KV, los que entregan la energía a las subestaciones de distribución; 2) subestaciones de distribución que llevan la energía hacia un voltaje más bajo del sistema primario, para la distribución local y que por lo común incluyen instalaciones para la regulación del voltaje primario; 3) circuitos primarios o alimentadores, que suelen operar en el rango 4.16 a 34.5 KV y que alimentan a la carga en una zona geográfica bien definida; 4) transformadores de distribución, los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a nivel del suelo o en bóvedas subterráneas, en la cercanía de los consumidores, y que llevan los voltajes primarios hasta los de utilización; 5) circuitos secundarios, al voltaje de utilización, que llevan la energía desde el transformación de distribución, a lo largo de la calle o del lindero posterior de los terrenos, y 6) ramales de acometida que entregan la energía desde el secundario al equipo de entrada de servicio del usuario. En la figura 1 se ilustran las partes componentes de un sistema típico de distribución.

Figura 1. Sistema típico de distribución.



FUENTE: Manual de Ingeniería eléctrica.

2.3 NORMATIVA COLOMBIANA ACTUAL (RETIE ACTUALIZACIÓN AGOSTO 2013).

La normativa colombiana establece entre otras cosas que se calificará como instalación eléctrica de distribución todo conjunto de aparatos y de circuitos asociados para transporte y transformación de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o superiores a 110 V y menores a 57.5 kV.

Los alcances del sistema de distribución:

- a. Subestaciones de distribución, que deben cumplir los requisitos que apliquen.
- b. Circuitos primarios o “alimentadores”, que suelen operar en el rango de 7.6 kV a 44 kV y que alimentan a la carga en una zona geográfica bien definida.
- c. Transformadores de distribución, en las capacidades nominales superiores a 3 kVA los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a nivel del suelo o en bóvedas, en la cercanía de los consumidores y que llevan la media tensión hasta el consumidor.
- d. Celdas de maniobra, medida y protección para los transformadores de distribución secundaria en el caso de subestaciones de potencia.
- e. Circuitos de baja tensión, que llevan la energía desde el transformador de distribución, a lo largo de las vías, espacios públicos o terrenos de particulares.
- f. Ramales de acometida que entregan la energía al equipo de entrada de servicio del usuario.

2.3.1 Puestas a tierra de sistemas de distribución.

- a. En los sistemas de puesta a tierra se debe cumplir los criterios establecidos en el capítulo II, Artículo 15.
- b. El operador de red debe entregar a los diseñadores de un proyecto, el valor de la máxima corriente de falla a tierra esperada en el nodo respectivo.
- c. Los trabajadores deben considerar todas las partes metálicas no puestas a tierra, como energizadas con tensión más alta a la cual están expuestos, a menos que se verifique mediante pruebas que estas partes están sin dicha tensión.

2.3.2 Estructuras de apoyo y herrajes en redes de distribución.

2.3.2.1 Estructura de soporte.

Las redes de distribución se soportaran sobre estructuras tales como torres, torrecillas, postes de concreto en cualquiera de sus técnicas de construcción; postes de hierro, postes de madera, acrílicos u otros materiales; siempre que cumplan los siguientes requisitos:

- a. Los postes, torres o torrecillas usados como soportes de redes deberán tener una tensión de rotura de al menos 2.5 veces la suma de las tensiones mecánicas resultantes de la interacción de los diferentes esfuerzos a que este sometida la estructura, para lo cual se deben tener los esfuerzos de los cables de la red eléctrica y los demás cables y elementos que actúen sobre la estructura.
- b. Deben utilizarse postes o estructuras con dimensiones y tensiones de rotura estandarizadas.
- c. Los postes de madera y todos los elementos de madera usados en las redes de distribución deberán estar debidamente tratados para la protección contra hongos y demás agentes que aceleran su deterioro.
- d. Las torrecillas o postes metálicos deberán estar protegidas contra corrosión, para soportar una vida útil no menos a 25 años y los soporten redes de media tensión deben estar sólidamente puestos a tierra.
- e. Los postes que presenten fisuras u otros deterioros que comprometan las condiciones mecánicas y la seguridad de la estructura, deberán ser cambiados.
- f. Los postes, torrecillas o en general las estructuras de soporte de redes de distribución deberán demostrar el cumplimiento del RETIE mediante certificado de producto acreditado por la SIC.

2.3.2.2 Herrajes.

Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, los de fijación de conductores a los aisladores, los de fijación de cable de tierra a la estructura, los elementos de protección eléctrica de los aisladores y los accesorios del conductor, como, conectores, empalmes, separadores y amortiguadores, deberán cumplir los siguientes requisitos:

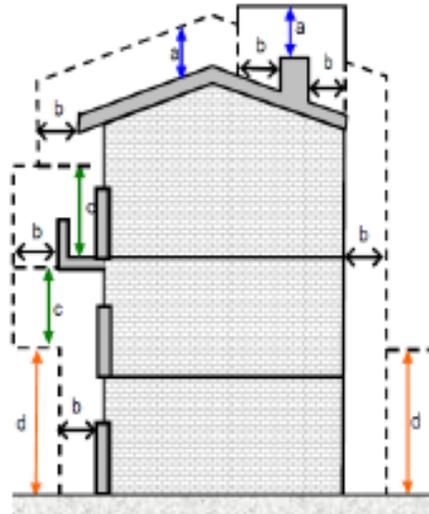
- a. Los herrajes empleados en los circuitos de media tensión serán de diseño adecuado a su función mecánica y eléctrica y deben resistir la acción corrosiva durante su vida útil, para estos efectos se tendrán en cuenta las características predominantes del ambiente en la zona donde se requieran instalar.
- b. Los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de guarda o por los aisladores, deben tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a tres respecto a su carga de trabajo. Cuando la carga mínima de rotura se compruebe mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2.5.
- c. Las grapas de retención del conductor deben soportar un esfuerzo mecánico en el cable del 80% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca deslizamiento.
- d. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la tabla 2.2 (RETIE ACTUALIZACIÓN AGOSTO 2013), en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.
- e. Los herrajes, usados en distribución deberán demostrar la conformidad en el presente reglamento mediante certificado de producto, expedido por un organismo de certificación acreditado.

2.3.3 Aislamiento

Las redes de distribución deben cumplir los requerimientos de aislamiento a las partes energizadas, para evitar contactos tanto por deficiencia en las distancias de seguridad cuando el aislamiento es aire o contactos indirectos por deficiencias o insuficiencias de los materiales de los aisladores.

2.3.3.1 Distancias de seguridad en redes de distribución

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto a las de las construcciones, serán las establecidas en la Tabla 1 y para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 2.

Figura 2. Distancia de Seguridad en zonas con construcciones

FUENTE: RETIE Actualización Agosto de 2013.

Tabla 1. Distancias Mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

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 tanto de la instalación como de la edificación (Figura 2).	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 2).	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 2).	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 2).	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

FUENTE: RETIE Actualización Agosto de 2013.

2.3.4 Aisladores

Deben cumplir los siguientes requisitos:

- a. Los aisladores usados en redes de distribución deberán tener como mínimo las siguientes cargas de rotura:
 - Los de suspensión tipo disco, por lo menos el 80% de la tensión de rotura del conductor utilizado.
 - Tipo carrete mínima equivalente al 50% de la carga de rotura del conductor utilizado.
 - Tipo Espigo (o los equivalentes a line post) mínima equivalente al 10% de la carga de rotura del conductor utilizado.
 - Tipo tensor deberá verificarse que la carga de rotura sea superior a los esfuerzos mecánicos a que será sometido por parte de la estructura y del templete en las condiciones ambientales más desfavorable.
- b. Los aisladores deben someterse a mantenimiento. El criterio para determinar la pérdida de su función, será la rotura o pérdida de sus cualidades aislantes, al ser sometidos simultáneamente a tensión eléctrica y esfuerzo mecánico del tipo al que se vaya a encontrarse sometido.
- c. Los aisladores, usados en distribución deberán demostrar la conformidad del presente reglamento mediante certificado de producto, expedido por un organismo de certificación acreditado por la SIC.

2.3.5 Conductores

Los conductores usados en redes de distribución deben cumplir los requerimientos eléctricos y mecánicos para las condiciones donde sean instalados.

2.3.5.1 Conductores aéreos

- a. En ningún momento los conductores deben ser sometidos a tensiones mecánicas por encima de las especificadas como de rotura y el tendido en redes aéreas no debe pasar el 25% de la tensión de rotura.
- b. Deben instalarse con herrajes apropiados al tipo y propiedades de material y calibre del conductor.
- c. En el diseño debe tenerse en cuenta el criterio de pérdidas técnicas en la sección de conductor económico.

- d. En aéreas donde no se puedan garantizar las distancias de seguridad, deberán utilizarse conductores aislados o semiaislados con las restricciones establecidas.
- e. Los empalmes de conductores aéreos deben garantizar operar por lo menos 90% de la tensión de rotura sin que el conductor se deslice.
- f. Los conectores o uniones con otros conductores deberán ser de materiales apropiados que no produzcan par galvánicos, que pongan en riesgo de rotura el conductor.
- g. Cuando se observe deterioro del conductor por la pérdida de hilos, afectaciones por arcos o cortocircuitos que disminuyan la disminución de su tensión de rotura, deberán cambiarse o tomarse las acciones correctivas.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA.

3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO SEGÚN LA NORMA PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

3.1.1 TENSIONES DE SUMINISTRO.

Con el fin de atender la demanda del sistema con niveles de voltaje que garanticen el adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos, debe tenerse un rango de operación del voltaje. Para efectos de rangos de utilización tolerables se cumplirá lo expresado en la Resolución CREG 024 de 2005 o las que la modifiquen.

3.1.1.1 Suministro en Redes de Distribución Secundaria.

Monofásico bifilar a 120 V (+10% y -10%), mediante acometida de dos conductores conectados a fase y neutro.

- ✓ Monofásico trifilar a 120/240 V (+10% y -10%), mediante acometida de tres conductores conectados dos a fases y uno al neutro.
- ✓ Bifásico trifilar a 120/208 V (+10% y -10%), mediante acometida de tres conductores conectados dos a fases y uno al neutro de un sistema trifásico tetrafilar.
- ✓ Trifásico tetrafilar a 120/208 V (+10% y -10%), mediante acometida de cuatro conductores conectados tres a fases y uno al neutro de un sistema trifásico tetrafilar.

Para transformadores de tensiones diferentes a las normalizadas, se requiere la aceptación de los protocolos de prueba de los transformadores de distribución de uso exclusivo, previa notificación a la EMPRESA sobre la tensión a utilizar.

3.1.1.2 Suministro en Redes de Media Tensión.

Se permiten variaciones de tensión de más diez por ciento (+10%) y menos diez por ciento (-10%) para los siguientes voltajes de suministro:

- ✓ Trifásico trifilar a 13.200 Voltios +10%/-10% desde circuitos de distribución.
- ✓ Trifásico trifilar a 34.500 Voltios +10%/-10% desde circuitos de distribución.

3.1.1.3 Suministro en Redes Exclusivas de Alumbrado Público.

Aplicará siempre lo establecido en la Sección 550.1 del RETILAP. En su versión vigente este establece que las tensiones de suministro serán las siguientes:

- ✓ Circuitos de Baja Tensión alimentados desde transformadores exclusivos para Alumbrado Público conectados a la Red Trifásica de Media Tensión, deben ser trifásicos tetrafilares a 380 V. La luminaria debe conectarse a 220 V, entre fase y neutro.
- ✓ Para sistemas de redes monofásicas deben tener salida secundaria monofásica trifilar 480/240 V. La luminaria se conecta entre fase y neutro a 240 V.

3.1.2 CALCULO DE POTENCIA DEL TRANSFORMADOR.

La potencia del transformador a seleccionar depende del número y tipo de clientes alimentados por el mismo. Para su dimensionamiento, se utilizarán los valores de las potencias de diseño por tipo de cliente (calculadas a 15 años, en función de una demanda máxima inicial y una tasa anual de crecimiento de dicha demanda) y los coeficientes de simultaneidad del Proyecto en dependencia del tipo de red en BT a utilizar.

De igual manera, se tendrán en cuenta otras cargas tales como las debidas al alumbrado público, cargas no residenciales, cargas por servicios comunes en edificios, etc.

Admitiendo una sobrecarga máxima en el año 15 del 15% y con factor de potencia medio de 0,9; el transformador seleccionado debe ser el menor, cuya capacidad nominal cumpla:

$$kVA \geq \frac{\alpha * N * Pd + Pap}{0.9 * A} \quad (1)$$

Donde:

- α : Coeficiente de simultaneidad según el número de clientes alimentados por el centro de transformación.
- N : Número de Clientes.

Pd: Potencia de diseño por cliente (kW).

Pap: Potencia total por alumbrado público y otras cargas considerando los criterios de previsión de las cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta.

A: 1.3 – Si el transformador es autoprotegido.

1.5 – Si el transformador es convencional.

(Estos valores se han obtenido aplicando la GTC148 y GTC50, corresponden con las sobrecargas máximas permitidas antes de la actuación de la protección térmica, con el objetivo de no sobrepasar una pérdida de vida útil del 0,0137% diario)

Para la realización de los cálculos para el diseño de las redes de baja tensión se emplearán los niveles de energía y potencia de diseño, definidos en la Tabla 2.

Tabla 2. Cargas de Diseño.

Rango	Consumo promedio (kWh/mes)	Potencia Inicial (kW)	Tasa Anual de Crecimiento (%)	Potencia de Diseño (kW)
Bajo Bajo	De 105 a 144	1.00	2.0	1.35
Bajo	De 145 a 189	1.20	2.0	1.62
Medio	De 190 a 279	1.70	1.0	1.97
Medio Alto	De 280 a 379	2.20	1.0	2.55
Alto	De 380 a 660	3.80	1.0	4.41

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

El conductor a seleccionar debe cumplir simultáneamente caculos como el de la corriente nominal y la caída de tensión, para ello se tendrá en cuenta:

El rango al que pertenecen los clientes existentes y por lo tanto su potencia unitaria de diseño

- ✓ Otras cargas, como alumbrado público
- ✓ Clientes y/o cargas futuras. Ejemplo, lotes sin vivencia entre los existentes, y/o áreas cercanas de futura expansión y que presumiblemente serán conectadas a la red que se está diseñando, etc.
- ✓ El número de clientes (existentes y futuros) que se conectarán a la red, mediante la utilización de los factores de simultaneidad de la Tabla 3.

Tabla 3. Factores de Simultaneidad.

No. De Clientes	Factor de Simultaneidad	No. De Clientes	Factor de Simultaneidad
1	1	16	0.45
2	0.91	17	0.44
3	0.83	18	0.44
4	0.76	19	0.43
5	0.71	20	0.43
6	0.66	21	0.42
7	0.62	22	0.42
8	0.59	23	0.42
9	0.56	24	0.41
10	0.53	25	0.41
11	0.51	26	0.41
12	0.5	27	0.41
13	0.48	28	0.41
14	0.47	29	0.41
15	0.46	30 o mas	0.40

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

3.1.3 ANÁLISIS ELÉCTRICO PARA LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN – 13.2 kV.

3.1.3.1 CONDUCTORES

Los conductores a emplear serán de aluminio – acero (ACSR), y de aleación de aluminio AAAC 6201-T81. En la Tabla 4 se definen las zonas donde se deben proyectar la utilización de uno u otro conductor.

Tabla 4. Conductores de acuerdo a los niveles de contaminación.

Designación	Descripción	Aplicación
AAAC	Conductor de aleación de aluminio	Líneas de distribución a aéreas, urbanas y rural, zonas con nivel de alta contaminación.
ACSR	Conductor de aluminio reforzado en acero recubierto con zinc.	Líneas de distribución a aéreas, urbanas y rural, zonas con nivel de contaminación normal.

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

3.1.3.2 TIPO DE AISLAMIENTO PARA LÍNEAS

El aislamiento se realizará mediante cadenas de amarre de material compuesto para ángulos fuertes, anclajes y finales de línea; y aisladores tipo poste para alineaciones y pequeños ángulos.

La tabla 5 definen los aisladores a utilizar según nivel de contaminación y tensión.

Tabla 5. Aislamiento de acuerdo a los niveles de contaminación para 13.2 kV.

Tipo	Descripción	Denominación	Tipo de Contaminación
Tipo Poste	Aislador de Porcelana Line Post	ANSI 57-1	Contaminación Normal
	Aislador Compuesto Hibrido	PH - 13.2	Altamente Contaminante
Tipo Cadena	Aislador Compuesto Tipo Cadena	ANSI DS15	Contaminación Normal
		ANSI DS28	Altamente Contaminante

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

3.1.3.3 CORRIENTE NOMINAL

Se debe calcular la corriente nominal de operación de la instalación mediante:

- ✓ Sistema Trifásico

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \quad (2)$$

- ✓ Sistemas Bifásico (Monofásico Bifilar)

$$I = \frac{S}{V} \quad (3)$$

Donde:

I: Intensidad de línea o corriente nominal de operación (A).

S: Es la sumatoria de las demandas máximas conectadas en MT no afectadas por factores de simultaneidad (kVA).

V: Tensión de línea fase – fase (kV).

3.1.4 ANÁLISIS ELÉCTRICO PARA LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

3.1.4.1 CALIBRE DEL BAJANTE DE BAJA TENSIÓN.

El criterio de selección considerando una sobrecarga de 25% es la siguiente;

$$I_{Cable} = I_{BT} * 1.25 \quad (4)$$

Donde:

I_{BT} : Intensidad nominal del transformador en BT.

La selección de los conductores y de los bajantes empleados en baja tensión, según la potencia de los transformadores y el tipo de conexión se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Selección de conductor Bajante según potencia de transformador.

Transformadores	Capacidad (kVA)	Puente	Tipo de conductor aluminio	
			Aéreo	Ducto
Monofásico	5,10, 15 y 25	Simple	1 x (3 x 1/0AWG)	1 X (3 X 1/0 AWG)
	37.5 y 50	Simple	1 x (3 x 1/0AWG)	-----
		Doble (50kVA)	2 x (3 x 1/0AWG)	2 x (3 x 1/0AWG)
	75	Doble	2 x (3 x 1/0AWG)	2 x (3 x 1/0AWG)
Trifásico	30 y 45	Simple	1 x (4 x 1/0AWG)	1 x (4 x 4/0AWG)
	75	Simple	1 x (4 x 4/0AWG)	-----
		Doble	-----	2 x (4 x 1/0AWG)
	112.5	Doble	2 x (4 x 1/0AWG)	2 x (4 x 4/0AWG)

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

Para la configuración “Salida doble BT” se deben colocar los bajantes de baja tensión de la misma sección que las salidas, asegurando que se cumplan los límites de regulación e intensidad máxima admisible.

3.1.4.2 CONDUCTORES

Los conductores a emplear serán trenzados ACSR que es un conductor de aluminio reforzado en acero recubierto con zinc, se utilizan en líneas de distribución aéreas, urbana y rural, zonas con nivel de contaminación normal.

3.1.4.3 Intensidad Nominal en BT

- Para transformadores monofásicos de dos bornas

$$I_{BT} = \frac{1000 * P_n}{U_{BT}} \quad (5)$$

- Para transformadores trifásicos de dos bornas.

$$I_{BT} = \frac{1000 * P_n}{\sqrt{3} * U_{BT}} \quad (6)$$

Donde:

I_{BT} : Intensidad nominal del transformador en BT (A).

