

**PROGRAMA DISEÑADO PARA EL DESARROLLO DEL CÁLCULO
ELÉCTRICO Y MECÁNICO DE LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA Y
BAJA TENSIÓN HASTA UN NIVEL DE 34,5 KV**

MANUAL TÉCNICO

**JOSE MARIA PANA IGUARAN
OSWALDO ANTONIO SERRANO ILLIDGE**

**PROYECTO DE TESIS PRESENTADO PARA OPTAR EL TITULO DE
INGENIERO DE SISTEMAS**

**CESAR ANTONIO GOMEZ VIZCAINO
ING. ELECTRICISTA
Director**

**UNIVERSIDAD DEL MAGDALENA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERIA DE SISTEMAS
SANTA MARTA 2006**

TABLA DE CONTENIDO

	Nº Pág.
Introducción	1
1. Arquitectura del sistema	2
2. Herramienta de desarrollo	2
3. Sistema manejador de base de datos	3
3.1 Sistema manejador de base de datos utilizado	4
4. Diagramas uml	4
4.1. Escenarios de casos de usos	5
4.2. Diagrama de clases	37
4.3. Diagrama de secuencia	39
5. Diseño del modelo de la base de datos	46
5.1. Modelo entidad relación	46
5.2. Script de la base de datos	47
5.3. Diccionario de datos	57
6. Requerimientos del hardware	68
6.1. Requerimientos del servidor de base de datos	68
6.2. Requerimientos de los clientes	69
7. Especificaciones técnicas	70

TABLAS

	Nº Pág.
Tabla 1. Actor administrado	5
Tabla 2. Actor Usuario	5
Tabla3. Escenario Validar Usuario	6
Tabla 4. Escenario Crear Usuario	8
Tabla 5. Escenario Modificar Usuario	11
Tabla 6. Escenario Buscar Usuario	13
Tabla 7. Escenario Eliminar Usuario	15
Tabla 8. Escenario Crear Proyecto	17
Tabla 9. Escenario Buscar Proyecto	19
Tabla 10. Escenario Modificar Proyecto	20
Tabla 11. Escenario Eliminar Proyecto	21
Tabla 12. Escenario Seleccionar Proyecto	23
Tabla 13. Escenario Tipo Proyecto	25
Tabla 14. Escenario Cálculo Eléctrico	27
Tabla 15. Escenario Cálculo Mecánico	30
Tabla 16. Escenario Distancia de Seguridad	34
Tabla 17. Diccionario de Datos Tabla Usuario	58
Tabla 18. Diccionario de Datos Tabla Proyecto	59
Tabla 19. Diccionario de Datos Tabla Usuario _ proyecto	60
Tabla 20. Diccionario de Datos Tabla Tipo _ proyecto	61
Tabla 21. Diccionario de Datos Tabla Apoyo	62
Tabla 22. Diccionario de Datos Tabla Cálculo _ regulación	64
Tabla 23. Diccionario de Datos Tabla Regulación_Pérdida_Potencia	66
Tabla 24. Requerimientos del Servidor de Base de Datos	68
Tabla 25. Requerimientos del Cliente de Base de Datos	69

FIGURAS

	Nº Pág.
Figura 1. Diagrama de Casos de Uso	36
Figura 2. Diagrama de Clases	38
Figura 3. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Validar Usuario	39
Figura 4. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Crear Usuario	39
Figura 5. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Modificar Usuario	40
Figura 6. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Buscar Usuario	40
Figura 7. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Eliminar Usuario	41
Figura 8. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Crear Proyecto	41
Figura 9. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Buscar Proyecto	42
Figura 10. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Modificar Proyecto	42
Figura 11. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Eliminar Proyecto	43
Figura 12. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Seleccionar Proyecto	43
Figura 13. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Tipo de Proyecto	44
Figura 14. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Cálculo Eléctrico	44
Figura 15. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Cálculo Mecánico	45
Figura 16. Diagrama de Secuencia Caso de Uso Distancia de Seguridad	45
Figura 17. Diagrama del Modelo Entidad-Relación	46

ASPECTOS GENERALES DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día el recurso más valioso que se tiene es el tiempo, ningún otro puede competir con este intangible. Su uso, manejo y administración, combinada con el conocimiento oportuno de la información proporciona el éxito a una empresa en particular, es por esta razón que las compañías desarrollan técnicas por medio de las cuales están en capacidad para competir en el mercado laboral.