3.1.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA

Son los dispositivos diseñados para la protección del CT contra sobretensiones y/o sobrecorrientes permitiendo, asimismo, su operación y control.

3.1.5.1 Para Transformadores Autoprotegidos

Incorporan la protección en MT mediante fusibles internos de expulsión y en BT con un interruptor termo magnético. Al igual que los convencionales, tienen descargadores de sobretensión instalados en la parte superior de la cuba. El fusible interno debe actuar ante fallas en los bobinados. El interruptor termo magnético actuará en caso de sobrecargas o cortocircuitos en la red de BT.

El interruptor termo magnético también puede actuar en casos de grandes desbalances de carga, si la temperatura del aceite alcanza el valor límite de actuación de la protección térmica.

Vienen provistos con una bombilla la cual se activa de acuerdo a las siguientes condiciones:

- ✓ Actuación del interruptor termo magnético.
- ✓ Por condiciones anormales de sobrecarga que han provocado que el interruptor termo magnético haya estado muy cerca de actuar.

Finalmente, estos transformadores tienen un modo de operación llamado “de emergencia” el cual posibilita, si el interruptor ha actuado por sobrecarga, ponerlo

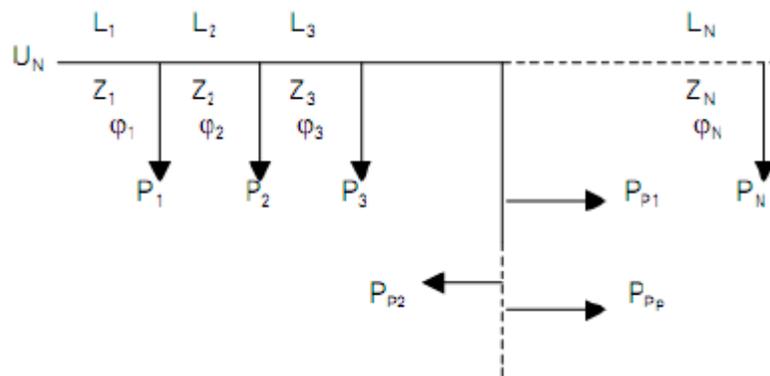
otra vez en servicio. En este modo el transformador está operando con una consigna de protección térmica más alta. Esto conlleva a la necesidad de tomar acciones correctivas urgentes porque en esta situación el transformador está degradándose a una tasa mayor a la especificada.

Las características de los fusibles internos de expulsión de los transformadores autoprottegidos deben ser ofrecidos por los propios fabricantes, ya que se requiere la adecuada coordinación con el interruptor termo magnético.

3.1.6 CAIDA DE TENSIÓN

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

Figura 3. Diagrama Caída de Tensión.



FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

Para el cálculo de la caída de tensión se utiliza el método del momento eléctrico. El porcentaje de caída de tensión está dado por:

$$\% \Delta V = K_v * P * L \quad (8)$$

Siendo:

K_v : Constante de regulación.

P : Potencia a transportar (kW).

L : Longitud de la línea (km).

De igual manera se seleccionará aquel conductor cuya caída de tensión total ó acumulada sea menor o igual a los siguientes límites:

Para la red de MT.

- ✓ **13,2 kV:** 5% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación en este nivel de tensión.
- ✓ **34,5 kV:** 10% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación en este nivel de tensión.

Para la red de BT.

- ✓ **Urbana:** 3% de la tensión nominal desde el transformador de distribución hasta el punto de conexión de la acometida.
- ✓ **Rural:** 5% de la tensión nominal desde el transformador de distribución hasta el punto de conexión de la acometida.

3.1.7 PÉRDIDAS DE POTENCIA.

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de la misma. Para una **línea trifásica** vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$P_p = 3 * R * L * I^2 * 10^{-3} \quad (9)$$

P_p : Pérdida de potencia (kW).

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

L : Longitud de la línea (km).

I : Intensidad de la línea (A).

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada:

$$\Delta P(\%) = \frac{P_p}{P} * 100 \quad (10)$$

CAPÍTULO IV

4. DISEÑO.

4.1 LEVANTAMIENTO E INVENTARIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE

4.1.1 INTRODUCCIÓN

Esta actividad tiene como objeto localizar sobre los planos topográficos del sector las instalaciones eléctricas existentes, con el fin de establecer el estado, su grado de utilización y tenerla presente para los cálculos inherentes a reformas futuras o extensión en dicho sistema.

Los trabajos realizados son muy importantes para posterior diseño de las redes eléctricas. Se debe hacer un análisis detallado en aquellos eventos anormales que de una u otra forma están violando las normas que rigen la utilización de sistema eléctrico en Colombia.

4.1.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

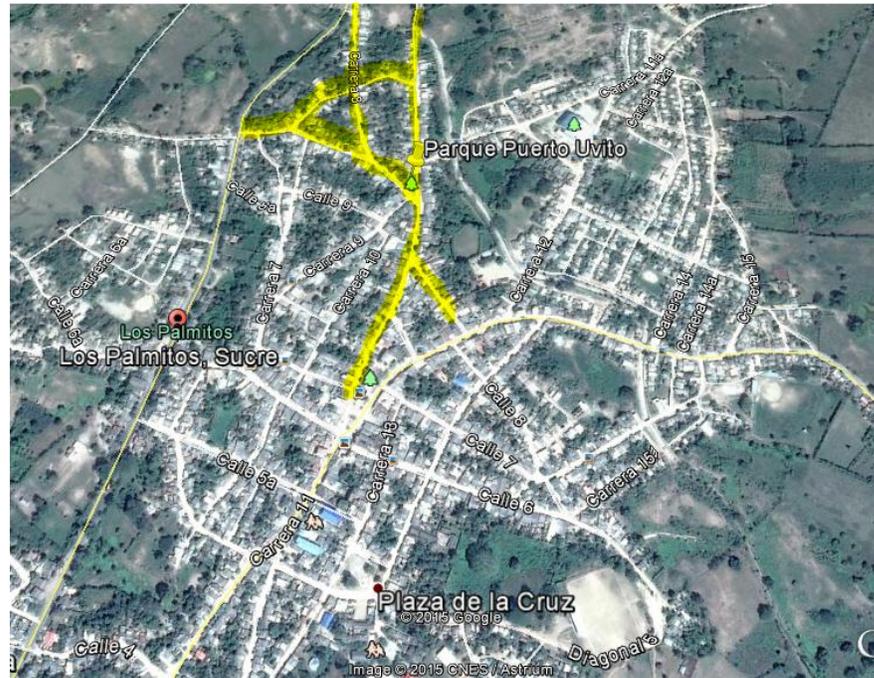
4.1.2.1 Red Existente: Estos datos fueron recopilados en la electrificadora de Sucre Electricaribe S.A E.S.P a nivel de media y baja tensión, se encontró plano, también se hizo un registro fotográfico donde se puede apreciar el estado real de las redes. Ver ANEXO A.

4.1.3 LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

4.1.3.1 Aspecto Geográfico.

Los Palmitos es un municipio de Colombia, situado en el departamento de Sucre, en la subregión de Sabanas. Se sitúa a 15 km de la capital, Sincelejo. Su término municipal limita al sur con Corozal y San Juan de Betulia, al este con Sincé, San Pedro y Ovejas, al oeste con Colosó y Morroa, y por el norte con Ovejas.

Figura 4. Localización.

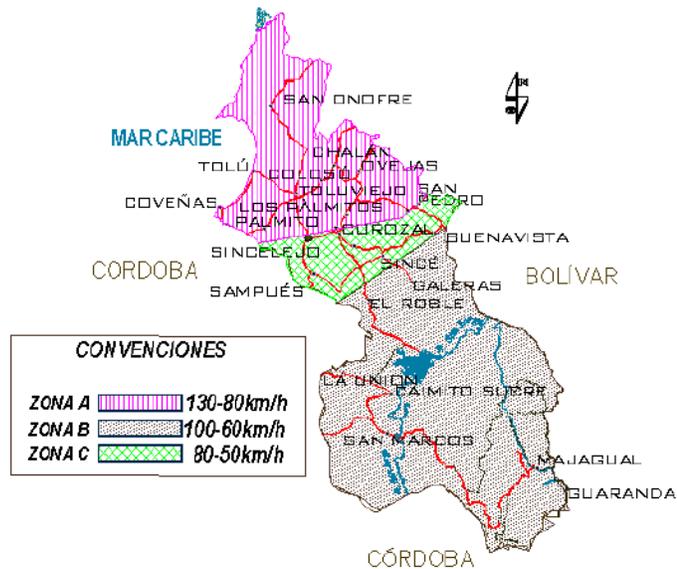


FUENTE: Google Earth.

4.1.3.2 Ubicación por Velocidad de Vientos.

La instalación está ubicada en la Zona A Área Urbana (2 y 3).

Figura 5. Plano de Viento – Departamento de Sucre



FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

4.1.3.3 Ubicación por Nivel de Contaminación Ambiental.

La instalación está ubicada en una zona de contaminación normal.

4.1.4 INVENTARIO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

4.1.4.1 Red de Media Tensión

Se presenta un cruce de red de media tensión a lo largo de la Calle Real del Municipio de Los Palmitos en el departamento de Sucre.

4.1.4.2 Subestaciones

A lo largo del tramo no se encuentran subestaciones.

4.1.5 INVENTARIO DE REDES DE BAJA TENSIÓN

4.1.5.1 Redes de baja tensión

Dentro de estos tramos se encuentra que todas las redes son aéreas.

4.1.5.2 Subestaciones

A lo largo del tramo I se encuentra una subestación aérea (tipo poste), de 50 kVA, en el tramo II una subestación aérea (tipo poste), sin identificar, en el largo del tramo III una subestación aérea (tipo poste), de 37,5 kVA. Estas distribuyen a una variedad de viviendas unifamiliares y pequeños locales.

4.1.6 USO Y DESCRIPCIÓN DE LAS PLANILLAS DEL INVENTARIO ELÉCTRICO.

4.1.6.1 Convenciones: las convenciones para las anotaciones en los planos y plantillas de los levantamientos son definidos por las normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución.

4.1.6.2 Planilla de inventario: Estas permitirán efectuar el inventario físico de las redes de energía existentes, con una evaluación del estado y de su grado de utilización. Lo anterior conlleva a que estas deben llenarse de una forma clara y de

fácil apreciación para tener presente en los cálculos inherentes al proyecto o reformas futuras o expansión que se hagan al sistema.

4.1.6.3 Planilla de inventario redes de baja tensión

Esta planilla aparece en el Anexo B, la cual comprende los siguientes aspectos:

- Las tablas (Descripciones de los transformadores) permite establecer tipo, capacidad, usuarios y el estado de los transformadores en estudio.
- La primera y segunda columna describen a cada tramo, la longitud de este en metros, calibres y material.
- La tercera columna, número de acometidas; permitirá identificar en el poste inicial del tramo la cantidad de usuarios que alimenta el transformador..
- En la cuarta columna se identifica el tipo y el número de luminarias usadas para el alumbrado público, al igual que la tensión nominal de alimentación de estas.
- En la quinta columna se tendrá que la estructura terminal de tramo tiene las siguientes características: Tipo de apoyo, material, altura promedio y estado en que se encuentra.
- En la sexta columna se anotará el tipo, la existencia de aislador tensor, el material y el estado del templete que balancea las cargas en el extremo de la estructura que soporta los conductores en baja tensión.
- La tabla B4 (convenciones Levantamiento) posee las convenciones con que deben ser llenadas las diferentes columnas de la plantilla para una mayor facilidad y entendimiento.

4.2 CALCULO ELÉCTRICO DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Debido al crecimiento que ha tenido esta población y por lo cual es una de las causantes de hacer el rediseño de la red, se ha hecho un análisis meticuloso en el barrio y me pude dar cuenta que sería mejor, ampliar los tramos; es decir, dividir bien el barrio por circuitos para así prestar un mejor servicio a esta comunidad.

4.2.1 Cálculo de Alumbrado Público

Se utilizaran Luminarias tipo LED, de 60 W de marca Sylvania. He elegido lámparas tipo LED ya que debemos ser conscientes de la responsabilidad con el medio ambiente además que nos ayuda ahorrar un poco más que las luces incandescentes.

Para el cálculo de la iluminación pública se hará como lo dispuesto en el Capítulo 3 numeral 3.1.1.3.

La lámpara de alumbrado público led, reemplaza directamente cualquier luminaria de Sodio, cumpliendo directamente con las exigencias de Icontec, Retilap, en relación a fotometría y compatibilidad electromagnética y resistencia; con ahorro energético del 50 al 80%.

A demás que cumple con lo dispuesto en la sección 200.3.1 del documento fotométrico del Retilap.

Figura 6. Diagrama fotométrico

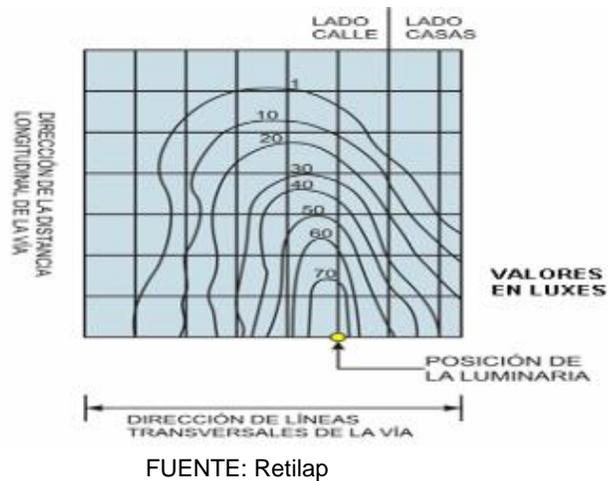
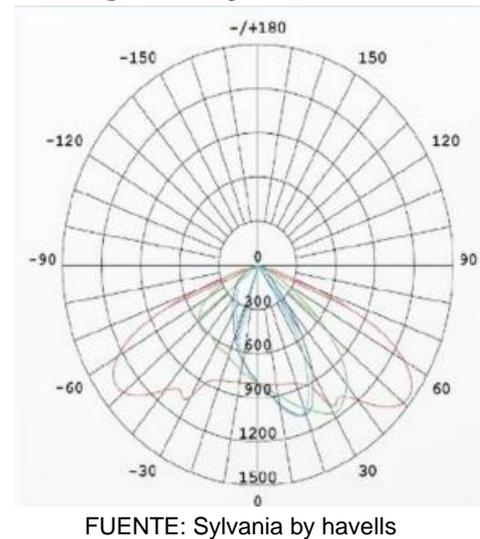


Figura 7. Diagrama fotométrico



Ver anexo G. Hoja de datos de la lámpara de alumbrado público.

4.2.2 Criterios Y Determinación De La Demanda Máxima

Para el cálculo de la demanda máxima diversificada se utilizará lo dispuesto en el capítulo 3 Numeral 3.1.2

$$kVA \geq \frac{\alpha * N * Pd + Pap}{0.9 * A}$$

- Tramo I.

α : 0,4

N : 48

Pd : 2.55

A : 1,3

$$kVA \geq \frac{0,4 * 48 * 2,55 + (0,06 * 11)}{0,9 * 1,3}$$

$$kVA \geq 42,41$$

- Tramo II.
 α : 0,41
N: 29
Pd: 2.55
A: 1,3

$$kVA \geq \frac{0,41 * 29 * 2,55 + (0,06 * 6)}{0,9 * 1,3}$$

$$kVA \geq 26,22$$

- Tramo III.
 α : 0,4
N: 66
Pd: 2.55
A: 1,3

$$kVA \geq \frac{0,4 * 66 * 2,55 + (0,06 * 16)}{0,9 * 1,3}$$

$$kVA \geq 58,36$$

- Tramo IV.
 α : 0,4
N: 56
Pd: 2.55
A: 1,3

$$kVA \geq \frac{0,4 * 56 * 2,55 + (0,06 * 11)}{0,9 * 1,3}$$

$$kVA \geq 49,38$$

Tabla 7. Demanda máxima diversificada por tramo.

TRAMO	Demanda Máxima Diversificada (kVA)
I	42,41
II	26,22
III	58,36
IV	49,38

Nota: Para mi diseño se utilizarán cuatro transformadores con el fin de corregir los problemas de regulación, debido a la antigüedad de las líneas, además de reducir las pérdidas de potencia en los conductores de baja tensión.

Aunque la norma Electricaribe diga que los transformadores a utilizar son los menores cuya capacidad nominal sea la antes calculada, mi diseño selecciono la mayor capacidad.

- Tramo I, un transformador de 50 kVA monofásico.
- Tramo II, un transformador de 37,5 kVA monofásico.
- Tramo III, un transformador de 75 kVA Trifásico.
- Tramo IV, un transformador de 75 kVA Trifásico.

4.2.3 SELECCIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE Y SOBRETENSIONES

4.2.3.1 Selección del Fusible

Para la selección de fusibles para transformadores monofásicos y trifásicos debemos tener en cuenta la tabla 8.

Tabla 8. Selección de fusibles.

TIPO DE TRAFIO	Potencia (kVA)	13,2 kV			34,5 kV		
		Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)
Monofásico	5	0,4	-	0,4	-	-	-
	10	0,8	-	0,4	-	-	-
	15	1,1	-	0,4	-	-	-
	25	1,9	2		-	-	-
	37,5	2,8	2		-	-	-
	50	3,8	3		-	-	-

	75	5,7	5		-	-	-
Trifásico	30	1,3	2		0,5	-	0,4
	45	2	2		0,8	-	0,4
	75	3,3	3		1,3	2,0	
	112,5	4,9	5		1,9	2,0	

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

Protecciones primarias Transformador de 50 kVA (Tramo I)

Corriente nominal:

Para Sistemas Bifásico (Monofásico Bifilar)

$$I = \frac{S}{V} = \frac{50kVA}{13,2 kV} = 3,8 A$$

Se seleccionó base cortacircuitos fusible 15 kV 200 A, con fusible de expulsión 3 A TIPO D. (Ver Anexo C Ficha técnica y plano de la protección).

Protecciones primarias Transformador 37,5 kVA (Tramo II)

Corriente nominal:

Para Sistemas Bifásico (Monofásico Bifilar)

$$I = \frac{S}{V} = \frac{37,5kVA}{13,2 kV} = 2,8 A$$

Se seleccionó base cortacircuitos fusible 15 kV 200 A, con fusible de expulsión 2 A TIPO D. (Ver Anexo C Ficha técnica y plano de la protección).

Protecciones primarias Transformador 75 kVA (Tramo III)

Corriente nominal:

Para Sistema Trifásico

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{75kVA}{\sqrt{3} * 13,2 kV} = 3,3 A$$

Se seleccionó base cortacircuitos fusible 15 kV 200 A, con fusible de expulsión 3 A TIPO D. (Ver Anexo C Ficha técnica y plano de la protección).

Protecciones primarias Transformador (Tramo IV)

Corriente nominal:

Para Sistema Trifásico

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{75kVA}{\sqrt{3} * 13,2 kV} = 3,3 A$$

Se seleccionó base cortacircuitos fusible 15 kV 200 A, con fusible de expulsión 3 A TIPO D. (Ver Anexo C Ficha técnica y plano de la protección).

4.2.3.2 Protección contra sobretensiones (DPS)

En mi proyecto he escogido transformadores autoprotegidos que comprenden, desde su etapa de diseño, elementos de protección contra sobretensiones, sobrecargas y elementos para aislarlo de la red en caso de fallas internas o externas.

Los accesorios que brindan autoprotección son los siguientes:

- Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias. DPS (pararrayo).
- Fusible de protección: Fusible de expulsión.
- Interruptor: Breaker.

Ver Anexo D.

4.2.3.3 Calculo de puesta a tierra (PAT)

No existe estudio previo de la resistividad del terreno, ni se cuenta con el estudio de cortocircuito para la red; sin embargo, se sugiere dejar tanto para los transformadores como para los fines de línea de baja tensión un electrodo vertical en acero austenítico, que cumple con la descripción de la tabla 9.

Tabla 9. Configuración PAT de acuerdo a resistividad aparente del terreno

Tipo de Electrodo	Configuración		Columna A
	Nombre	Diagrama	Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$)
Acero Austenitico	Electrodo de Difusión Vertical		28

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

$$R_{PAT} = \frac{\rho}{2,79} = \frac{28 \Omega m}{2,79} = 10 \Omega$$

Siendo:

R_{PAT} : Resistencia de puesta a tierra (Ω)

ρ : Resistividad aparente del terreno (Ωm)

Con base en las recomendaciones de la norma IEEE Std 142, tabla 13, pág.131 para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se establece una formula simplificada estandarizando un electrodo de difusión vertical o varilla de 2,4 m de longitud y 16 mm (5/8") de diámetro.

4.2.4 ANÁLISIS ELÉCTRICO PARA LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

4.2.4.1 Calibre del bajante de baja tensión.

Calibre del bajante del Transformador de 50 kVA (Tramo I)

El criterio de selección considerando una sobrecarga de 25% es la siguiente:

$$I_{cable} = I_{BT} * 1,25 = 208,3 * 1,25 = 260,375 A$$

$$I_{BT} = \frac{1000 * P_n}{U_{BT}} = \frac{50000 VA}{240 V} = 208,3 A$$

El conductor bajante del transformador es doble.

Conductor de aluminio 2 x (3x1/0AWG).

Calibre del bajante del Transformador de 37,5 kVA (Tramo II)

El criterio de selección considerando una sobrecarga de 25% es la siguiente:

$$I_{Cable} = I_{BT} * 1,25 = 156,3 A * 1,25 = 195,375 A$$

$$I_{BT} = \frac{1000 * P_n}{U_{BT}} = \frac{37500 VA}{240 V} = 156,3 A$$

El conductor bajante del transformador es simple.

Conductor de aluminio 1 x (3x1/0AWG).

Calibre del bajante del Transformador de 75 kVA (Tramo III)

El criterio de selección considerando una sobrecarga de 25% es la siguiente:

$$I_{Cable} = I_{BT} * 1,25 = 180,42 A * 1,25 = 225,53 A$$

$$I_{BT} = \frac{1000 * P_n}{\sqrt{3} * U_{BT}} = \frac{75000 VA}{\sqrt{3} * 240 V} = 180,42 A$$

El conductor bajante del transformador es doble.

4.2.4.2 Conductor

Los cálculos se realizaron teniendo en cuenta todos los criterios de diseño concertados con el número de clientes y los contenidos en las normas técnicas vigentes.

Tabla 10. Características eléctricas de conductores.

CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS		
Calibre	K	R (Ω/km)
Trenzado ACSR 1/0 3H	2,4957997	0,5524
Trenzado ACSR 4/0 3H	1,3312283	0,2762

4.2.4.3 Matrices de cálculo

Con el fin de realizar los cálculos eléctricos para cada transformador se realizó una matriz de cálculo en Excel, ver Tablas 8, 9, 10 Y 11, se calcularon los parámetros y valores necesarios para realizar el análisis de la red para casa transformador. A continuación se muestra un cálculo tipo.

Cálculos para el Tramo I, Transformador de 50 kVA:

- Factor de Simultaneidad o Diversidad.

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

Los coeficientes de simultaneidad en función del número de suministro de la línea son los que se muestran en la tabla 3.

- Demanda Por Tramo.

Para hallar la demanda por tramo se procedió de la siguiente manera:

$$D_{0-1} = \frac{0,42 * 21 * 2,55 + (0,30)}{0,9 * 1,3} = 19,48 \text{ kVA}$$

$$D_{0-1} = 19,48 \text{ kVA} * 0,9 = 17.532 \text{ kW}$$

- Momento Eléctrico.

El momento en cada tramo depende de la demanda máxima del mismo y su longitud.

D_{mx} : Demanda máxima por tramo.

L : Longitud del tramo.

$$M = D_{mx} * L$$

$$D_{0-1} = 17,532 \text{ kW} * \frac{2m}{1000} (\text{km}) = 17,532 \text{ kW} * 0,002 \text{ km}$$

$$M_{0-1} = 0,035064 \text{ kW} * \text{km}$$

- Corriente por tramo.

Se puede obtener la corriente que fluye por los tramos en función de la demanda máxima total y la tensión de línea, siempre que estén presentes las tres fases en el tramo.

$$I = \frac{D_{mx}}{\sqrt{3} * V_L}$$

$$I_{0-1} = \frac{\frac{17,532 \text{ kW}}{0,9}}{\sqrt{3} * 0,24} = 46,86 \text{ A}$$

$$I_{0-1} = 46,86036 \text{ A}$$

- Calculo de regulación

$$\% \Delta V = K * P * L$$

K: Constante de Regulación.

P: Potencia a transportar kW.

L: Longitud de la línea km.

$$\% \Delta V_{0-1} = 1,3312283 * 17,532 \text{ kW} * \frac{2}{1000} \text{ km}$$

$$\% \Delta V_{0-1} = 0,04668$$

$$\% \Delta V_{1-2} = 0,72159$$

$$\% \Delta V_{2-3} = 0,53159...$$

- Regulación acumulada

Es la suma de las regulaciones parciales en un circuito desde el primero hasta el último tramo.

$$\begin{aligned}\% \Delta V_{Acum.} &= \sum \% \Delta V \\ \% \Delta V_{0-1} &= 0,04677 \\ \% \Delta V_{1-2} &= 0,04668 + 0,72159 = 0,76827 \\ \% \Delta V_{2-3} &= 0,76827 + 0,53159 = 1,29986\end{aligned}$$

- Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de la misma. Para una línea trifásica vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$P_p = 3 * R * L * I^2 * 10^{-3}$$

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

L: Longitud de la línea (km)

I: Intensidad de la línea (A)

P_p: Pérdida de potencia (kW)

$$P_{p0-1} = 3 * 0,2762 \frac{\Omega}{km} * 0,002 km * (46,86036 A)^2 * 10^{-3}$$

$$P_{p0-1} = 0,003639 kW$$

$$P_{p1-2} = 0,056108 kW$$

$$P_{p2-3} = 0,033714 kW \dots$$

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada:

$$\Delta P(\%) = \frac{P_p}{P} * 100$$

$$\Delta P(\%)_{0-1} = \frac{0,003639 kW}{17,531538 kW} * 100 = 0,020757 \%$$

$$\Delta P(\%)_{1-2} = \frac{0,056108 kW}{17,485385 kW} * 100 = 0,320885 \%$$

$$\Delta P(\%)_{2-3} = \frac{0,033714kW}{14,261538kW} * 100 = 0,236396 \% \dots$$

Con las pérdidas de potencia totales acumuladas se sabe que el conductor seleccionado cumple con las pérdidas de potencia admitidas, según la norma de Electricaribe S.A E.S.P. que son máximo del 5%.

Podemos observar los demás cálculos en la matriz de Excel y los diferentes tramos a continuación.

Figura 8. Tramo I Transformador 007.

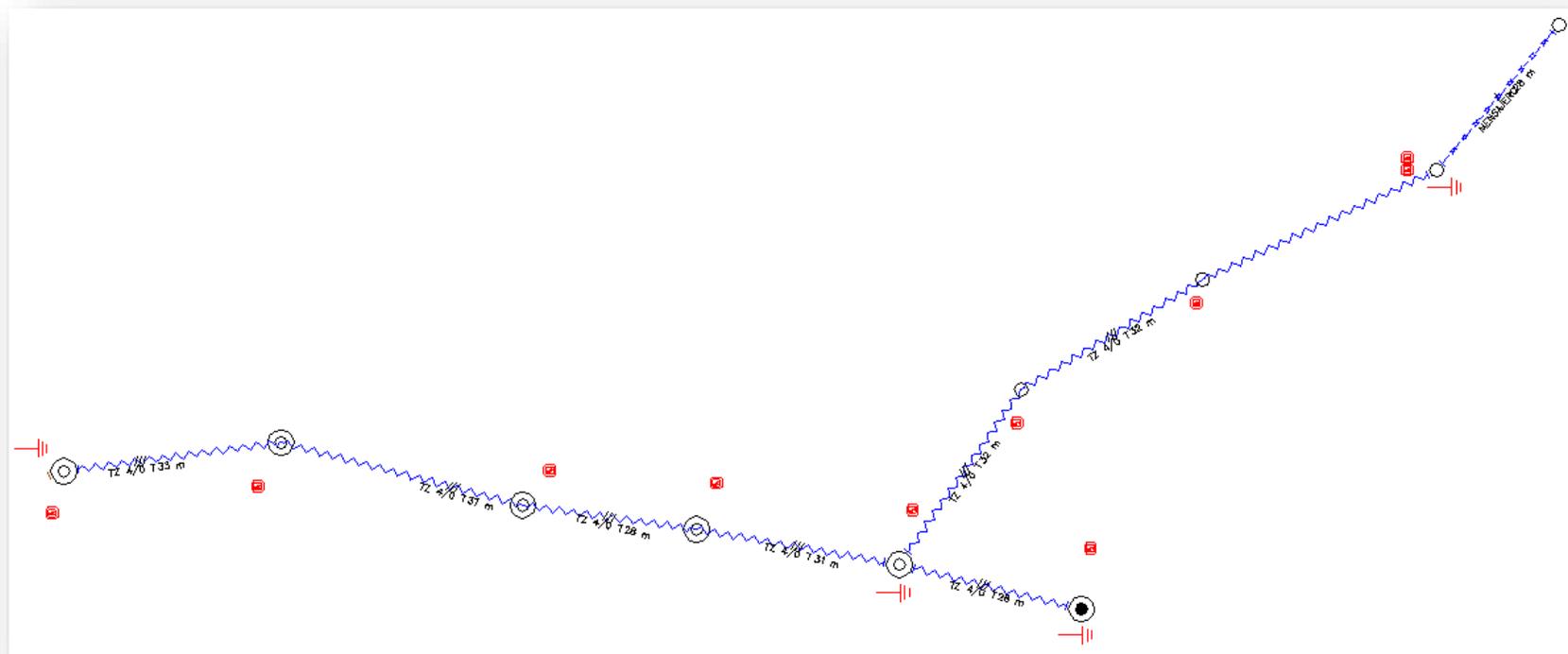


Tabla 11. Matriz de cálculo para el transformador 007.

TRANSFORMADOR 007																		
TRANSFORMADOR N°:		TR-007		PROYECCIÓN AÑOS:		15		R:		0,2762								
PROYECTO:		MT/BT CALLE REAL		POTENCIA (KW/USU):		2,55		No. de Clientes:		48								
MUNICIPIO:		Los Palmitos-Sucre		K:		1,3312283		A. P. (Kw,Und):		0,06		11						
TENSIÓN (V):		240		A:		1,3		TRANSF. (kVA):		50								
K 1 f o 3f:		1		FP:		0,9		DEMANDA PROY. (kVA):		42,5								
REG. MÁX. (%):		3.0		$\sqrt{3}$:		1,732050808												
Tramo		Long. (m)	Calibre Conductor	Número de Usuarios	Alum. Público		kW Adicionales		Fact. De Simulta. O Divers.	Demanda (kW)	Demanda (kVA)	Momento	Regulación		Corriente (A)	Pérdidas		
Inic.	Fin				PAL (kW)	LED	Cliente especial	Total (kW)					Parcial	Total		Tramo (kW)	Tramo (%)	Total (%)
0	1	2,0	TZ 4/0 3H	21	0,06	1		0,3	0,42	17,531538	19,48	0,04	0,05	0,05	46,86036	0,003639	0,020757	0,020757
1	2	31,0	TZ 4/0 3H	21	0,06	1		0,24	0,42	17,485385	19,43	0,54	0,72	0,77	46,73700	0,056108	0,320888	0,341645
2	3	28,0	TZ 4/0 3H	16	0,06	1		0,18	0,45	14,261538	15,85	0,40	0,53	1,30	38,11992	0,033714	0,236396	0,578041
3	4	37,0	TZ 4/0 3H	12	0,06	1		0,12	0,5	11,861538	13,18	0,44	0,58	1,88	31,70492	0,030818	0,259812	0,837853
4	5	33,0	TZ 4/0 3H	6	0,06	1		0,06	0,66	7,813846	8,68	0,26	0,34	2,23	20,88577	0,011928	0,152649	0,990502
0	6	2,0	TZ 4/0 3H	8	0,06	1		0,12	0,59	9,350769	10,39	0,02	0,02	0,02	24,99384	0,001035	0,011071	0,011071
6	7	28,0	TZ 4/0 3H	4	0,06	1		0,06	0,76	6,009231	6,68	0,17	0,22	0,25	16,06218	0,005986	0,099608	0,110679
0	8	2,0	TZ 4/0 3H	19	0,06	1		0,24	0,43	16,210385	18,01	0,03	0,04	0,04	43,32903	0,003111	0,019193	0,019193
8	9	32,0	TZ 4/0 3H	19	0,06	1		0,18	0,43	16,164231	17,96	0,52	0,69	0,73	43,20566	0,049497	0,306211	0,325404
9	10	32,0	TZ 4/0 3H	15	0,06	1		0,12	0,46	13,626923	15,14	0,44	0,58	1,31	36,42365	0,035177	0,258145	0,583549
10	11	39,0	TZ 4/0 3H	9	0,06	1		0,06	0,56	9,932308	11,04	0,39	0,52	1,83	26,54824	0,022776	0,229314	0,812863

Figura 9. Tramo II transformador 008.

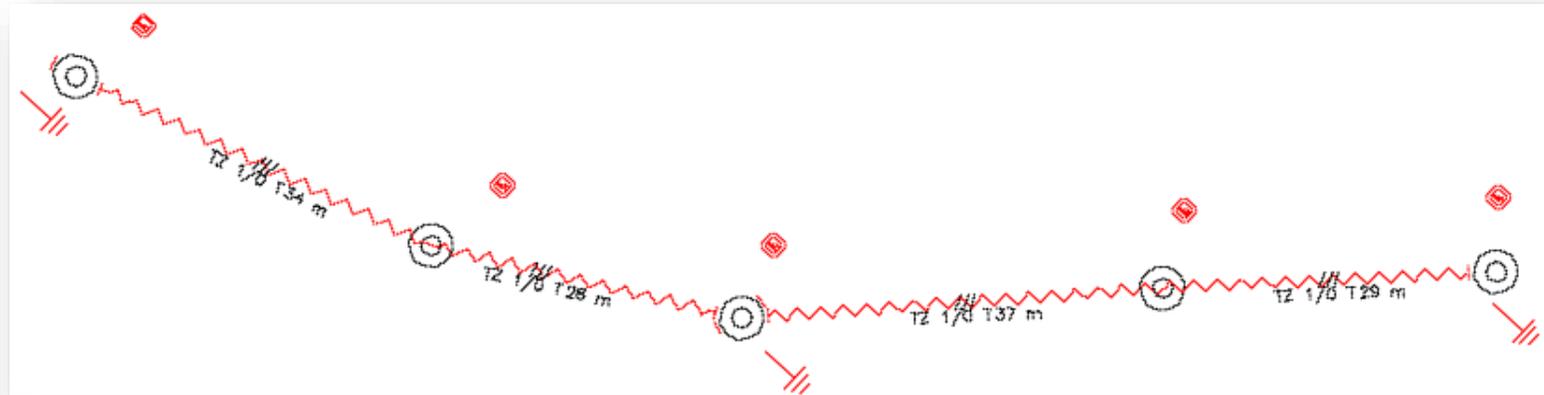


Tabla 12. Matriz de cálculo para el transformador 008.

TRANSFORMADOR 008																		
TRANSFORMADOR N°:		TR-008		PROYECCIÓN AÑOS:		15		R:		0,5524								
PROYECTO:		MT/BT CALLE REAL		POTENCIA (KW/USU):		2,55		No. de Clientes:		29								
MUNICIPIO:		Los Palmitos-Sucre		K:		2,4958		A. P. (Kw,Und):		0,06		6						
TENSIÓN (V):		240		A:		1,3		TRANSF. (kVA):		37,5								
K 1f o 3f:		1		FP:		0,9		MANDA PROY. (kV)		26,27								
REG. MÁX. (%):		3.0		$\sqrt{3}$:		1,732051												
Tramo Inic.	Fin	Long. (m)	Calibre Conductor	Número de Usuarios	Alum. Público		kW Adicionales		Fact. De Simulta. O Divers.	Demanda (kW)	Demanda (kVA)	Momento kW-km	Regulación		Corriente (A)	Pérdidas		
					PAL (kW)	LED	Cliente especial	Total (kW)					Parcial	Total		Tramo (kW)	Tramo (%)	Total (%)
0	1	2,0	TZ 1/0 3H	13	0,06	1		0,18	0,48	12,38	13,75	0,02	0,06	0,06	33,09	0,00363	0,02931	0,02931
1	2	28,0	TZ 1/0 3H	13	0,06	1		0,12	0,48	12,33	13,70	0,35	0,86	0,92	32,96	0,05042	0,40884	0,43815
2	3	34,0	TZ 1/0 3H	8	0,06	1		0,06	0,59	9,30	10,34	0,32	0,79	1,71	24,87	0,03485	0,37456	0,81271
0	4	2,0	TZ 1/0 3H	16	0,06	1		0,18	0,45	14,26	15,85	0,03	0,07	0,07	38,12	0,00482	0,03377	0,03377
4	5	37,0	TZ 1/0 3H	8	0,06	1		0,12	0,59	9,35	10,39	0,35	0,86	0,93	24,99	0,03830	0,40963	0,01383
5	6	29,0	TZ 1/0 3H	3	0,06	1		0,06	0,83	4,93	5,48	0,14	0,36	1,29	13,18	0,00835	0,16929	0,18312

Figura 10. Tramo III transformador 009.