Existen diferentes aplicaciones que facilitan la ejecución de las tareas de cálculo en las diferentes ramas de la ingeniería, disminuyendo, con ello el riesgo de error, ya sea por enajenación o simplemente por lo complejo y/o extenso de las operaciones, errores que pueden resultar en mayores costos de producción, o en fallas de diseño que puedan poner en riesgo la estabilidad de un proyecto, o en el peor de los casos vidas humanas.

Los recursos tecnológicos avanzan cada vez mas en el ámbito empresarial dando así mayor oportunidad a los diferentes sectores de utilizar herramientas para facilitar el desarrollo de labores que antes nos llevaban más tiempo en realizar; logrando así alcanzar metas propuestas en tiempos determinados. Por esta razón y por la necesidad de ser más eficientes y por consiguiente más productivos, se diseñará una herramienta, que facilite y agilice las tareas de los ingenieros, técnicos o tecnólogos que laboran actualmente en la empresa Megaelectric encaminados a la elaboración de proyectos de infraestructura, dichos proyectos se bifurcan en dos grandes actividades, una es el desarrollo de los cálculos eléctricos y mecánicos de las diferentes líneas y redes eléctricas y por otro lado tenemos la implementación de los mismos. La principal necesidad que ostenta Megaelectric es disminuir la

cantidad de tiempo y esfuerzo que se presenta en la elaboración de un proyecto dado, a esta empresa le toma un período de una a dos semanas la realización de los cálculos ya mencionados, que son realizados en la actualidad de forma manual utilizando las herramientas proporcionadas por Excel; este proceso presenta grandes falencias debido a que las simulaciones necesarias son realizadas ineficientemente y retardan el proceso de ejecución ya que son requeridas de antemano para poder dar comienzo a la implementación de un proyecto en un momento determinado. Un sistema como el planteado permite el cálculo práctico y metódico a profesionales y estudiantes, interesados en el diseño de redes eléctricas de media tensión hasta 34 kV, y baja tensión, aplicando las normas exigidas, para tal fin utilizaremos la plataforma .net de Microsoft que nos proporcionara las herramientas adecuadas para lograr un manejo óptimo de los recursos, que en tiempos anteriores se manejaban de manera ambigua y obsoleta, atrasando así las actividades que estaban determinadas, para llevar a cabo la culminación de esta aplicación utilizaremos la herramienta VISUAL BASIC .NET a petición de la empresa megaelectric la cual presta sus servicios a la universidad del magdalena en diferentes ramas de la ingeniería.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Uno de los principales requerimientos de toda empresas es disminuir al máximo el conjunto de errores presentados al desarrollar los cálculos previstos, dichos errores se trasforman en tiempo de producción lo que a su vez significa mayores costos económicos y laborales. Por tal razón el desarrollo de esta propuesta pretende definir las características y tipos de materiales a utilizar en una red o línea eléctrica hasta un nivel de tensión de 34.500 Voltios mediante la obtención de una serie de resultados esperados, que a su vez son utilizados en los diseños de interconexión, electrificación, distribución y remodelación de redes y líneas eléctricas (media tensión). teniendo en cuenta que el reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas (Retie) contempla que los Ingenieros Electromecánicos pueden realizar actividades de diseño, dirección, construcción, supervisión, recepción, operación, mantenimiento e inspección de toda instalación eléctrica de corriente alterna hasta 500 kV , pretendemos mediante el diseño e implementación de esta aplicación brindarle un soporte ágil y consistente a la hora de toma de decisiones , así como disminuir en un porcentaje muy alto los márgenes de errores presentados actualmente debido al alto grado de dificultad y extensión que presenta la ejecución de dichas actividades , es de notar que el diseño planteado no solo se encuentra dirigido a la creación de nuevas líneas o redes eléctricas si no que también será de gran ayuda al momento de realizar mantenimiento de antiguas instalaciones ,también será utilizado como un soporte para el balance de diversos cálculos independientes o no realizados de forma empírica o manual