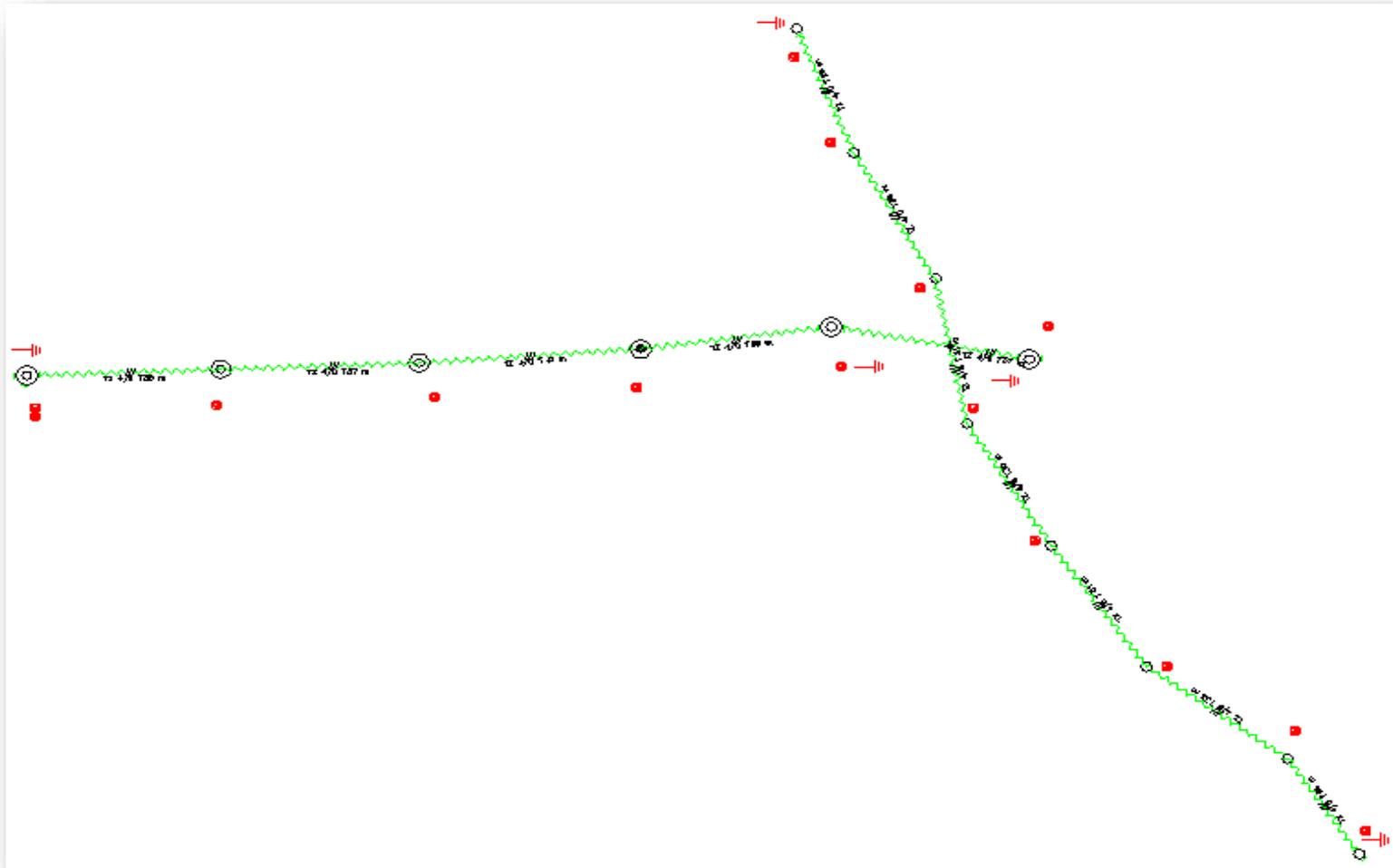


Tabla 13. Matriz de cálculo para el transformador 009.

TRANSFORMADOR 009																			
TRANSFORMADOR N°:		TR-009		PROYECCIÓN AÑOS:		15		R:		0,2762									
PROYECTO:		MT/BT CALLE REAL		POTENCIA (KW/USU):		2,55		No. de Clientes:		66									
MUNICIPIO:		Los Palmitos-Sucre		K:		1,3312283		A. P. (Kw,Und):		0,06		16							
TENSIÓN (V):		240		A:		1,3		TRANSF. (kVA):		75									
K 1f o 3f:		1		FP:		0,9		EMANDA PROY. (kVA)		58,4957									
REG. MÁX. (%):		3.0		√3 :		1,7320508													
Tramo		Long. (m)	Calibre Conductor	Número de Usuarios	Alum. Público		kW Adicionales		Fact. De Simulta. O Divers.	Demanda (kW)	Demanda (kVA)	Momento kW-km	Regulación		Corriente (A)	Pérdidas			
Inic.	Fin				PAL (kW)	LED	Cliente especial	Total (kW)					Parcial	Total		Tramo (kW)	Tramo (%)	Total (%)	
0	1	2,0	TZ 4/0 3H	32	0,06	1		0,30	0,40	25,34	28,15	0,05	0,07	0,07	67,73	0,01	0,03	0,03	
1	2	36,0	TZ 4/0 3H	28	0,06	1		0,24	0,41	22,70	25,23	0,82	1,09	1,16	60,68	0,11	0,48	0,51	
2	3	41,0	TZ 4/0 3H	21	0,06	1		0,18	0,42	17,44	19,38	0,72	0,95	2,11	46,61	0,07	0,42	0,94	
3	4	37,0	TZ 4/0 3H	15	0,06	1		0,12	0,46	13,63	15,14	0,50	0,67	2,78	36,42	0,04	0,30	1,24	
4	5	36,0	TZ 4/0 3H	9	0,06	1		0,06	0,56	9,93	11,04	0,36	0,48	3,25	26,55	0,02	0,21	1,45	
0	6	2,0	TZ 4/0 3H	34	0,06	1		0,66	0,40	27,18	30,21	0,05	0,07	0,07	72,66	0,01	0,03	0,03	
6	7	21,0	TZ 4/0 3H	34	0,06	1		0,60	0,40	27,14	30,15	0,57	0,76	0,83	72,54	0,09	0,34	0,37	
7	8	15,0	TZ 4/0 3H	3	0,06	1		0,06	0,83	4,93	5,48	0,07	0,10	0,93	13,18	0,00	0,04	0,41	
7	9	21,0	TZ 4/0 3H	22	0,06	1		0,30	0,42	18,36	20,39	0,39	0,51	1,34	49,06	0,04	0,23	0,60	
9	10	30,0	TZ 4/0 3H	20	0,06	1		0,24	0,43	17,05	18,95	0,51	0,68	2,03	45,58	0,05	0,30	0,90	
10	11	31,0	TZ 4/0 3H	14	0,06	1		0,18	0,47	13,05	14,49	0,40	0,54	2,56	34,87	0,03	0,24	1,14	
11	12	33,0	TZ 4/0 3H	9	0,06	1		0,12	0,56	9,98	11,09	0,33	0,12	2,68	26,67	0,02	0,19	1,33	
12	13	24,0	TZ 4/0 3H	5	0,06	1		0,06	0,71	7,01	7,79	0,17	0,22	2,91	18,74	0,01	0,10	1,43	
7	14	10,0	TZ 4/0 3H	9	0,06	1		0,18	0,56	10,02	11,14	0,10	0,13	0,96	26,79	0,01	0,06	0,43	
14	15	30,0	TZ 4/0 3H	7	0,06	1		0,12	0,62	8,61	9,56	0,26	0,34	1,31	23,00	0,01	0,15	0,58	
15	16	28,0	TZ 4/0 3H	5	0,06	1		0,06	0,71	7,01	7,79	0,20	0,26	1,57	18,74	0,01	0,12	0,70	

Figura 11. Tramo IV transformador 010.

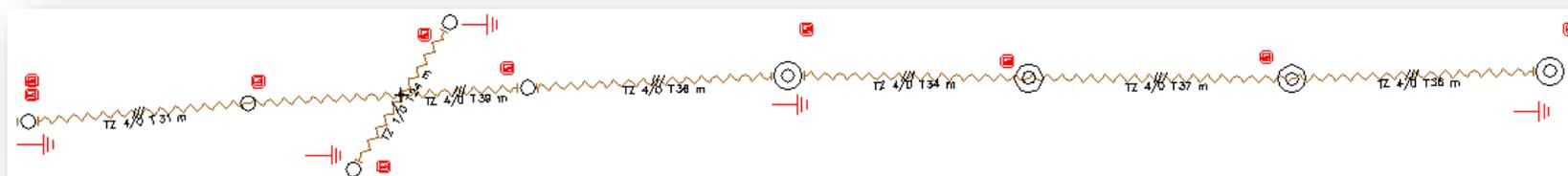


Tabla 14. Matriz de cálculo para el transformador 010.

TRANSFORMADOR 010																		
TRANSFORMADOR N°:		TR-010		PROYECCIÓN AÑOS:		15		R:		0,2762								
PROYECTO:		MT/BT CALLE REAL		POTENCIA (KW/USU):		2,55		No. de Clientes:		56								
MUNICIPIO:		Los Palmitos-Sucre		K:		1,331228		A. P. (Kw,Und):		0,06		11						
TENSIÓN (V):		240		A:		1,3		TRANSF. (kVA):		75								
K 1f o 3f:		1		FP:		0,9		EMANDA PROJ. (kVA)		49,48								
REG. MÁX. (%):		3.0		$\sqrt{3}$:		1,732051												
Tramo Inic.	Tramo Fin	Long. (m)	Calibre Conductor	Número de Usuarios	Alum. Público		kW Adicionales		Fact. De Simulta. O Divers.	Demanda (kW)	Demanda (kVA)	Momento kW-km	Regulación		Corriente (A)	Pérdidas		
					PAL (kW)	LED	Cliente especial	Total (kW)					Parcial	Total		Tramo (kW)	Tramo (%)	Total (%)
0	1	2,0	TZ 4/0 3H	28	0,06	1		0,42	0,41	22,84	25,38	0,05	0,06	0,06	61,05	0,01	0,03	0,03
1	2	36,0	TZ 4/0 3H	28	0,06	1		0,36	0,41	22,80	25,33	0,82	1,09	1,15	60,93	0,11	0,49	0,51
2	3	18,0	TZ 4/0 3H	23	0,06	1		0,30	0,42	19,18	21,31	0,35	0,46	1,61	51,26	0,04	0,20	0,72
3	4	21,0	TZ 4/0 3H	17	0,06	1		0,12	0,44	14,76	16,41	0,31	0,41	2,03	39,46	0,03	0,18	0,90
4	5	31,0	TZ 4/0 3H	11	0,06	1		0,06	0,51	11,05	12,28	0,34	0,46	2,48	29,54	0,02	0,20	1,10
3	6	12,0	TZ 4/0 3H	4	0,06	1		0,06	0,76	6,01	6,68	0,07	0,10	1,71	16,06	0,00	0,04	0,76
3	7	12,0	TZ 4/0 3H	2	0,06	1		0,06	0,91	3,62	4,02	0,04	0,06	1,67	9,67	0,00	0,03	0,74
0	8	2,0	TZ 4/0 3H	28	0,06	1		0,24	0,41	22,70	25,23	0,05	0,06	0,06	60,68	0,01	0,03	0,03
8	9	34,0	TZ 4/0 3H	20	0,06	1		0,18	0,43	17,01	18,90	0,58	0,77	0,83	45,46	0,06	0,34	0,37
9	10	37,0	TZ 4/0 3H	12	0,06	1		0,12	0,5	11,86	13,18	0,44	0,58	1,41	31,70	0,03	0,26	0,63
10	11	36,0	TZ 4/0 3H	6	0,06	1		0,06	0,66	7,81	8,68	0,28	0,37	1,79	20,89	0,01	0,17	0,80

4.2.4.4 SELECCIÓN DE LOS POSTES DE BT.

Los postes serán de hormigón pretensado, de resistencia adecuada al esfuerzo que han de soportar.

En el **Tramo I**, se utilizarón:

- 1 poste de PH 9/500
- 1 poste de PH 9/735
- 2 postes de PH 9/1030

En el **Tramo II**, no se utilizaron postes de BT, ya que los de MT sirvieron para las redes de BT.

En el **Tramo III**, se utilizarón:

- 3 poste de PH 9/500
- 2 poste de PH 9/735
- 4 postes de PH 9/1030

En el **Tramo IV**, se utilizarón:

- 3 poste de PH 9/500
- 4 postes de PH 9/1030

Son auto soportados, la tabla 15 nos muestran las características de cada uno.

Tabla 15. Características de los postes de hormigón.

Denominación	Altura (m)	Carga de Rotura (daN)	Diámetro cima (cm)	Diámetro base (cm)
PH 9/500 daN	9	500	14	27,5
PH 9/735 daN	9	735	14	27,5
PH 9/1030 daN	9	1030	19	32,5

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

En el anexo E se encuentra las fichas de red trenzada de BT fin de línea (BT 11), red trenzada BT ángulo 60°- 90° (BT 15) y Alineación (BT 12) especificadas en el plano de AutoCAD.

4.2.4.5 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN.

La instalación de baja tensión, objeto del presente estudio, queda definida por las siguientes características.

Tabla 16. Descripción de la red de baja tensión.

DESCRIPCIÓN RED DE BAJA TENSIÓN	
Tensión nominal de servicio (V)	240-120
Longitud Trenza (m)	1036
Material y calibre del conductor	Trenzado ACSR 1/0 3H Trenzado ACSR 4/0 3H
No total de postes BT	20
No total de postes de MT con red de BT (mixtos)	52
Derivaciones	0
No. Puestas a tierra	18
No. de Luminarias	28

4.2.4.6 CÁLCULOS MECÁNICOS PARA BAJA TENSIÓN

Para el desarrollo de este proyecto se seleccionó para las redes de baja tensión conductores TRENZADO ACSR 1/0 3H, TRENZADO ACSR 4/0 3H.

Hipótesis de cálculo.

Teniendo en cuenta que este proyecto se está aplicando en zona 2 y 3, las hipótesis de cálculo a considerar son:

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

En cada zona se utilizarán unas hipótesis de cálculo determinadas, de acuerdo con las características geográficas y meteorológicas de las mismas.

En la tabla 18 presentada a continuación se resumen las citadas hipótesis de cálculo con las correspondientes sobrecargas a considerar:

Tabla 17. Hipótesis de cálculo.

Condición		Zona 2		Zona 3	
		Altitud menor de 2000 m		Altitud mayor de 2000 m	
		Temperatura	Sobrecarga	Temperatura	sobrecarga
Tracción máxima	Hipótesis de viento	10 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² [1]	- 5 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² [1]

	Hipótesis temperatura	- 5 °C	Ninguna	- 5 °C	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis de viento	20 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² [1]	20°C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² [1]
	Hipótesis temperatura	50 °C	Ninguna	50°C	Ninguna
Flecha mínima	Hipótesis temperatura	- 5 °C	Ninguna	- 5 °C	Ninguna

[1] La presión de viento de 68,02 daN/m² es la equivalente a la ejercida por un viento de 120 km/h.

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

Diámetro del haz.

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

En la siguiente tabla se muestran los diámetros aparentes del haz empleados en los cálculos mecánicos.

Tabla 18. Diámetro a considerar a efectos de viento.

Diámetro a considerar a efectos de viento Conductores de línea	
Conductor	Diámetro aparente aprox. (mm)
Tríplex 1/0	27,0
Tríplex 4/0	35,0

Coefficiente de sobrecarga.

Se definen los coeficientes de sobrecarga (Q) como el cociente entre el peso aparente (p_a) y el peso normal (p) de los conductores. A continuación se deducen los citados coeficientes:

- Zona 2 y 3 (viento 120 km/h)

$$p_v = 68,02 * d * 10^{-3} \text{ [daN/m]}$$

Siendo:

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

d : Diámetro aparente del haz (mm).

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

$$p_a = \sqrt{p^2 + p_v^2} \text{ [daN/m]}$$

Donde:

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

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

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

Teniendo en cuenta las dimensiones de los distintos conductores se obtienen los resultados expuestos en la siguiente tabla:

Tabla 19. Coeficiente de sobrecarga.

Coeficiente de sobrecarga - Conductores de línea						
Conductor	D (mm)	Zona	P (daN/m)	p_v (daN/m)	p_a (daN/m)	Q (pa/P)
Tríplex 1/0	≈ 27	2 y 3	≤ 0,631	1,84	1,94	4,66
Tríplex 4/0	≈ 35	2 y 3	≤ 1,189	2,38	2,66	2,24

Características mecánicas.

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

Tabla 20. Características mecánicas.

Características mecánicas de los conductores conductores de línea			
Conductor	Carga de rotura (daN) [1]	Coef. De seguridad	Carga máxima admisible (daN)
Tríplex 1/0	1700	3	567
Tríplex 4/0	3264		1088

[1] La columna denominada carga de rotura indica la resistencia mecánica del conductor neutro.

Una vez conocidas las cargas de rotura máximas admisibles por cada conductor, se eligen las siguientes tensiones máximas para el tendido de los diversos haces.

Tenses y flechas de tendido.

La ecuación del cambio de condiciones permite calcular la tensión a la que estará sometido un conductor en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente para unas condiciones iniciales.

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

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 * \left[\alpha [\theta_2 - \theta_1] * S * E + \frac{a^2 p_1^2 SE}{24T_{01}^2} - T_{01} \right] = \frac{a^2 p_2^2 SE}{24}$$

El cálculo de la flecha para vanos nivelados se determinará mediante la siguiente expresión:

$$f_2 = \frac{T_{02}}{p_2} \left[\cosh \left(\frac{ap_2}{2T_{02}} \right) - 1 \right] (m)$$

Siendo:

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

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

α : Coeficiente de dilatación del conductor (°C-1).

θ_2 : Temperatura del conductor en las condiciones finales (°C).

θ_1 : Temperatura del conductor en las condiciones iniciales (°C).

S: Sección total del conductor (mm²).

E: Módulo de elasticidad del conductor (daN/mm²).

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

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

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

f_2 : Flecha del conductor (m).

Al referirnos al peso aparente del conductor hay que tener en cuenta las sobrecargas que están actuando sobre él en ese momento.

Vanos ideales de regulación.

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

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

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

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a_i'^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i'^2}{a_i}}$$

$$a'_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \text{ (m)}$$

Donde:

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

b_i: Desnivel del vano i medido en la dirección vertical (m).

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{a_i'^2}{a_i}}} \text{ (m)}$$

Al operar de este modo, el valor de las flechas en los vanos que no sean el de regulación no será el indicado en las tablas, sino que deberá corregirse multiplicándolo por la relación:

$$\delta = \frac{T}{T_r}$$

Siendo:

δ : Coeficiente de corrección.

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

T_r : Tensión del conductor en el vano de regulación (daN).

Una vez calculada la tensión real del conductor en el vano objeto de estudio, se determina el valor real de la flecha en dicho vano.

Tablas de regulación.

Las tablas de regulación indican las flechas y tensiones con las que debe ser instalado el conductor en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna.

A diferencia de la tabla de tendido, se tendrá en cuenta el desnivel existente entre los apoyos que constituyen cada vano.

Las flechas de cada vano del cantón se determinarán mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

f: Flecha (m).

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

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

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

H: Parámetro de la catenaria (m).

Selección de postes autosoportados

La Tabla 21 relaciona los esfuerzos calculados según los factores de mayoración y valores últimos a aplicar para seleccionar el poste.

Tabla 21. Hipótesis Normales Para Postes de Hormigón.

Tipo de esfuerzo Calculado	Factor de Mayoración	Esfuerzo último
Esfuerzo resultante por efecto combinado de esfuerzos transversales	2,5	Esfuerzo de rotura a flexión

Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

El esfuerzo resultante se obtiene combinando los esfuerzos EQUIVALENTES horizontales transversales (T) y longitudinales (L):

$$R * = \sqrt{\left(\sum T * \right)^2 + \left(\sum L * \right)^2}$$

Los valores de esfuerzos últimos para los distintos postes de hormigón normalizados son los siguientes:

Tabla 22. Capacidad Mecánica de Postes Secundarios.

Tipo de Poste	Esfuerzo de rotura a flexión (daN)	Esfuerzo vertical último para postes autoportados (daN)	
		h _N (h _N = Altura libre – 0,2 m)	h _N – 0,4 m
PH 9/500 daN	500	1186	1607
PH 9/735 daN	735	1186	1607
PH 9/1030 daN	1030	4244	5487

Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

4.2.5 LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN – 13.2 kV.

La selección del conductor de MT a utilizar para todas las líneas será ACSR el cual es un conductor de aluminio reforzado en acero recubierto con zinc, este se ha seleccionado en dependencia de la intensidad nominal que circulara por él y por el nivel de contaminación que existe en el área a realizar el proyecto.

El conductor a utilizar es RAVEN (1/0 ACSR), sus parámetros quedan definidos en la siguiente tabla.

Tabla 23. Parámetros de la línea

PARAMETROS DE LA LÍNEA	
Conductor/Configuración	RAVEN (1/0 ACSR)/ Horizontal
Distancia media geométrica Dm (mm)	1,36
Radio r (mm)	5,545
Resistencia por unidad de longitud R (ohmios/km)	0,5232
Reactancia por unidad de longitud X (ohmios/km)	0,48
Impedancia total Z (ohmios)	0,71

4.2.5.1 Matriz de Cálculo.

La matriz de cálculo para regulación y pérdidas del conductor de MT queda definido a continuación.

Figura 12. Tramo de MT.

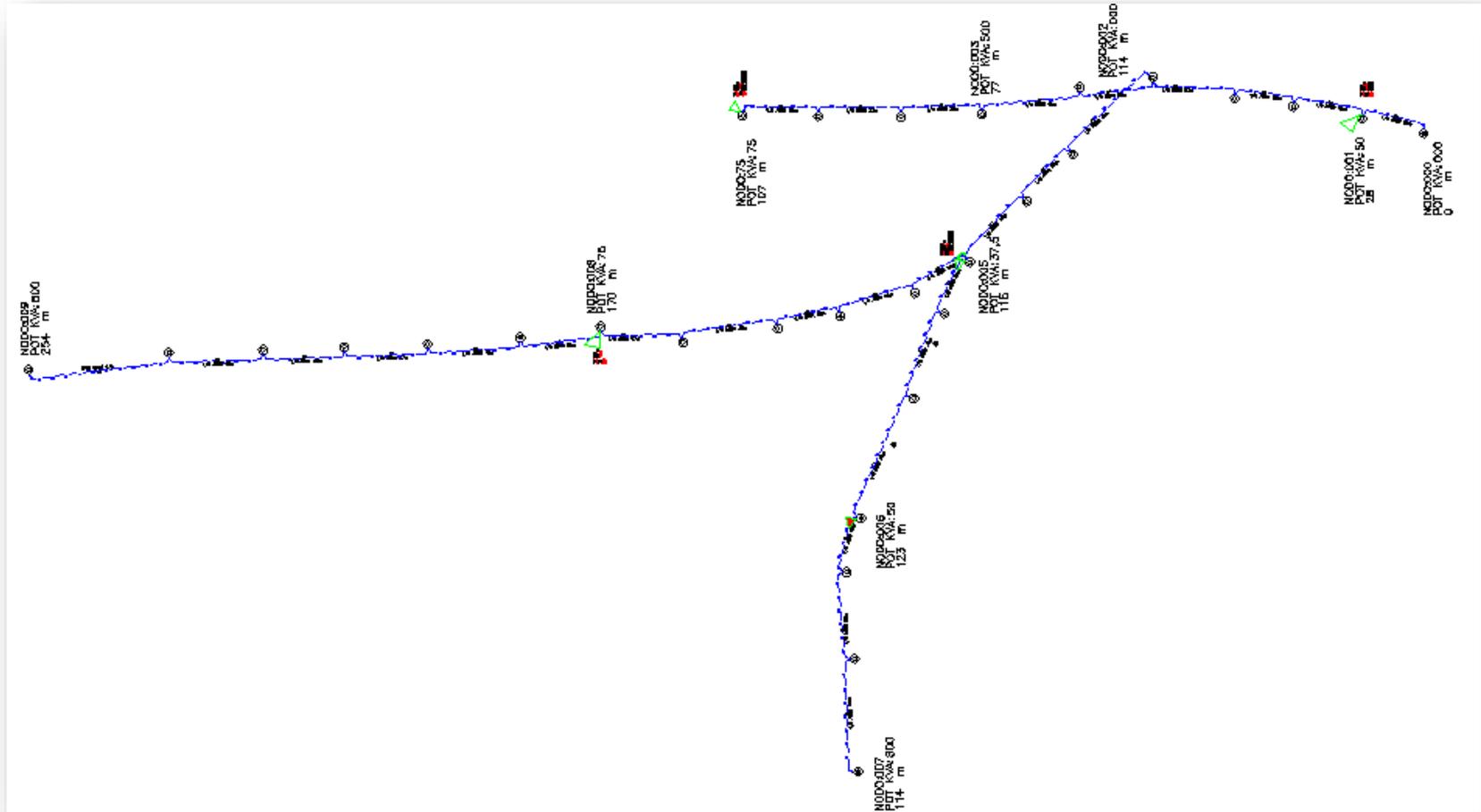


Tabla 24. Matriz de cálculo para la red de MT.

RED DE MEDIA TENSIÓN																	
RED DE MEDIA TENSIÓN																	
PROYECTO:		MT/BT CALLE REAL					R:	0,5232									
MUNICIPIO:		Los Palmitos-Sucre					K:	0,000531									
TENSION (V):		13200					A:	1,3									
K 1f o 3f:		3					FP:	0,9									
REG. MÁX. (%):		5.0					$\sqrt{3}$:	1,7320508									
Tramo		Long. (m)	Calibre Conductor	Potencia Nodo		Fact. De Simulta. O Divers.	Demanda (kVA)	Demanda (kW)	Momento kW-km	Regulación		Corriente (A)	Pérdidas			Tipo de Armado	
Inic.	Fin			Tramo (kVA)	Total (kVA)					Parcial	Total		Tramo (kW)	Tramo (%)	Total (%)		
0	1	28,0	ACSR 1/0	50	2087,50	0,41	820,00	738,00	20,66	0,010973	0,010973	35,9	0,0565	0,0001	0,0001	BANDERA	
1	2	114,0	ACSR 1/0	0	2037,50	0,41	799,50	719,55	82,03	0,043559	0,054532	35,0	0,2188	0,0003	0,0004	BANDERA	
2	3	77,0	ACSR 1/0	500	575,00	0,41	220,58	198,52	15,29	0,008117	0,062650	9,6	0,0112	0,0001	0,0004	BANDERA	
3	4	107,0	ACSR 1/0	75	75,00	0,41	15,58	14,02	1,50	0,000797	0,063446	0,7	0,0001	0,0000	0,0004	BANDERA	
2	5	115,0	ACSR 1/0	37,5	1462,50	0,41	579,33	521,40	59,96	0,031841	0,086373	25,3	0,1159	0,0002	0,0006	BANDERA	
5	6	123,0	ACSR 1/0	50	850,00	0,41	348,50	313,65	38,58	0,020486	0,106859	15,2	0,0449	0,0001	0,0007	BANDERA	
6	7	114,0	ACSR 1/0	800	800,00	0,41	328,00	295,20	33,65	0,017870	0,124730	14,3	0,0368	0,0001	0,0009	BANDERA	
5	8	170,0	ACSR 1/0	75	575,00	0,41	220,58	198,52	33,75	0,017921	0,104294	9,6	0,0248	0,0001	0,0007	BANDERA	
8	9	254,0	ACSR 1/0	500	500,00	0,41	205,00	184,50	46,86	0,024885	0,129180	9,0	0,0321	0,0002	0,0009	BANDERA	

4.2.5.2 SELECCIÓN DE LOS POSTES DE MT

En la red de MT se utilizaron:

- 7 postes PH 12/500
- 6 postes PH 12/735
- 3 postes PH 12/1030
- 5 postes PH 12/1324

Los postes serán de hormigón pretensado de resistencia adecuada al esfuerzo que han de soportar.

Tabla 25. Características de los postes de hormigón.

Denominación	Altura (m)	Carga de Rotura (daN)	Diámetro cima (cm)	Diámetro base (cm)
PH 12/500 daN	12	500	14	32
PH 12/735 daN	12	735	14	32
PH 12/1030 daN	12	1030	19	37
PH 12/1324 daN	12	1324	20	38

FUENTE: Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

En el anexo E se encuentra las fichas del tipo de estructura y su montaje de la red de MT. (MT 121, MT122, MT 123, MT 124, MT 131, MT 132, MT 133, MT 134, MT 321, MT 331, MT 334) especificadas en el plano de AutoCAD.

El tipo de armado en MT es en bandera.

4.2.5.3 Aislamiento.

El aislamiento se realizará mediante cadenas de amarre de material compuesto para ángulos fuertes, anclajes y finales de línea; y aisladores tipo poste para alineaciones y pequeños ángulos.

Los aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación normal son:

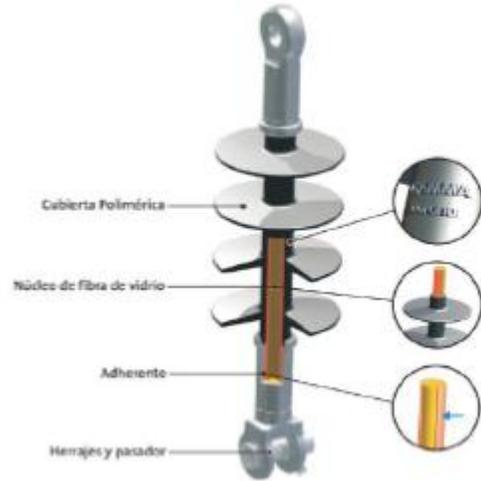
Tipo poste: Aislador de porcelana **Line Post.**

Tipo cadena: Cadena de suspensión Composite.

Figura 13. Aislador tipo poste.



Figura 14. Aislador tipo cadena



4.2.5.4 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.

La instalación de media tensión, objeto del presente estudio, queda definida por las siguientes características.

Tabla 26. Descripción red de media tensión

DESCRIPCIÓN RED DE MEDIA TENSIÓN (MT)	
Tensión nominal de diseño (kV)	13,2
Tensión nominal del servicio (kV)	13,2
Número de fases	3
Frecuencia (Hz)	60
Potencia máxima de transporte (MVA)	0,15
Conductor: Material, Calibre	ACSR 1/0
Factor de potencia	0,9
Zona de emplazamiento	A2
Longitud total a construir MT (m)	1085
Configuración estándar (armado)	Horizontal cruceta Metálica Bandera Cruceta Metálica
No. de circuitos (simple o doble)	1 simple trifásico
Tipo de aislamiento	zona normal
Tipo de aislador de suspensión	Cadena de suspensión Composite 13,2 kV

Tipo de aislador rígido ("LINE POST")	Aislador porcelana LINE POST 13,2 kV
No. de armados de alineación	15
No. de armados de ángulo	8
No. de armados de ángulo con cadena de amarre	6
No. de armados de fin de línea	4
No. de armados especiales	0
No. total de postes	26
No. total de cantones	6
Vano medio (m)	40

4.2.5.5 CÁLCULOS MECÁNICOS PARA MEDIA TENSIÓN.

Peso unitario aparente del conductor

Bajo la acción del viento, los conductores se encuentran sometidos a una fuerza transversal la cual se expresa por unidad de longitud y está relacionada con el diámetro del conductor y la sobrecarga por viento. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_v = Q_0 * d * 10^{-3}$$

Siendo el peso unitario aparente del conductor:

$$P = \sqrt{P_C^2 + P_v^2}$$

Donde;

P : Peso unitario aparente del conductor (daN/m)

P_C : Peso unitario propio del conductor (daN/m)

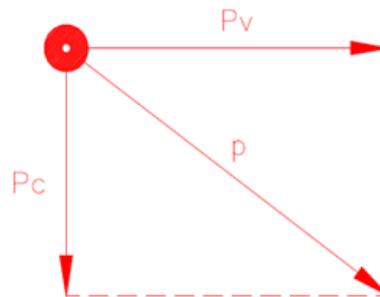
P_v : Fuerza unitaria de viento sobre el conductor (daN/m)

Q_0 : Sobrecarga por viento en el conductor (daN/m²)

d : Diámetro total del conductor (mm)

Se asume que la dirección del peso unitario aparente (P) define el plano que contiene a la catenaria bajo la acción del viento. Ver figura 13.

Figura 15. Peso Unitario Aparente



Selección de postes.

Esfuerzo Último Y Factores De Mayoración.

Las tablas 27 y 28 relacionan los esfuerzos calculados con los factores de mayoración y valores últimos a aplicar para seleccionar el poste.

Tabla 27. Hipótesis Normales Para Postes de Hormigón.

Tipo de Esfuerzo calculado	Factor de Mayoración	Esfuerzo Último
Esfuerzo Total Vertical	1,2	Esfuerzo de rotura a compresión o esfuerzo vertical último en el punto de aplicación de la carga vertical
Esfuerzo Resultante por efecto combinado de esfuerzo horizontales (transversal y longitudinales)	2,5	Esfuerzo de rotura a flexión

Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

Tabla 28. Hipótesis Anormales Para Postes de Hormigón.

Tipo de Esfuerzo calculado	Factor de Mayoración	Esfuerzo Último
Esfuerzo total vertical	1,2	Esfuerzo de rotura a compresión o esfuerzo vertical último en el punto de aplicación de la carga
Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tracciones	1,5	Esfuerzo de rotura a flexión
Momento torsor por rotura de un conductor	1,5	Momento torsor ultimo del poste a la altura de instalación del conductor del conductor analizado

Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

Los valores de esfuerzos últimos para los distintos postes de hormigón normalizados son los siguientes:

¹

Tabla 29. Capacidad mecánica de postes primarios

Tipo de Poste	Esfuerzo de rotura a flexión (daN)	Momento último a torsión (daN*m) ¹	Esfuerzo vertical último para postes autosoportados (daN) ²			
			h _N	h _{N-0,4 m}	h _{N- 0,8 m}	h _{N-3,3 m}
PH 11/500 daN	500	351	709	936	1074	6888
PH 11/735 daN	735	380	709	936	1074	6888
PH 11/1030 daN	1030	891	2539	3199	3591	18228
PH 11/1324 daN	1324	1079	3240	4067	4558	22720
PH 12/500 daN	500	351	568	742	847	4919
PH 12/735 daN	735	380	568	742	847	4919
PH 12/1030 daN	1030	891	2034	2538	2835	13060
PH 12/1324 daN	1324	1079	2608	3243	3616	16365
PH 14/735 daN	735	380	652	821	920	4139
PH 14/1030 daN	1030	891	1372	1687	1869	7474
PH 14/1324 daN	1324	1324	1779	2180	2412	9878

Norma Electricaribe S.A. E.S.P.

Método de selección de poste de hormigón.

El poste seleccionado debe cumplir la siguiente relación:

$$\text{Esfuerzo último} \geq \text{Esfuerzo Calculado} * \text{Factor de Mayoración}$$

4.2.5.6 Tablas de cálculo mecánico.

La siguiente es la tabla de cálculo mecánico, para zona A Urbana, ACSR (Raven 1/0 AWG). Tabla 25.

¹ Momento definido a 0,4 m por debajo de la cima del poste.

² h_N = Altura Libre – 0,2 m

4.3 ANALISIS COMPARATIVO.

Tabla 31. Análisis comparativo.

		RED EXISTENTE			DISEÑO				
		TRAMO I TRAFO 007	TRAMO II TRAFO 008	TRAMO III TRAFO 009	TRAMO I TRAFO 007	TRAMO II TRAFO 008	TRAMO III TRAFO 009	TRAMO IV TRAFO 010	
No. USUARIOS		45	85	60	48	29	66	56	
TRANSFORMADOR		50 kVA	N.I.	37,5 kVA	50 kVA	37,5 kVA	75 kVA	75 kVA	
PROTECCIONES		MAL ESTADO	MAL ESTADO	MAL ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	
AISLADORES		MAL ESTADO	MAL ESTADO	MAL ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	
RETENIDAS		MAL ESTADO	MAL ESTADO	MAL ESTADO	AUTOPROTEGIDOS	AUTOPROTEGIDOS	AUTOPROTEGIDOS	AUTOPROTEGIDOS	
ALUMBRADO PÚBLICO	70 W, Na	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO					
	60 W, LED				BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	BUEN ESTADO	
CONDUCTORES	BT	4 ACSR	4 ACSR, 1/0 ACSR, 8Cu	4 ACSR, 6 ACSR	TZ 4/0 ACSR	TZ 1/0 ACSR	TZ 4/0 ACSR	TZ 4/0 ACSR	
	MT	4 ACSR, 2 ACSR			1/0 ACSR				
APOYOS	BT	BUEN ESTADO	4	6	5	4	0	8	5
		MAL ESTADO	1	1	4	0	0	0	0
	MT	BUEN ESTADO	4	6	2	6	5	6	4
		MAL ESTADO	0	0	1	0	0	0	0

Todo sistema de distribución tiene la función de entregar energía de calidad, por lo que debe fundamentarse en todos los equipos que forman parte de él como son las redes de media y baja tensión, así también como todo su sistema de protecciones y estructuras de soporte.

Nos pudimos dar cuenta cuando hacíamos el diagnóstico de la red existente que está en muy mal estado, sus conductores, sus apoyos, retenidas, protecciones y subestaciones, con la visita a Los Palmitos mirando el estado de la red me pude dar cuenta que no hay un servicio de calidad para los usuarios, algunos se encuentran encolados, las acometidas de algunos usuarios no están normalizadas, están pegadas a la red de forma directa. Con estos estándares podemos sobreentender que la red no está cumpliendo con la regulación y las pérdidas de potencia exigentes por la norma.

Las redes eléctricas antiguas deben ser el principal foco de atención a estos problemas, dado que no están preparadas para resistir la creciente demanda eléctrica.

Los conductores eléctricos que han cumplido su vida útil, son una de las principales causas de los accidentes eléctricos, si:

- La sección de los conductores no está de acuerdo con la potencia actual que consume la instalación.
- El sobrecalentamiento de los conductores, producido por el exceso de consumo eléctrico (sumado a una protección inadecuada), se traduce en envejecimiento acelerado de la aislación.
- El conductor utilizado es de “mala calidad” (no cuenta con la certificación de acuerdo a normas), existiendo diferencias en la sección real del cobre, a pesar de ser conductores del mismo calibre o sección nominal.

Por eso quise volver a rediseñar esta red, hacer los cálculos para escoger las subestaciones adecuadas y que cumplan con la demanda de energía que se requiere, los conductores de BT son trenzados, aunque son un poco más costosos es con el fin de mejorar la calidad, la continuidad y seguridad del servicio, se cambiaron apoyos, se hizo cálculo de protecciones y además se sobredimensiono el conductor para red de Media tensión.