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Tomando en cuenta la inexistencia de un soporte teórico o antecedente sobre procedimientos de este tipo, y los pocos estudios que en el ámbito Colombiano permitan contrastar con nuestra investigación, establecieron la necesidad de realizar el presente proyecto de tesis de grado que pretende revelar la necesidad de software de este tipo para facilitar las tareas que a diario realizan en empresas como Megaelectric.

Es imprescindible en todo desarrollo de software, dejar especificado todo lo concerniente al manejo técnico del sistema de información; la puesta marcha y los posibles mantenimientos por parte de personas diferentes a los desarrolladores; será un elemento determinante dentro las especificaciones técnicas de sistema de información para su correcto uso e instalación.

Es por esto que surge la inevitable tarea de plantearnos interrogantes acerca de las necesidades que hay que suplir en el ámbito sistemático.

¿Cómo encontrar herramientas que faciliten la comprobación de cálculos realizados en el diseño e redes eléctricas?.

¿Existirán alternativas eficaces de trabajo para realizar los cálculos concernientes a cada proyecto eléctrico?

Notamos que es muy ambiguo la manera de realizar estos cálculos realizándolos por medio de Excel y demorados en su elaboración, además de esto el margen de error aumenta por este método tan obsoleto de realizar esta actividades diarias en empresas que pueden contar con un software de esta magnitud sirviendo de gran ayuda a que los cálculos sean mas precisos y menos demorados cada día.

1.4 DELIMITACIÓN DEL ESPACIO TEMPORAL Y GEOGRÁFICO

1.4.1. UNIVERSO GEOGRÁFICO

El presente estudio se realizará en el Distrito Turístico, Cultural e Histórico de Santa Marta, Departamento del Magdalena, el cual se encuentra localizado a los 11°5´ de latitud Norte y 74°13´ de Longitud Oeste del Meridiano de Greenwich. Tiene una altura de 6 metros sobre el nivel del mar y un área territorial de 2.381 Km. cuadrados. Sus límites son: Al Norte con el Mar Caribe; por el Oriente con el Departamento de la Guajira; por el Sur con Aracataca y Ciénaga, y, por el Occidente con el Mar Caribe.

La contrastación se efectuará con una muestra de las pymes industriales registradas en la cámara de comercio del distrito anteriormente mencionado.

1.4.2. DELIMITACIÓN DEL ESPACIO TEMPORAL.

El espacio temporal de la presente investigación comprenderá los años de 2005 a 2006. La investigación recogerá información de fuente secundaria relacionada con estudios acerca de artículos, libros y tesis de Grado, realizados en los años comprendidos. La información de fuente primaria y de archivo se recogerá durante el período comprendido entre el cuarto trimestre de 2005 y el segundo trimestre de 2006.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un software capaz de realizar los diversos cálculos eléctricos y mecánicos de línea eléctrica de media y baja tensión hasta un nivel de tensión de 34.500 Voltios, para la empresa Megaelectric ubicada en la ciudad de Santa Marta.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Determinar los diferentes parámetros eléctricos que se utilizan en los cálculos de una red o línea eléctrica hasta un nivel de tensión de 34.500 Voltios.
- ❖ Analizar los cálculos básicos necesarios empleados en el diseño de redes o líneas eléctricas aéreas.
- ❖ Identificar las características de los materiales a utilizar en un diseño de red o línea eléctrica (apoyos, armados, conductores, transformadores, etc).
- ❖ Difundir la utilidad de los dispositivos de computación en el ámbito de la ingeniería.
- ❖ Proporcionar una herramienta como apoyo o soporte técnico al momento de realizar los respectivos análisis.
- ❖ Disminuir la cantidad de tiempo en la realización de un proyecto.
- ❖ Reducir el margen de error que se presenta en el momento de realizar las distintas simulaciones.

II. MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO TEÓRICO.

Para el desarrollo de la aplicación se tendrán en cuenta las definiciones que aparecen a continuación.

ACSR: conductor, cableado concéntricamente, compuesto por una o más capas de alambre de aleación de aluminio, cableado con un núcleo de acero de alta resistencia. El núcleo puede estar conformado por un alambre de acero simple o por varios, cableados, dependiendo del tamaño.

APOYO (POSTE): 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 estructuras.

ARMADO: Elementos sustentadores de los conductores de media tensión, así como aquellos necesarios para facilitar la conexión de la línea al transformador, en el caso de Centros de Transformación.

ARQUITECTURA DE RED: Documento que establece las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red actual y de las redes que se planifiquen en el futuro.

BONDER: Alambre de cobre desnudo calibre No. 4 AWG, que se coloca a lo largo de las crucetas de madera para aterrizar los herrajes al poste.

CANTON: Conjunto de vanos comprendidos entre dos apoyos de anclaje.

CARGA DE DISEÑO: La máxima carga aplicada a 20 cm. de la cima, para la cual ha sido calculado y diseñado el poste.

CARGA DE ROTURA: Es aquella que aplicada a 20cm de la cima, origina el agotamiento del poste por flexión, produciendo, en una sección del mismo, el fallo del hormigón o el fallo de la armadura de tracción.

CARGA DE TRABAJO: Es aquella carga resultante aplicada a 20cm de la cima y debida a esfuerzos longitudinales (desequilibrio de tracciones) o a esfuerzos horizontales transversales (acción del viento sobre conductores).

CARGA NOMINAL DE TRABAJO: Es la carga correspondiente al 40% (C.S. = 2.5) de la carga de diseño. La carga de trabajo es la resultante de dividir la carga de diseño por el coeficiente de seguridad.

CENTRIFUGADO: Acción de someter a la fuerza centrífuga el poste recién vaciado, con el fin de producir una compactación alta en el concreto y gran resistencia a la humedad y a los agentes atmosféricos.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN: Conjunto de transformadores de distribución, con su equipo de maniobra y protección asociados, que se utiliza para transferir la energía desde los niveles de media tensión a los niveles de baja tensión del cliente.

COEFICIENTE DE SEGURIDAD A LA ROTURA: Relación entre la carga de rotura y la carga de trabajo. Mediante el ensayo de rotura se debe acreditar un coeficiente de seguridad 2.5.

CONCRETO (HORMIGÓN): Mezcla de cemento hidráulico, agregado fino (arena), agregado grueso (gravilla) y agua.

CONCRETO PRETENSIONADO: Concreto de alta resistencia, sometido mediante cables tensionados, a grandes cargas de compresión que eliminan los esfuerzos de tensión y disminuyen las fisuras producidas por las cargas aplicadas.

CONCRETO REFORZADO: Concreto que tiene un refuerzo constituido por varillas de acero, que trabajan principalmente a tracción y que actúan en forma conjunta, con el fin de contrarrestar los momentos flectores producidos por las cargas actuantes.

CRUCETA: Elemento estructural que soporta los aisladores en las líneas de medias tensión 13.2 y 34.5 kV.

EOLOVANO: Longitud de vano horizontal a considerar para la determinación del esfuerzo transversal que debido a la acción del viento sobre conductores, estos transmiten al apoyo.

FACTOR DE POTENCIA: Relación entre kilovatios y kilovoltio amperios, del mismo sistema eléctrico o parte de él.

FUSIBLE: Elemento de protección que al fundirse aísla una parte de la red.

GRAVIVANO: Longitud del vano que hay que considerar para determinar los esfuerzos verticales que debido a los pesos aparentes de conductores se transmite al apoyo.