4.4 PRESUPUESTO GENERAL.

Tabla 32. Presupuesto General

PROYECTO MT-BT CALLE REAL_PAMITOS		
PRESUPUESTO		
PRESUPUESTO DE MANO DE OBRA		\$ 38.881.486,78
PRESUPUESTO DE MATERIALES CONTRATISTA		\$ 21.690.154,66
COSTO MANO DE OBRA + MATERIALES CONTRATISTA		\$ 60.571.641,43
PRESUPUESTO DE MATERIALES AR		\$ 82.388.976,95
TOTAL COSTOS DIRECTOS		\$ 142.960.618,38
SIN IVA		\$ -
ADMINISTRACIÓN	10%	\$ 6.057.164,14
IMPREVISTOS	3%	\$ 1.817.149,24
UTILIDADES	5%	\$ 3.028.582,07
IVA SOBRE UTILIDAD	16%	\$ 484.573,13
COSTO TOTAL CIRCUITO		\$ 154.348.086,97

El presupuesto detallado lo podemos encontrar en el anexo F.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES

5. CONCLUSIONES

- ✓ Al realizar el levantamiento se pudo observar que la red se encontraba en muy mal estado físico, y al realizar el diagnóstico respectivo de la red existente, se corroboró que el sistema no cumplía con la regulación, pérdidas de potencia, ni con las distancias de seguridad mínimas como lo indica el RETIE.
- ✓ En el diseño de este proyecto se tuvo como criterio principal la adecuada selección de conductores y ubicación de los transformadores; permitiendo el cumplimiento de los parámetros de regulación, pérdidas de potencia, como lo establece la norma Electricaribe S.A. E.S.P. con esta se puede asegurar un servicio eficiente, seguro y confiable.
- ✓ El uso del cable trenzado fue indispensable para este proyecto, aunque tiene un costo un poco más alto que los demás, con este se obtuvo la solución a los problemas de regulación y de pérdidas que se tenían con la red abierta, además de cumplir con los requerimientos descritos en la norma Electricaribe S.A. E.S.P.
- ✓ En este diseño podemos contemplar las exigencias de las normas, además de aplicarse conocimientos adquiridos en la Universidad de Pamplona, es por ello que se puede tomar el diseño como un modelo de referencia para futuros proyectos de electrificación urbana.
- ✓ Se profundizaron conocimientos en una de las ramas más importantes de la ingeniería eléctrica que es el área de distribución de energía, y los cambios que esta ha presentado frente a las nuevas exigencias de calidad y seguridad que se requiere.
- ✓ El diseño se desarrolló como una práctica social, y sus resultados son solo de carácter educativos.

CAPÍTULO VI

6. BIBLIOGRAFIA

6. BIBLIOGRAFIA

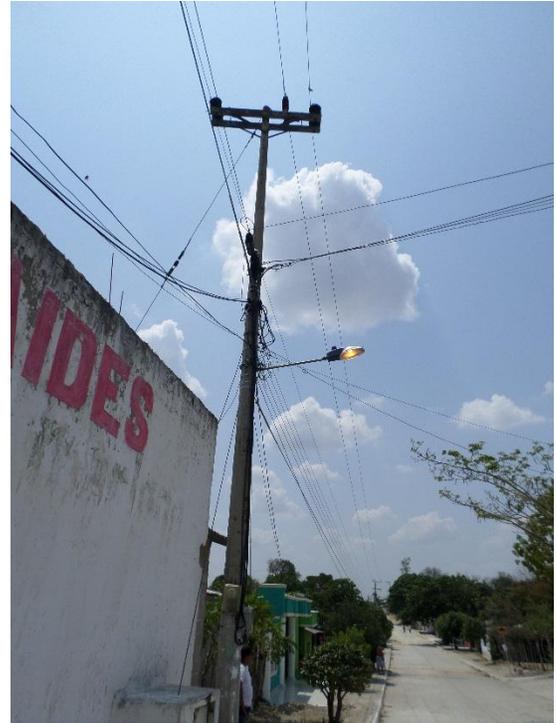
- Donald G. Fink & H. Wayne Beaty, *Manual de Ingeniería Eléctrica*, McGraw Hill, México, 2001
- **Electricaribe.** Electricaribe. *Electricaribe*. [En línea] 14 de Octubre de 2014. [Citado el: 2014 de Noviembre de 2014.] <http://www.electricaribe.com/co/inicio/conocenos/quienes+somos/1297110270053/la+empresa.html>.
- Ministerio de Trabajo y Asuntos Especiales — España. [En línea] Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. [Citado el: 18 de Junio de 2014.] https://www.sprl.upv.es/pdf/ntp_233%20cabinas%20de%20seguridad%20biol%C3%B3gica.pdf.
- **Electricaribe.** *Norma ECA*. Barranquilla — Atlántico: s.n., 2012. BC.es. [En línea] ABC, 19 de Enero de 2012. [Citado el: 18 de Junio de 2014.]
- **Energía, Ministerio de Minas y.** *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. Bogotá D.C: s.n., 2013.
- **MAGNETRÓN.** MAGNETRÓN. *MAGNETRÓN*. [En línea] 14 de Octubre de 2014. [Citado el: 10 de Noviembre de 2014.] http://www.magnetron.com.co/magnetron/index.php?option=com_content&view=article&id=2&Itemid=7.

CAPÍTULO VII

7. ANEXO

ANEXO A DIAGNÓSTICO DE LA RED EXISTENTE.

De acuerdo al levantamiento realizado se pudo hacer un diagnóstico de la red existente, la cual queda evidenciada algunas de las anomalías en el siguiente registro fotográfico:













ANEXO B
INVENTARIO Y LEVANTAMIENTO DE LA RED EXISTENTE.

Nota: Los números de los tramos son tomados de la identificación de la estructura que se encuentra en el plano.

Tabla B1. Levantamiento de la Red de Baja Tensión Circuito 1 (Transformador 7)

Circuitos Secundarios Y Alumbrado Público									No. de Acometidas			Luminarias					Estructuras				Templete			
Tramo			Conductores						En Poste Terminal			Tipo	Otras	Cantidad	Potencia (W)	Tensión Nominal (V)	Tipo de apoyo	Material	Altura Promedio (m)	Estado	Tipo	Aislador Tensor	Material	Estado
Transformador 7	Longitud (m)	Tipo	Cantidad	Calibre AWG ®	Calibre AWG (S)	Calibre AWG (T)	Material	Estado	M	B	T													
Fases																								
15—14	29	AE	3	4	4	4	ACSR	M	5	2	-	Na	-	2	70	240	P	C	12	B	PP	1	AG	M
14—13	46	AE	3	4	4	4	ACSR	M	4	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	-	-	-	-
13—12	35	AE	3	4	4	4	ACSR	M	6	2	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	-	-	-	-
12—11	45	AE	3	4	4	4	ACSR	M	5	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	DT	1	AG	M
14—23	32	AE	3	4	4	4	ACSR	M	4	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	M	DT	1	AG	M
23—24	47	AE	3	4	4	4	ACSR	M	5	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	-	-	-	-
24—25	43	AE	3	4	4	4	ACSR	M	7	2	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	DT	1	AG	M

Tabla B1.1 Descripción del Transformador 7.

TRANSFORMADOR 7				
Localización	Tipo	Capacidad	Usuarios	Estado
Parque Puerto Uvito	Monofásico	50 kVA	45	B

Tabla B2. . Levantamiento de la Red de Baja Tensión Circuito 2 (Transformador 8).

Circuitos Secundarios Y Alumbrado Público									No. de Acometidas			Luminarias					Estructuras				Templete			
Tramo			Conductores						En Poste Terminal			Tipo	Otras	Cantidad	Potencia (W)	Tensión Nominal (V)	Tipo de apoyo	Material	Altura Promedio (m)	Estado	Tipo	Aislador Tensor	Material	Estado
Transformador 8	Longitud (m)	Tipo	Cantidad	Fases			Material	Estado	M	B	T													
				Calibre AWG ®	Calibre AWG (S)	Calibre AWG (T)																		
11—26	44	AE	3	1/0	1/0	1/0	ACSR	B	6	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	-	-	-	-
26—27	47	AE	3	4	4	4	ACSR	M	6	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	-	-	-	-
27—28	40	AE	3	4	4	4	ACSR	M	10	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	-	-	-	-
28—29	35	AE	3	4	4	4	ACSR	M	6	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	-	-	-	-
29—30	42	AE	3	4	4	4	ACSR	M	22	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	M	DT	1	AG	M
26—34	19	AE	3	8	8	8	Cu	M	1	-	-	-	-	-	-	-	P	C	9	B	-	-	-	-
34—33	19	AE	3	8	8	8	Cu	M	-	-	-	-	-	-	-	-	P	C	9	B	-	-	-	-
26-35	59	AE	3	8	8	8	Cu	M	1	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	DT	1	AG	M
11—10	44	AE	3	4	4	4	ACSR	M	7	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	-	-	-	-
10—9	63	AE	3	4	4	4	ACSR	M	8	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	-	-	-	-
9—8	39	AE	3	4	4	4	ACSR	M	7	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	-	-	-	-
8—7	41	AE	3	4	4	4	ACSR	M	5	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	DT	1	AG	B
7—6	31	AE	3	4	4	4	ACSR	M	3	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	DT	1	AG	B

Tabla B2.1. Descripción del Transformador 8.

TRANSFORMADOR 8				
Localización	Tipo	Capacidad	Usuarios	Estado
Carrera 8 #7 Esquina	Monofásico	Sin Identificar	85	M

Tabla B3. Levantamiento de la Red de Baja Tensión Circuito 3 (Transformador 9)

Circuitos Secundarios Y Alumbrado Público									No. de Acometidas En Poste Terminal			Luminarias					Estructuras		Templete						
Tramo			Conductores						M	B	T	Tipo	Otras	Cantidad	Potencia (W)	Tensión Nominal (V)	Tipo de apoyo	Material	Altura Promedio (m)	Estado	Tipo	Aislador Tensor	Material	Estado	Cantidad
Transformador 9	Longitud (m)	Tipo	Fases			Material	Estado																		
			Cantidad	Calibre AWG ®	Calibre AWG (S)	Calibre AWG (T)																			
41—45	19	AE	3	4	4	4	ACSR	M	6	-	-	Na	-	2	70	240	P	C	9	M	DT-PA	4	AG	M	4
45—46	27	AE	3	4	4	4	ACSR	M	6	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	M	PA	1	AG	M	-
46—47	41	AE	3	4	4	4	ACSR	M	4	1	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	M	-	-	-	-	-
47—48	35	AE	3	4	4	4	ACSR	M	3	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	M	-	-	-	-	-
48—49	62	AE	3	4	4	4	ACSR	M	3	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	-	-	-	-	-
49—50	37	AE	3	6	6	6	ACSR	M	5	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	DT	1	AG	B	-
2—3	62	AE	3	4	4	4	ACSR	M	18	1	-	Na	-	2	70	240	P	C	09—12	B	DT	1	AG	B	-
3—4	63	AE	3	4	4	4	ACSR	M	4	5	-	Na	-	1	70	240	P	C	12	B	-	-	-	-	-
4—5	60	AE	3	4	4	4	ACSR	M	4	-	-	Na	-	1	70	240	P	C	9	B	DT	1	AG	B	-

Tabla B3.1 Descripción del Transformador 9.

TRANSFORMADOR 9				
Localización	Tipo	Capacidad	Usuarios	Estado
Carrera 8 Transv. 6	Monofásico	37.5 KVA	60	B

Tabla B4. Levantamiento de la Red de Media Tensión.

Red Primaria									Estructuras			
Tramo			Conductores						Tipo de apoyo	Material	Altura Promedio (m)	Estado
Red MT	Longitud (m)	Tipo	Fases									
			Cantidad	Calibre AWG (R)	Calibre AWG (S)	Calibre AWG (T)	Material	Estado				
15 12	110	AE	3	4	4	4	ACSR	M	P	C	12	B
12 11	45	AE	3	4	4	4	ACSR	M	P	C	12	B
11 10	44	AE	3	4	4	4	ACSR	M	P	C	12	B
10 09	63	AE	3	4	4	4	ACSR	M	P	C	12	B
09 07	79	AE	3	4	4	4	ACSR	M	P	C	12	B
07 06	31	AE	3	6	6	6	ACSR	M	P	C	12	B
06 04	83	AE	3	4	4	4	ACSR	M	P	C	12	B
04 02	125	AE	3	2	2	2	ACSR	M	P	C	12	B
11 26	44	AE	3	1/0	1/0	1/0	ACSR	B	P	C	12	B

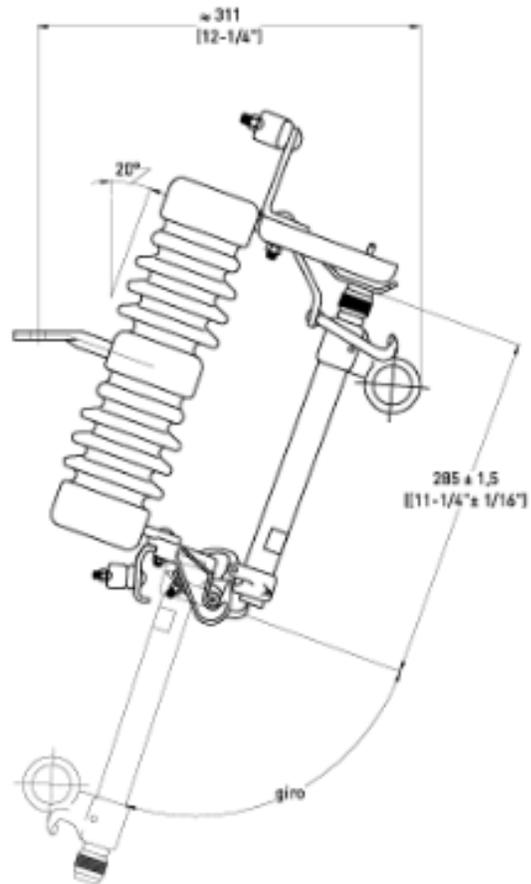
Tabla B5. Convenciones Levantamiento

1. TRAMO	2. MATERIAL	3. ESTADO	4. TIPO DE APOYO	5. MATERIAL	6. LUMINARIA	7. RETENIDA
AE. Aéreo	ACSR. Aluminio con alma de acero	B. Material en buen estado	P. Poste Sencillo	C. Concreto	Na. Sodio	DT. Directo a tierra
	AG. Acero Galvanizado	M. Material en mal estado	PA. Poste auto soportado.			PP. Poste a poste
						PA. Pie de amigo

**ANEXO C
FUSIBLE.**

FICHA TÉCNICA DE LA OFERTA

Fabricante:		
Código fabricante:		
Material		
Designación:	Base cortacircuitos fusible de 15 kV 200 A	
Código:	458528	
	Especificado	Ofertado
Norma	ANSI C37.42	
Características constructivas		
Cortacircuitos		
Características dimensionales		
A	285 mm	mm
B	mm	mm
Peso aproximado	kg	kg
Características mecánicas		
Carga rotura:	daN	daN
Intercambiable	SÍ	
Características eléctricas		
Tensión asignada	15 kV	kV
Intensidad asignada	200 A	A
Nivel de aislamiento (BIL)	95 kV	kV
Distancia de fuga para tierra	≥ 210 mm	mm
Intensidad de corte	10 kA	kA



Todas las cotas en mm (pulgadas).

 UNION FENOSA		internacional		FECHA	NOMBRE
				Dibujado	
				Proyectado	
ESCALAS:		BASE CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE EXPULSIÓN 15 kV-200 A		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/5		CATÁLOGO DE MATERIALES		CODIGO MATERIAL	458528
				Nº PLANO PROY. TIPO	PM6100301
				REV.	HJUA SIGUE

ANEXO D

FICHA TÉCNICA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN AUTOPROTEGIDO MAGNETRÓN

Transformadores Autoprotegidos



Aplicación:

Son usados principalmente en cargas de servicios residenciales y donde las compañías de electricidad requieren un control de la carga.

Los transformadores autoprotegidos comprenden, desde su etapa de diseño, elementos de protección contra sobretensiones, sobrecargas y elementos para aislarlo de la red en caso de fallas internas o externas.

Los accesorios que brindan autoprotección son los siguientes:

- Dispositivo de Protección contra Sobretensiones Transitorias, DPS (pararrayo)
- Fusible de protección: Isolation link o Fusible de expulsión
- Interruptor: Magnex o Breaker

Esquemas de protección:

AUTOPROTEGIDO SP (Surge Protecting): Incluye el montaje del DPS y los fusibles expulsión. No incluye un interruptor ni por baja ni por alta tensión.

AUTOPROTEGIDO CP (Current Protecting): Está equipado con fusibles de protección de alta tensión internos y un interruptor interno que puede estar instalado tanto en el circuito de alta tensión (Magnex) como en el de baja tensión (Breaker), dependiendo del requerimiento del cliente. No incluye montaje de los DPS.

AUTOPROTEGIDO CSP (Complete Self Protected): Existen dos tipos de configuración: configuración CSP con Breaker y configuración CSP con Magnex.

	<p>Alcance de la oferta:</p> <p>Se fabrican cumpliendo con normas NTC aplicables y/o especificaciones particulares de los clientes.</p> <p>La configuración de los transformadores trifásicos se realiza de acuerdo a la conexión solicitada por la norma o el cliente, siendo las más usadas Dy, Yd, Dd, Yy, Dz, Yz .</p> <p>Potencias (kVA): Monofásicos: desde 10 kVA hasta 75 kVA. Trifásicos: desde 30 kVA hasta 225 kVA.</p> <p>Nivel de Tensión: Monofásicos hasta BIL 150kV Trifásicos hasta BIL 150kV</p>
---	---

Forma constructiva típica:

Los transformadores están constituidos normalmente por una parte activa conformada por el núcleo (circuito magnético), la bobina (circuito eléctrico) y la brida, la cual se define dependiendo del tipo de transformador, en un tanque que le da características particulares al equipo según el uso para el cual va a ser destinado.

Transformadores Autoprotegidos



Bobinas:

- Sección rectangular y en forma concéntrica con devanados cobre o aluminio.
- Aislamientos: Papeles de alta calidad recubiertos con resinas epóxicas.

Núcleos:

- Tipo concha (Shell Type) o tipo núcleo (Core Type) enrollado dispuestos por grupos para un fácil armado y desarmado sin pérdida de características dimensionales, garantizando bajos niveles de pérdidas y corrientes de excitación.
- Material: Lámina de acero al silicio, grano orientado, laminada en frío, aislada por ambas caras, bajas pérdidas y alta permeabilidad.

Bridas:

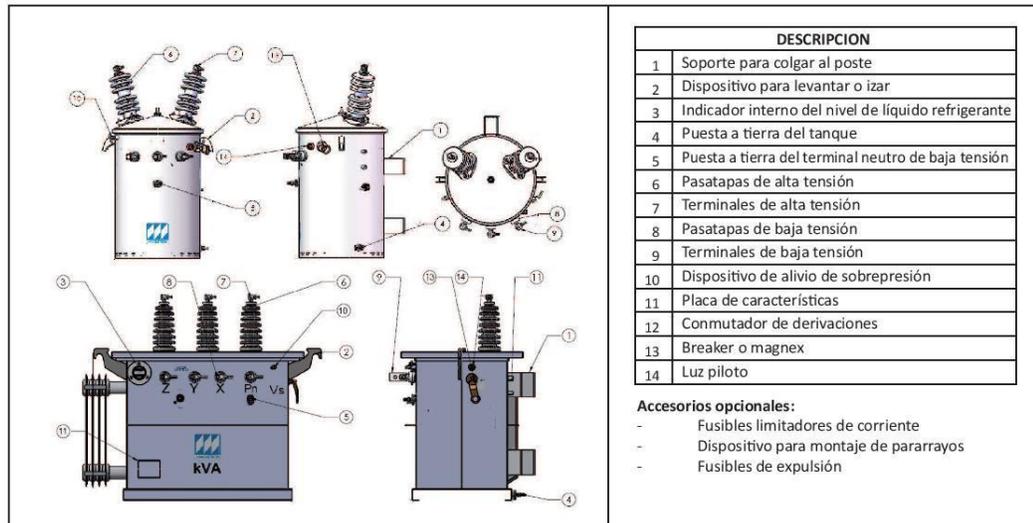
- Construidas en lámina Cold Rolled y Hot Rolled, abrazan el núcleo, con tapas independientes atornilladas que permiten fácil desmonte para efectuar mantenimientos.
- Garantizan alta resistencia a los esfuerzos mecánicos de corto circuito, bajo nivel de ruido y bajas corrientes de excitación.