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

NIVELES DE TENSIÓN: Tensión nominal de operación en un sistema. Se definen los siguientes niveles:

Nivel 1: Tensión nominal inferior a un (1) kilovoltio (kV), suministrado en la modalidad de trifásica o monofásica.

Nivel 2: Tensión nominal mayor o igual a un (1) kilovoltio (kV), y menor de treinta (30) kilovoltios, suministrado en la modalidad de trifásica o monofásica.

Nivel 3: Tensión nominal mayor o igual a treinta (30) kilovoltio (kV), y menor de sesenta y dos (62) kilovoltios, suministrado en la modalidad de trifásica.

Nivel 4: Tensión nominal mayor o igual a sesenta y dos (62) kilovoltios, suministrado en la modalidad de trifásica.

PROTECCIONES: Dispositivos que se colocan en las redes para evitar los efectos nocivos que provocan las corrientes de cortocircuito y las sobrecargas en las instalaciones que están aguas arriba del lugar donde se produce la falla. Se utilizan también para aislar las zonas donde se produce la falla y segregar las mismas del resto de las instalaciones (que han de quedar en servicio) y para proteger las personas de contactos accidentales.

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

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

TENSION: La diferencia de potencial entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio.

TENSION DE SERVICIO: Valor de tensión, bajo condiciones normales, e un instante dado y en un nodo del sistema. Puede ser estimada, esperada o medida.

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

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

VIBRADO: Sistema de compactación del concreto mediante aparatos vibratorios de alta frecuencia que tiene por objeto, disminuir la porosidad del concreto, distribuir uniformemente los áridos y obligar a que la mezcla cubra toda la superficie interior de la formaleta.

2.2 MARCO INGENIERIL

2.2.1. Calculo Eléctrico De Líneas Eléctricas Aéreas 13.2 Y 34 .5 kV

Para realizar los cálculos eléctricos de una línea eléctrica aérea de baja tensión y media tensión, hasta 34.5 kV, se deben conocer los diferentes parámetros a utilizar, tales como:

Potencia instalada.

Longitud de la red

Tipo de red: trifásica, bifásica, monofásica.

Nivel de tensión de la red

Una vez establecidos estos parámetros, se puede iniciar el cálculo eléctrico de la red, considerando las normas preestablecidas en este caso por Electricaribe, para el Diseño de Redes eléctricas Aéreas De Media y Baja Tensión.

Para el cálculo se tendrán en cuenta los parámetros críticos de funcionamiento de la red.

2.2.2 Conductores

Los conductores a utilizar serán del tipo ACSR y quedan definidos por su especificación técnica.

Las características principales de los conductores se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1

Denominación		477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)	
Sección Transversal	Total (mm ²)	280,86	198,03	157,22	125,10	62,46	
	Aluminio (mm ²)	241,53	170,3	135,19	107,22	53,54	
	Acero (mm ²)	39,33	27,72	22,02	17,87	8,92	
Composición	Aluminio	N° Alambres	26	26	26	6	6
		Diámetro	3,44	2,89	2,57	4,77	3,37
	Acero	N° Alambres	7	7	7	1	1
		Diámetro	2,67	2,25	2,00	7,77	3,37
Diámetro nominal del cable (mm)		21,793	18,29	16,307	14,31	10,109	
Peso (daN/m)		0,956	0,676	0,535	0,433	0,212	
Carga de rotura (daN/m)		8677	6270	5028	3716	1949	
Modulo de elasticidad (daN/mm ²)		7700	7700	7700	8100	8100	
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		1,89E-05	1,89E-05	1,89E-05	1,91E-05	1,91E-05	
Resistencia eléctrica en C.C. A 20°C (Ohmio/km)		0,1171	0,1661	0,2092	0,2611	0,5232	
Resistencia eléctrica en C.A. A 20°C (Ohmio/km)		0,1182	0,1677	0,2112	0,2636	0,5281	
Resistencia eléctrica en C.A. A 75°C (Ohmio/km)		0,1439	0,2041	0,257	0,3904	0,7169	
Intensidad máx. admisible (A)	Temp. Ambiente 25°C	678	546	473	410	267	
	Temp. Ambiente 35°C	597	481	417	362	236	

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

Los valores de intensidad se calcularan según norma IEEE STD738-1993.