Tanques:

- Transformadores monofásicos: Circulares en lámina Cold Rolled y Hot Rolled.
- Transformadores trifásicos: Rectangulares en lámina Cold Rolled y Hot Rolled con refuerzos que permiten soportar presiones internas por aumento de temperatura y esfuerzos mecánicos de manejo e instalación del equipo.
- Radiadores: Adosados al tanque, en lámina Cold Rolled.

Accesorios y protecciones:

MAGNETRON S.A.S. ofrece diferentes esquemas de protección de los equipos, tanto por Alta Tensión, así como por Baja Tensión, así como elementos de control y alarma para controlar funciones básicas del equipo como son la válvula de sobre-presión, temperatura, nivel de aceite, generación de gases internos y control de humedad, de acuerdo con las necesidades del cliente.

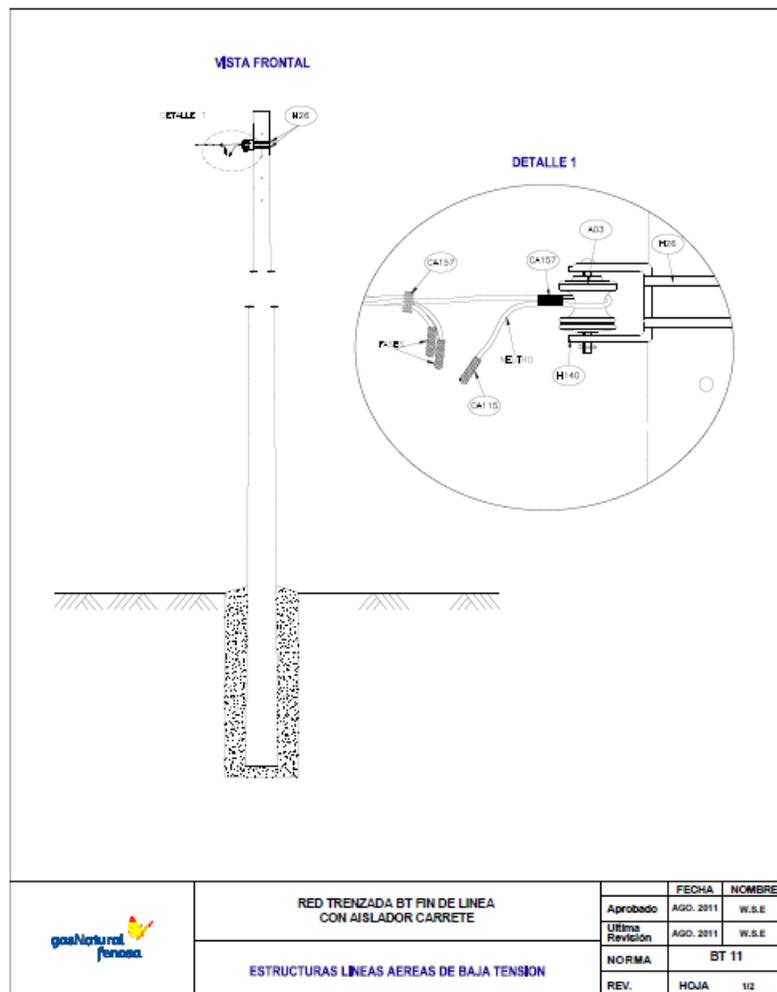


www.magnetron.com.co

F-MKT-03.E.1

MAGNETRON

ANEXO E ESTRUCTURAS



UNIDADES CONSTRUCTIVAS ASOCIADAS A ESTA ESTRUCTURA

Unidades Constructivas para Armado BT		
CODIGO	DESCRIPCION	CANT
1314301020	ARM BT (RT) FIN DE LINEA, ALIN Y ANG HASTA 60° CON AISL	1
1315301300	SELLAMIENTO CON TAPON PARA LINEA B.T. #2 - 4/0 AWG	3 ó 4
1305335030	AMARRA CABLE CON ALAMBRE DE AL No 8 AWG AISLADO 600 V	4
Unidad Constructiva para Mano de Obra de la Estructura		
5214302010	M.O. MONTAJE ARM BT (RT) FIN DE LINEA, ALIN Y ANG HASTA 60° CON AISL	1

Nota: La unidad constructiva de mano de obra comprende la totalidad del montaje de la estructura

LISTADO DE MATERIALES

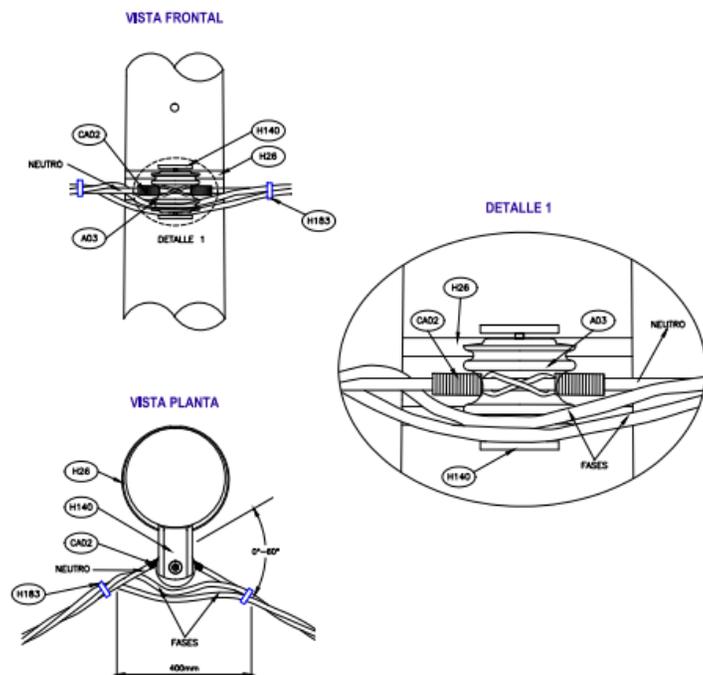
BT 11

SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANT
H 26	475368	CINTA ACERO INOXIDABLE 19 mm (3/4")	m	2
H 140	437859	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE	u	1
A 03	437855	AISLADOR PORCELANA CARRETE (ANSI 53-2)	u	1
H 183	529540	BRIDA DE SUECCION HASTA 100 MM	u	2
H 73	704164	HEBILLA ACERO INOXIDABLE PARA CINTA 19 mm (3/4")	u	2
CA 115	465138	TAPON SELLADOR PICABLE #2 - 4/0 AWG 600V	u	3 ó 4
CA 157	609488	ALAMBRE DE ALUMINIO No 8 AISLADO 600 V	m	4

	FECHA	NOMBRE
Aprobado	AGO. 2011	W.S.E
Última Revisión	AGO. 2011	W.S.E
NORMA	BT 11	
REV.	HOJA	2/2

**RED TRENZADA BT FIN DE LINEA
CON AISLADOR CARRETE**

ESTRUCTURAS LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION



	RED TRENZADA BT ALINEACION Y ANGULO HASTA 60° CON AISLADORE CARRETE	FECHA	NOMBRE
		Aprobado	AGO. 2011 W.S.E
	Última Revisión	AGO. 2011 W.S.E	
	NORMA	BT 12	
ESTRUCTURAS LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION	REV.	HOJA	1/2

UNIDADES CONSTRUCTIVAS ASOCIADAS A ESTA ESTRUCTURA

Unidades Constructivas para Armado BT		
CODIGO	DESCRIPCION	CANT
1314301020	ARM BT (RT) FIN DE LINEA, ALIN Y ANG HASTA 60° CON AISL	1
1305335030	AMARRA CABLE CON ALAMBRE DE AL No 8 AWG AISLADO 600 V	2
Unidad Constructiva para Mano de Obra de la Estructura		
5214302010	[M.O. MONTAJE ARM BT (RT) FIN DE LINEA, ALIN Y ANG HASTA 60° CON AISL	1

Nota: La unidad constructiva de mano de obra comprende la totalidad del montaje de la estructura

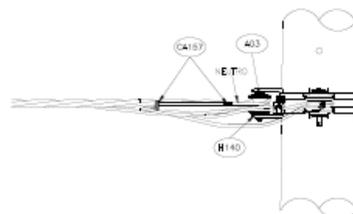
LISTADO DE MATERIALES

BT 12

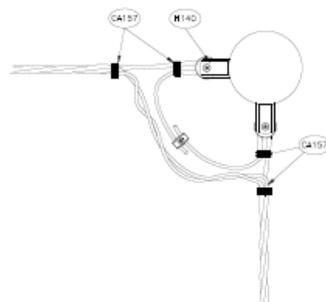
SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANT
H 26	475368	CINTA ACERO INOXIDABLE 19 mm (3/4")	m	2
H 140	437806	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE	u	1
A 03	437805	AISLADOR PORCELANA CARRETE (ANSI 53-2)	u	1
H 183	525640	BRIDA DE SUJECION HASTA 100 MM	u	2
H 73	704164	HEBILLA ACERO INOXIDABLE PARA CINTA 19 mm (3/4")	u	2
CA 157	806408	ALAMBRE DE ALUMINIO No 8 AISLADO 600 V	m	2

	RED TRENZADA BT ALINEACION Y ANGULO HASTA 60° CON AISLADORE CARRETE	FECHA	NOMBRE
		Aprobado	AGO. 2011 W.S.E
	Última Revisión	AGO. 2011 W.S.E	
	NORMA	BT 12	
ESTRUCTURAS LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION	REV.	HOJA	2/2

VISTA FRONTAL



VISTA PLANTA



UNIDADES CONSTRUCTIVAS ASOCIADAS A ESTA ESTRUCTURA

Unidades Constructivas para Armado BT		
CODIGO	DESCRIPCION	CANT
1314302020	ARM BT (RT) ANG (60° A 90°) Y ANCL (0° A 60°) CON AISL	1
1305335030	AMARRA CABLE CON ALAMBRE DE AL No 8 AWG AISLADO 600 V	8
Unidades Constructivas para Seleccionar Conector de Perforacion		
1218301600	DERIVACION BT CONECTOR PERFORACION UNA SALIDA (2 - 1/0 / 2-1/0)	1
1218301000	DERIVACION BT CONECTOR PERFORACION UNA SALIDA (1/0 - 4/0 / 1/0 - 4/0)	1
Unidad Constructiva para Mano de Obra de la Estructura		
5214302020	M.O. MONTAJE ARM BT (RT) ANG Y ANCL 0 A 90° CON AISL	1

Nota: La unidad constructiva de mano de obra comprende la totalidad del montaje de la estructura

LISTADO DE MATERIALES

BT 15

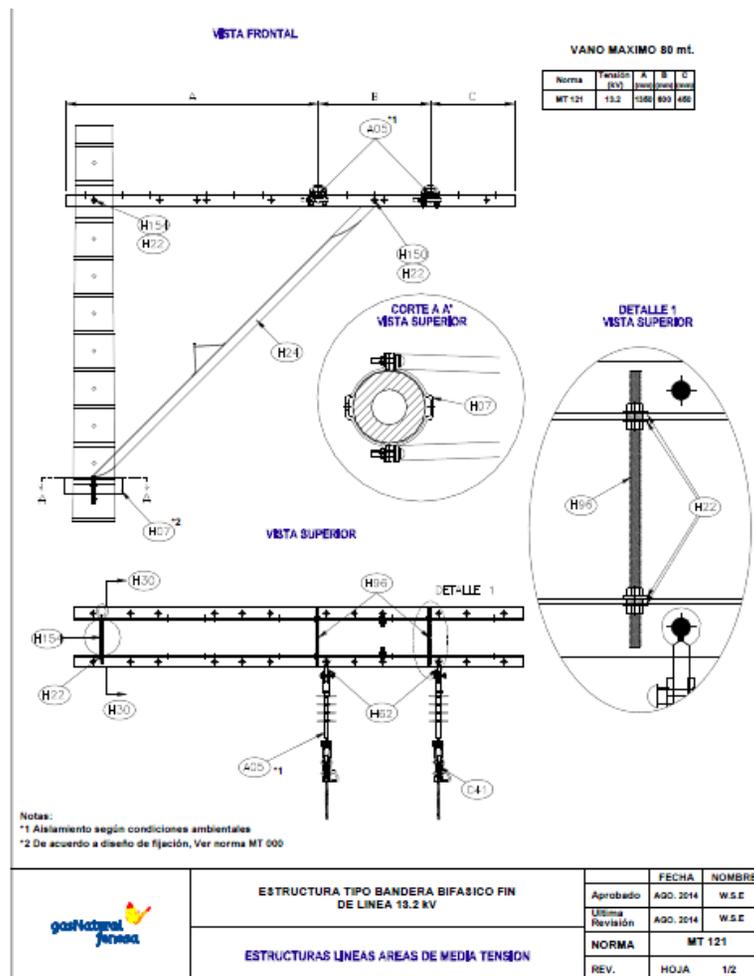
SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANT
H 26	475368	CINTA ACERO INOXIDABLE 19 mm (3/4")	m	2
H 140	437606	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE	u	2
A 03	437605	AISLADOR PORCELANA CARRETE (ANSI53-2)	u	2
H 73	704164	HEBILLA ACERO INOXIDABLE PARA CINTA 19 mm (3/4")	u	2
CA 157	609488	ALAMBRE DE ALUMINIO No 8 AISLADO 600 V	m	8
E 84	OPCION *1	CONECTOR DE PERFORACION UNA SALIDA	u	1

A continuación se desglosan los materiales marcados con opción:

OPCION	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANT
1	703753	CONECTOR DE PERFORACION UNA SALIDA 1/0-4/0 / 1/0-4/0	u	1
	703751	CONECTOR DE PERFORACION UNA SALIDA 2-1/0 / 2-1/0	u	1

	RED TRENZADA BT ANGULO 60° - 90° CON AISLADOR CARRETE	FECHA	NOMBRE
		Aprobado	AGO. 2011
	Ultima Revisión	AGO. 2011	W.S.E
	NORMA	BT 15	
ESTRUCTURAS LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION	REV.	HOJA	1/2

	RED TRENZADA BT ANGULO 60° - 90° CON AISLADOR CARRETE	FECHA	NOMBRE
		Aprobado	AGO. 2011
	Ultima Revisión	AGO. 2011	W.S.E
	NORMA	BT 15	
ESTRUCTURAS LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION	REV.	HOJA	2/2



LISTADO DE MATERIALES

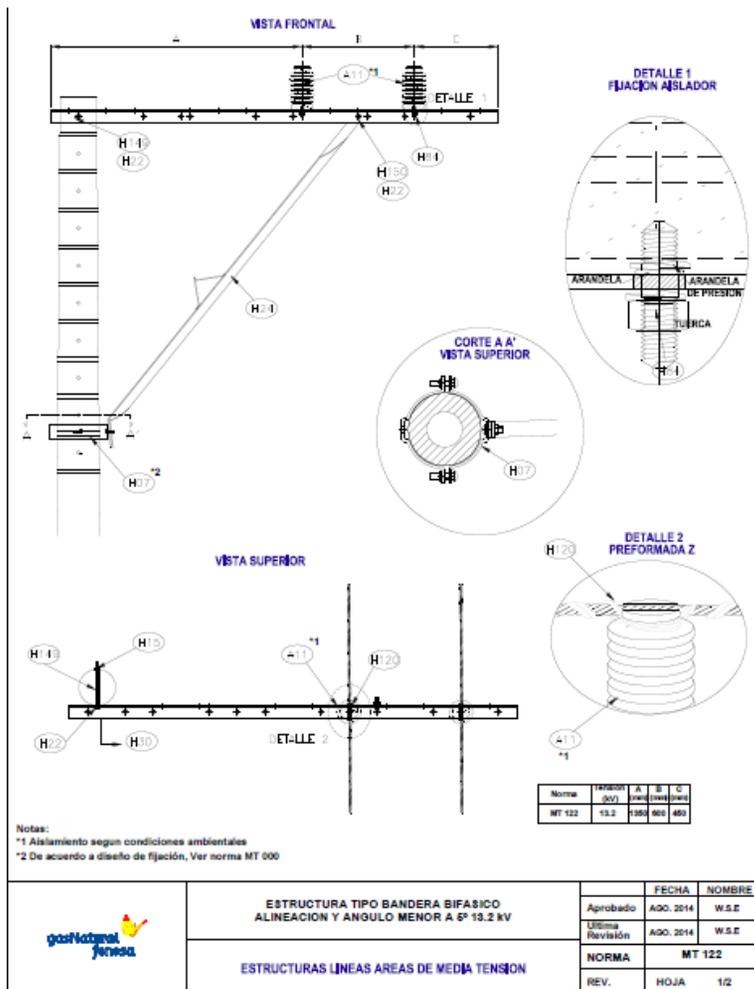
MT 121

SÍMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UN DAD	CANT
H07	OPCIÓN 2	ARRAZADERA CON FERMÓ DE CARRUAJE	J	1
A05	OPCIÓN 1	ARIELADOR COMPLETO TIPO SUSPENSIÓN	J	1
H22	440 944	ARANDELA PLANA REDONDA Ø8	J	10
H35	25 253	CRUCETA METÁLICA CONF. BANDEJA 2403mm	J	2
H24	464 431	DIAGONAL ANGULAR 7 PIES	J	2
G41	OPCIÓN 3	GRAPA DE RETENCIÓN RECTA	J	2
H32	507 410	TORNILLO CARRO ROLLO Nº1 1000kg	J	2
H38	55 262	PERNO ROSCA CORRIERA ACERO GALVANIZADO 5/8" x 12"	J	2
H104	437 908	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON OJO 5/8" x 12"	J	1
H100	437 904	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON TUERCA 5/8" x 2"	J	2

A continuación se detallan los asteriscos marcados con las cifras en las opciones:

OPCIÓN	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UN DAD	CANT
1	441 248	ARIELADOR COMPLETO TIPO SUSPENSIÓN ANIL DE 25.70 KV	J	2
	478 540	ARIELADOR COMPLETO TIPO SUSPENSIÓN ANIL DE 25.70 KV	J	2
2	464 246	ARRAZADERA DE 240 mm CON FERMÓ CARRUAJE	J	1
	464 200	ARRAZADERA DE 200 mm CON FERMÓ CARRUAJE	J	1
3	H91 252	ARREGLADOR DE 250 mm CON LINDA CARRO ROLLO	J	1
	400 900	GRAPA DE RETENCIÓN RECTA 40 AWG - 265 S MCM	J	2
	408 402	GRAPA DE RETENCIÓN FIDELA 335,4 - 477 MCM	J	2

	ESTRUCTURA TIPO BANDERA BIFASICO FIN DE LINEA 13.2 KV	FECHA	NOMBRE
		Aprobado	AGO. 2014
Ultima Revisión	AGO. 2014	W.S.E	
NORMA	MT 121		
REV.	HOJA	2/2	



ESTRUCTURA TIPO BANDERA BIFASICO
 ALINEACION Y ANGULO MENOR A 5° 13.2 kV

ESTRUCTURAS LINEAS AREAS DE MEDIA TENSION

	FECHA	NOMBRE
Aprobado	AGO. 2014	W.S.E
Última Revisión	AGO. 2014	W.S.E
NORMA	MT 122	
REV.	HOJA	1/2

LISTADO DE MATERIALES MT 122

SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANT
H07	OPCIÓN *2	ABRAZADERA CON 1 PERNO DE CARRUAJE	u	1
A11	OPCIÓN *1	AISLADOR TIPO POSTE	u	2
H15	441 264	ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4"x2-1/4"x3/16"	u	1
H22	440 944	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	u	5
H30	931 052	CRUCETA METALICA CONF. BANDERA 2400 mm	u	1
H24	484 431	DIAGONAL ANGULAR 7 PIES	u	1
H84	437 655	PERNO CORTO ACERO GALVANIZADO 3/4"x3/4"x3"	u	2
H120	OPCIÓN *3	RETENCION PREFORMADA *2	u	2
H100	437 654	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON TUERCA 5/8" x 2"	u	1
H149	437 651	TORNILLO DE ACERO GALVANIZADO CON TUERCA 5/8" x 12"	u	1

A continuación se desglosan los materiales marcados con las diferentes opciones:

OPCION	CODIGO	DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANT
1	438 901	AISLADOR DE PORCELANA TIPO POSTE 13.2KV (ANSI 57-1)	u	2
	930 954	AISLADOR COMPUESTO HIBRIDO 13.2KV	u	2
2	464 245	ABRAZADERA DE 180 mm CON PERNO CARRUAJE	u	1
	464 250	ABRAZADERA DE 200 mm CON PERNO CARRUAJE	u	1
	464 252	ABRAZADERA DE 220 mm CON PERNO CARRUAJE	u	1
	437 707	RETENCION PREF. *2 AIS. 57/1-3 ACSR 1/0 AWG (AAAC 123.3 MCM)	u	2
3	525 794	RETENCION PREF. *2 AIS. 57/1-3 ACSR 4/0 AWG (AAAC 246.9 MCM)	u	2
	806 064	RETENCION PREF. *2 ACSR 1/0 AWG (AAAC 123.3 MCM) AISL. HIBRIDO	u	2
	806 063	RETENCION PREF. *2 ACSR 4/0 AWG (AAAC 246.9 MCM) AISL. HIBRIDO	u	2

ESTRUCTURA TIPO BANDERA BIFASICO
 ALINEACION Y ANGULO MENOR A 5° 13.2 kV

ESTRUCTURAS LINEAS AREAS DE MEDIA TENSION

	FECHA	NOMBRE
Aprobado	AGO. 2014	W.S.E
Última Revisión	AGO. 2014	W.S.E
NORMA	MT 122	
REV.	HOJA	2/2

* Ver demás estructuras en Proyecto tipo de líneas de media tensión Norma Electricaribe.