Las temperaturas entre 25 y 35; velocidad el viento ___ m/s; dirección del viento perpendicular al cable y paralela al suelo; altura sobre el nivel del mar desde _cero metros hasta mas de 2000 metros, temperatura máxima mantenida del conductor 75 °C, emisividad para el aluminio 0.5 y para el cobre 0.4.

La densidad máxima de corriente para conductor en régimen permanente de corriente de corriente alterna y frecuencia de 60 Hz se educirá de la intensidad máxima de corriente permitida y de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 2

CONDUCTOR	Densidad máxima de corriente (A/mm ²)		Intensidad máxima (A)	
	25 °C	35 °C	25 °C	35 °C
477MCM (Hawk)	2,81	2,47	678	597
336,4 MCM (Linnet)	3,21	2,82	546	481
266 MCM (Partridge)	3,50	3,08	473	417
4/0 AWG (Penguin)	3,82	3,38	410	362
1/0 AWG (Raven)	4,99	4,41	267	236

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

2.2.3. Resistencia

El valor de la resistencia en corriente continua y a una temperatura Θ , vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R'_{\Theta} = R_{20} * [1 + \alpha_{20} * (\Theta - 20)] \text{ (}\Omega/\text{Km.)}$$

Unión FENOSA

Donde:

R'_{Θ} : Es la resistencia del conductor en corriente continua a temperatura Θ °C (Ω/km).

R'_{20} : Resistencia del conductor en corriente continua a temperatura de 20 °C (Ω/km).

α_{20} : Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).

Θ : Temperatura de servicio del conductor °C.

Resistencia del conductor por unidad de longitud en corriente alterna y a la temperatura Θ , esta dada por la siguiente expresión:

$$R_{\Theta} = R'_{\Theta} * (1 + y_5) \text{ (}\Omega/\text{Km.)},$$

Unión FENOSA

Siendo:

R_{Θ} : Resistencia del conductor en corriente alterna a la temperatura $^{\circ}\text{C}$ (Ω/km)

y_5 = Factor de efecto pelicular.

Los valores R_{20} ; α_{20} , y_5 , para los diferentes conductores normalizados serán los siguientes.

2.2.4. Reactancia inductiva

La reactancia de una línea trifásica por unidad de longitud, y por fase por alineas equilibradas se determinara por la expresión:

$$X = 2\pi fL \text{ (}\Omega/\text{km)},$$

Unión FENOSA

Donde:

F = frecuencia de la red.

L = coeficiente de inducción mutua (H/km)

Además, el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud, vendrá dado por:

$$L = [K + 4.605 \cdot \log D_m / R] \cdot 10^{-4} \text{ (H/km)}.$$

Unión FENOSA

K para los conductores rígidos = 0.5 y para conductores cableados:

7 hilos: K = 0.64; 33 hilos: K = 0.55.

D_m = distancia media geométrica entre centros de conductores (mm).

R = Radio del conductor (mm).

El valor para la distancia media entre los conductores esta dado por la configuración geométrica de la línea y será, para línea sencilla:

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

Para doble circuito:

$$D_m = (D_1 \cdot D_2) / D_3 \text{ (mm)}$$

Siendo:

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

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

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

Donde d_{12} , d_{23} , d_{31} : distancia entre los distintos conductores con la configuración de circuito simple.

d_{1a} , d_{2b} , d_{3c} :...: distancia entre los conductores de distintos circuitos con la configuración de doble circuito.