**ANEXO F
PRESUPUESTO DETALLADO.**

PROYECTO CALLE REAL_LOS PAMITOS

CODIGO MATERIAL	DESCRIPCION DEL MATERIAL	VALOR UNITARIO	APORTACION MATERIAL	CANTIDAD MATERIAL	VALOR TOT ELECTR	VALOR TOT CONTRAT
300881	GRAVA	\$ 62.082,24	C	5	\$ -	\$ 334.623,25
434435	CABLE ACERO GALVANIZADO P/RETENIDA 3/8"	\$ 2.554,32	E	483	\$ 1.233.736,56	\$ -
434470	CONDUCTOR COBRE DESNUDO 7 HILOS NO 2 AWG	\$ 7.197,73	E	67	\$ 482.247,91	\$ -
436978	CONDUCTOR AL-ACERO ACSR 1/0 AWG(RAVEN)	\$ 1.398,88	E	2.996	\$ 4.191.030,49	\$ -
436991	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2KV(ANSI-57-1)	\$ 24.273,39	E	89	\$ 2.160.331,71	\$ -
437596	CONECTOR CUqA A PRESIsN AGW 1/0-AGW 1/0	\$ 8.618,25	E	80	\$ 689.460,00	\$ -
437603	CONECTOR CU?A A PRESI?N CON ESTRIBO AGW 1/0	\$ 16.182,55	E	10	\$ 161.825,50	\$ -
437651	TORNILLO AC.GALVANIZ.C/T 5/8"X12"	\$ 3.764,72	C	46	\$ -	\$ 173.176,94
437655	PERNO CORTO AC.GALVANIZ.3/4"-3/4"X3"	\$ 4.763,49	C	91	\$ -	\$ 433.477,95
437658	TORNILLO AC.GALVANIZ.CON OJO.C.T.5/8"X12"	\$ 6.967,69	C	31	\$ -	\$ 215.998,42
437659	TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8"	\$ 244,66	C	28	\$ -	\$ 6.850,37
437661	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO 5/8"	\$ 7.244,41	C	31	\$ -	\$ 224.576,62
437707	RETENCI?N PREF."Z" AIS.57/1-3 ACSR.1/0	\$ 10.770,60	E	45	\$ 484.677,00	\$ -
437713	RETENCI?N PREF."OMEGA DOB" AIS.57/1-3 ACSR.1/0	\$ 6.848,98	E	22	\$ 150.677,56	\$ -
437805	AISLADOR PORCELANA CARRETE (ANSI 53-2)	\$ 1.395,06	E	64	\$ 89.283,84	\$ -
437806	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE	\$ 6.384,65	E	40	\$ 255.386,00	\$ -
440860	GRAPA CONEXION CABLE TIERRA SIN TORNILLO 5/8"	\$ 1.919,17	C	28	\$ -	\$ 53.736,87
440944	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	\$ 263,65	C	277	\$ -	\$ 73.030,50
440945	ARANDELA DE PRESION 5/8"	\$ 352,71	C	28	\$ -	\$ 9.875,96
441249	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSION 13,2 KV_70KN	\$ 20.489,57	E	40	\$ 819.582,80	\$ -
441264	ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4X2-1/4X3/16"	\$ 938,22	C	43	\$ -	\$ 40.343,25

446119	TRANSFORMADOR DIST 13.2 KV 37.5 KVA CONVENCION	\$ 2.295.273,89	E	1	\$ 2.295.273,89	\$ -
450114	PERNO ROSCA CORRIDA AC.GALVANIZADO 5/8"X20"----	\$ 6.250,39	C	2	\$ -	\$ 12.500,78
450949	GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA COND. AWG 1/0(RAVEN	\$ 10.812,79	E	40	\$ 432.511,60	\$ -
454857	CONECTOR AMOVIBLE PARA ESTRIBO	\$ 37.751,04	E	10	\$ 377.510,40	\$ -
458467	GUARDACABOS PARA RETENCION CABLE ACERO 3/8"	\$ 1.369,32	C	34	\$ -	\$ 46.556,88
458479	VARILLA ANCLAJE DE OJO C.T. 3/4"X8	\$ 23.318,62	E	1	\$ 23.318,62	\$ -
458484	TORNILLO AC.GALVANIZ.C.T.5/8"X3"	\$ 1.265,98	C	35	\$ -	\$ 44.309,41
458524	COND. TRENZADO TRIPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	\$ 5.581,09	E	164	\$ 913.345,38	\$ -
458525	COND. TRENZADO TRIPLEX 4/0AAC-4/0AAAC	\$ 9.659,46	E	903	\$ 8.724.327,68	\$ -
459733	POSTE DE CONCRETO DE 9m x 510 kg	\$ 290.973,31	E	7	\$ 2.036.813,17	\$ -
459805	ALAMBRE COBRE AISLADO NO. 8 AWG, 600 V	\$ 2.121,97	E	40	\$ 84.878,80	\$ -
464231	ABRAZADERA DOBLE DE 140 MM (5 A 6")	\$ 11.556,61	C	56	\$ -	\$ 647.170,27
464252	ABRAZADERA DOBLE DE 220 mm (8 A 9")	\$ 12.841,62	C	25	\$ -	\$ 321.040,43
464273	CINTA DE 3/4" ACERO INOXIDABLE	\$ 1.363,78	E	30	\$ 41.527,10	\$ -
464431	BRAZO ANGULAR DE 7 PIES X 2 X 3/16"	\$ 35.563,94	E	35	\$ 1.244.737,90	\$ -
464552	ARANDELA DE FE GALV. DE 4" X 4" X 3/4"	\$ 2.721,99	C	1	\$ -	\$ 2.721,99
464584	PERCHA SECUNDA 8" SEPARACION, P/ 4 ALAMBRES	\$ 28.097,75	E	8	\$ 224.782,00	\$ -
464705	PERNO DE CARRUAJE DE 5/8 X 3"	\$ 1.613,96	C	15	\$ -	\$ 24.209,33
464856	PERNO DE CARRUAJE DE 5/8" X 6"	\$ 2.610,37	C	2	\$ -	\$ 5.220,74
465076	CAJA TIPO INTEMPERIE PARA 4 ACOMETIDAS	\$ 97.516,59	E	14	\$ 1.365.232,26	\$ -
465138	TAPON SELLADOR P/CABLE 1/0 XLPE-90 600V	\$ 2.048,99	C	174	\$ -	\$ 356.524,96
465239	POSTE DE CONCRETO DE 12m x 1050 kg	\$ 764.960,03	E	4	\$ 3.059.840,12	\$ -
465349	GRAPA PRENSORA 3 TORNILLOS 5/8" ACER GAL	\$ 7.449,36	E	76	\$ 566.151,36	\$ -
474072	FUSIBLE DE EXPULSION 3 A TIPO D	\$ 2.262,00	E	4	\$ 9.048,00	\$ -
475174	POSTE DE CONCRETO DE 12m x 750 kg	\$ 559.062,96	E	7	\$ 3.913.440,72	\$ -
475277	TRAFO 1F, 13200/240/120 V-25 KVA	\$ 2.001.717,70	E	1	\$ 2.001.717,70	\$ -
475964	SOPORTE PARARRAYO SOBRE TRANSFORMADOR 13.2 KV	\$ 4.750,44	C	10	\$ -	\$ 47.504,35
480312	POSTE HORM PRET CEN VIB 1250 DAN 12 M	\$ 1.937.151,24	E	3	\$ 5.811.453,72	\$ -

525640	BRIDA DE SUJECCION HASTA 100 MM	\$ 713,70	E	1.302	\$ 929.237,40	\$ -
526185	TORNILLO AC.GALVANIZ.CON OJO.C.T.5/8"X10"	\$ 6.101,94	C	1	\$ -	\$ 6.101,94
528892	CONDUCTOR CONCENTRICO 3XN?4 COBRE	\$ 15.880,20	E	53	\$ 841.650,60	\$ -
529859	BASE CORTACIRCUITOS FUSIBLE 27 KV 200 A	\$ 51.121,87	E	13	\$ 664.584,31	\$ -
529928	TUBO PORTAFUSIBLE EXPULSI?N 27 KV_100A	\$ 40.021,42	E	13	\$ 520.278,46	\$ -
530559	TERMINAL COMPRESISN PLETINA COND. CU #2	\$ 4.991,66	E	40	\$ 199.666,40	\$ -
551265	CRUCETA ANGULAR METALICA 1400 MM	\$ 73.920,49	E	2	\$ 147.840,98	\$ -
551266	CRUCETA ANGULAR METALICA 1800 MM	\$ 91.915,64	E	2	\$ 183.831,28	\$ -
551267	CRUCETA ANGULAR METALICA 2400 MM	\$ 101.746,57	E	17	\$ 1.729.691,69	\$ -
551282	PERNO ROSCA CORRIDA AC.GALVANIZADO 5/8"X12"	\$ 4.521,22	C	39	\$ -	\$ 176.327,70
551418	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11 300 KG	\$ 6.361,12	E	40	\$ 254.444,80	\$ -
551556	SOPORTE P/SECC. FUSIBLE EN CRUCETA ANGULAR	\$ 4.822,00	E	13	\$ 62.686,00	\$ -
551557	FLEJE DE SUJECCION 20X0,7 MM	\$ 2.584,24	C	102	\$ -	\$ 263.592,58
551558	CAJA DERIVACI?N MONOFASICA 9 SALIDAS 1000V	\$ 162.400,28	E	26	\$ 4.222.407,28	\$ -
690293	TERMINAL COMPRESION PLETINA COND.1/0 AWG	\$ 5.414,88	E	6	\$ 32.489,28	\$ -
690294	TERMINAL COMPRESION PLETINA COND.4/0 AWG	\$ 9.686,00	E	6	\$ 58.116,00	\$ -
691359	PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 KV-10 KA-SN	\$ 70.815,00	E	10	\$ 708.150,00	\$ -
699901	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	\$ 4.069,91	E	20	\$ 81.398,20	\$ -
703751	CONECTOR DE PERFORACION 1/0-#2 / 1/0-#6	\$ 6.670,00	E	9	\$ 60.030,00	\$ -
703753	CONECTOR DE PERFORACI?N 4/0-1/0 / 4/0-#2	\$ 7.192,00	E	168	\$ 1.208.256,00	\$ -
704164	HEBILLA FLEJE DE SUJECCION	\$ 801,64	C	102	\$ -	\$ 81.766,87
707561	AISLADOR PORCEL. TIPO TENSOR 3/8" ANSI 54-2	\$ 5.088,15	E	1	\$ 5.088,15	\$ -
707868	ANCLA DE HORMIGON	\$ 34.800,00	E	1	\$ 34.800,00	\$ -
807940	POSTE HPC/HPV 9M 1050KG	\$ 471.000,00	E	11	\$ 5.181.000,00	\$ -
807941	POSTE HPC/HPV 9M 750KG	\$ 311.000,00	E	5	\$ 1.555.000,00	\$ -
807946	POSTE CONCRETO 12M 510KG	\$ 460.000,00	E	9	\$ 4.140.000,00	\$ -
807947	POSTE CONCRETO 12M 1350KG	\$ 838.000,00	E	3	\$ 2.514.000,00	\$ -
808485	SPT ACERO AUSTENITICO MT P/POSTE 14M	\$ 135.000,00	E	4	\$ 2.025.000,00	\$ -

931570	SPT BT ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO	\$ 104.924,26	E	14	\$ 8.813.637,84	\$ -
930835	MANTA ANTI-HURTO Y REPARACION DE CABLES	\$ 39.015,44	E	11	\$ 429.169,84	\$ -
931053	CRUCETA METALICA 2400 MM BANDERA	\$ 55.108,59	E	35	\$ 1.928.800,65	\$ -
526792	M3 DE HORMIG?N	\$ 390.773,74	C	26	\$ -	\$ 18.088.916,33
931077	FUSIBLE DE EXPULSI?N 2 A TIPO D	\$ 2.262,00	E	6	\$ 13.572,00	\$ -

PRESUPUESTO TOTAL DE MATERIALES ECA					\$ 82.388.976,95
--	--	--	--	--	-------------------------

PRESUPUESTO TOTAL DE MATERIALES CONTRATISTA					\$ 21.690.154,66
--	--	--	--	--	-------------------------

COSTO TOTAL MATERIALES					\$ 104.079.131,61
-------------------------------	--	--	--	--	--------------------------

ANEXO G

HOJA DE DATOS ALUMBRADO PÚBLICO

SYLVANIA

Alumbrado Publico

**Lum LED AP 60W DL UL UNV NOVA
P25360**



Luminaria tipo LED, para iluminación vial diseño moderno, de alta potencia de accionamiento, con estructura térmica, brinda una alta luminosidad, para uso en exteriores.

CARACTERISTICAS

- Convección de aire
- Chip de LED de alta eficiencia
- Resistencia al viento
- Fácil instalación

APLICACIONES

- Avenidas secundarias
- Parques
- Estacionamientos
- Puentes

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

CODIGO

P25360

NOMBRE DEL PRODUCTO

Lum LED AP 60W DL UL UNV NOVA

TECNOLOGIA

LED

DESCRIPCION

Luminaria para iluminación vial, diseño versátil y moderno, convección de aire entre módulos para disipar el calor, alta eficiencia hasta 80lm/W, fácil de instalar, reduce costes de mantenimiento.



ENCENDIDO
INSTANTANEO



AHORRO
DE ENERGIA



by HAVELLS SYLVANIA

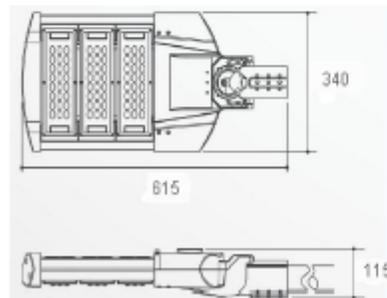
SYLVANIA

Alumbrado Publico

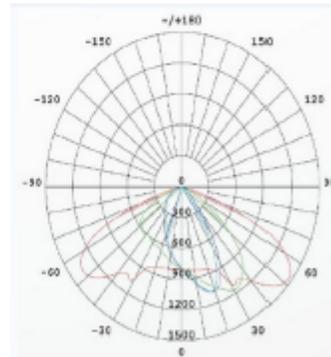
Lum LED AP 60W DL UL UNV NOVA
P25360

DATOS ÓPTICOS	DATOS FÍSICOS	DATOS ELECTRICOS
ANGULO DE APERTURA 145°	CLASIFICACIÓN IP IP65	CONSUMO TOTAL DE POTENCIA (W) 60W
FLUJO LUMINOSO (lm) 4800lm	COLOR Gris	VOLTAJE 100-240VAC
TIPO DE DISTRIBUCIÓN Directo Simétrico	MONTAJE Fijación en poste - brazo de 35 a 45 (mm)	EFICACIA 80lm/W
IRC >70Ra	DIMENSIONES (L x W x H) (mm) 615 x 340 x 115	TEMPERATURA AMBIENTE -25°C ~ 45°C
VIDA ÚTIL 50000h	CHASIS Cuerpo en inyección de aluminio.	
TEMPERATURA DE COLOR 6000K		

DIMENSIONES



FOTOMETRIA



by HAVELLS SYLVANIA

ANEXO H
Características Generales De Los Conductores ACSR

Denominación		336,4 kcmil	266,8 kcmil	4/0 AWG	1/0 AWG	
		Linnet	Partridge	Penguin	Raven	
Sección Transversal	Total (mm ²)	198,17	157,21	125,09	62,43	
	Aluminio (mm ²)	170,45	135,19	107,22	53,51	
	Acero (mm ²)	27,72	22,02	17,87	8,92	
Composición	Aluminio	Nº Alambres	26	26	6	6
		Diámetro (mm)	2,89	2,57	4,77	3,37
	Acero	Nº Alambres	7	7	1	1
		Diámetro (mm)	2,25	2,00	4,77	3,37
Diámetro Nominal del Cable (mm)		18,29	16,307	14,31	10,109	
Peso (daN/m)		0,6747	0,5355	0,4246	0,2118	
Carga de Rotura (daN)		≥ 6 270	≥ 5 028	≥ 3 716	≥ 1 949	
Modulo de elasticidad (daN/mm ²)		≤ 7 700	≤ 7 700	≤ 8 100	≤ 8 100	
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		≤ 18,9 x 10 ⁻⁶		≤ 19,1 x 10 ⁻⁶		
Resistencia Eléctrica en CA a 75°C (Ω/km)		0,2038	0,2570	0,3241	0,6494	
Resistencia Eléctrica en CC a 20°C (Ω/km)		0,1652	0,2083	0,2627	0,5264	
Densidad máxima de corriente (A/mm ²)		2,90	3,16	3,12	4,22	
Intensidad Max. Admisible (A) (*)		494,52	427,67	334,54	226,06	