Una vez determinada la configuración de la línea se calcula la distancia entre conductores. En caso de tratarse de una línea de doble circuito, la reactancia equivalente es la del conjunto de los dos circuitos, para configuración de mínima impedancia

En un alinea bifásica la reactancia inductiva de la línea se calculara de acuerdo a la siguiente expresión:

$$X_L = 12.567 \cdot 10^{-4} \cdot f \ln D_m / D_s \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

Unión FENOSA

Donde:

F : Frecuencia de la red

D_m : Distancia equivalente entre conductores de fase (mm)

D_s : Distancia media geométrica del conductor (mm)

2.3.4. Caída De Tensión

La caída de tensión se puede expresar:

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

ΔU = caída de tensión compuesta (V)

I = intensidad de corriente (A)

Z = impedancia por fase por kilómetro de línea (Ω/km)

L = longitud del tramo de línea (km)

Para una línea bifásica la caída de tensión será:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot Z \cdot L \text{ (V)}$$

Se sabe que en una línea trifásica

$$I = P / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varnothing) \text{ (A)}$$

Donde:

P = potencia consumida la final de la línea

U = tensión entre fases en el punto del receptor de la línea (kV)

\varnothing = ángulo de fase

Sustituyendo para una línea trifásica:

$$\Delta U = P \cdot Z \cdot L / (1000 \cdot U \cdot \cos \varnothing) = P \cdot (R \cdot \cos \varnothing + X \cdot \sin \varnothing) / (1000 \cdot U \cdot \cos \varnothing)$$

Donde:

R = resistencia de la línea por fase por kilómetro (Ω/km)

K = reactancia de la línea por fase por kilómetro (Ω/km)

Entonces se tiene:

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

Siendo Ψ = impedancia del conductor entre el $\cos \emptyset$ de la línea. Segun sea la línea trifásica o bifásica, se empleara en cada caso el coeficiente definido

Por lo tanto

$$\Delta U = P \cdot \Psi \cdot L / (1000U) \text{ (kV)}$$

Para una línea bifásica se tiene:

$$I = p / (U \cdot \cos \emptyset) \text{ (A)}$$

$$\Delta U = 2P \cdot Z \cdot L / (1000U \cdot \cos \emptyset)$$

$$\Psi = 2(R + X \cdot \text{tg } \emptyset) \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

$$\Delta U = P \cdot \Psi \cdot L / (1000U) \text{ (kV)}$$

Caída de tensión en porcentaje; se aplica a líneas trifásicas, como bifásicas:

$$\Delta U\% = P \cdot \Psi \cdot L / (10U^2)$$

2.2.5. Potencia a Transportar

La potencia máxima que puede transportar una línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor, determinada por la caída de tensión máxima y se determina por la expresión:

$$P_{\text{max}} = m \sqrt{3U \cdot I_{\text{max}} \cdot \cos \emptyset_m}$$

Unión FENOSA

Donde:

P_{max} : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW)

M: Numero de circuitos (1 o 2)

U: Tensión nominal compuesta (fase-fase) de la línea (kV)

I_{max} : Intensidad máxima admisible en el conductor (A)

$\cos \varnothing_m$ = factor de potencia medio de las cargas receptoras.

La potencia que transportará una línea trifásica o bifásica, por carga, dependiendo de la distancia entre cargas y de la caída de tensión máxima admisible, será:

$$p = (10U^2 / \Psi) * (\Delta U\% / L)$$

Unión FENOSA

2.2.6. Pérdidas de Potencia

Las perdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule, causado por la resistencia del conductor. Para una línea trifásica:

$$P = 3R * L * I^2 \text{ (w)}$$

Si es bifásica:

$$p = 2R * I^2 \text{ (w)}$$

El porcentaje de potencia perdida depende de la potencia transportada; para una línea trifásica:

$$P = \sqrt{3} * U * I * \cos \varnothing \text{ (kw)}$$

$$\Delta P\% = (p/P) * 1000 = \sqrt{3} * (3R * L * I) / (10U * \cos \varnothing) \text{ (\%)}$$

Sustituyendo

$$I = P / (\sqrt{3} * U * \cos \varnothing) \text{ (A)}$$

$$\Delta P\% = P * R * L / (10U^2 * \cos^2 \varnothing) \text{ (\%)}$$

CONSTANTES CALCULADAS

Denominación			477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)
Constante en función del # de alambres (k)			0,55	0,55	0,55	0,64	0,64
Ds : Distancia media geom. del cond. (mm)						2,48	1,36
Reactancia Inductiva XL (Ohmios/km)	LN 34.5 kV	3Ø, HCC	0,385	0,398	0,406	0,42	0,446
	LN 34.5 kV	3Ø, TCC	0,393	0,406	0,414	0,428	0,454
	LN 34.5 kV	3Ø, TSC	0,351	0,364	0,373	0,386	0,412
	LN 34.5 kV	2Ø, HCC				0,456	0,482
	LN 13.2 kV	3Ø, TCC	0,393	0,406	0,414	0,428	0,454
	LN 13.2 kV	3Ø, TSC	0,334	0,347	0,356	0,369	0,395
	RED 13.2 kV	3Ø, HCC	0,385	0,398	0,406	0,420	0,446
	RED 13.2 kV	2Ø, HCC				0,456	0,482

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

Denominación		477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)	
CONSTANTES CALCULADAS							
		cos ϕ					
Constante de Regulación (%/kVA * m)	LN 34.5 kV, 3 ϕ , HORIZONTAL CON CRUCETA	0,80	1,25406E-05	1,45681E-05	1,62754E-05	2,04464E-05	3,04754E-05
		0,85	1,1087E-05	1,30655E-05	1,47425E-05	1,88607E-05	2,87915E-05
		0,90	9,57577E-06	1,15032E-05	1,31488E-05	1,7212E-05	2,70408E-05
		0,95	7,83894E-06	9,70772E-06	1,13173E-05	1,53173E-05	2,50288E-05
		1,00	4,17101E-06	5,91594E-06	7,44928E-06	1,13159E-05	2,07797E-05
	LN 34.5 kV, 3 ϕ , TRIANGULAR CON CRUCETA	0,80	1,27145E-05	1,4742E-05	1,64493E-05	2,06203E-05	3,06493E-05
		0,85	1,12307E-05	1,32092E-05	1,48862E-05	1,90044E-05	2,89352E-05
		0,90	9,68807E-06	1,16155E-05	1,32611E-05	1,73243E-05	2,71531E-05
		0,95	7,91516E-06	9,78393E-06	1,13935E-05	1,53935E-05	2,5105E-05
		1,00	4,17101E-06	5,91594E-06	7,44928E-06	1,13159E-05	2,07797E-05
	LN 34.5 kV, 3 ϕ , TRIANGULAR SIN CRUCETA	0,80	1,18014E-05	1,3829E-05	1,5558E-05	1,97072E-05	2,97362E-05
		0,85	1,04762E-05	1,24547E-05	1,41497E-05	1,82499E-05	2,81807E-05
		0,90	9,09847E-06	1,10259E-05	1,26856E-05	1,67347E-05	2,65635E-05
		0,95	7,51502E-06	9,3838E-06	1,10029E-05	1,49934E-05	2,47049E-05
		1,00	4,17101E-06	5,91594E-06	7,44928E-06	1,13159E-05	2,07797E-05
	LN 34.5 kV, 2 ϕ , HORIZONTAL CON CRUCETA	0,80				1,23067E-04	1,81206E-04
		0,85				1,13086E-04	1,70656E-04
		0,90				1,02710E-04	1,59688E-04
		0,95				9,07843E-05	1,47083E-04
		1,00				6,55997E-05	1,20462E-04
	LN 13,2 kV, 3 ϕ , TRIANGULAR CON CRUCETA	0,80	3,32311E-05	3,85303E-05	4,29924E-05	5,38939E-05	8,01061E-05
		0,85	2,93530E-05	3,45240E-05	3,89071E-05	4,96705E-05	7,56261E-05
		0,90	2,53211E-05	3,03587E-05	3,46598E-05	4,52795E-05	7,09684E-05
		0,95	2,06873E-05	2,55716E-05	2,97784E-05	4,02331E-05	6,56153E-05
		1,00	1,09015E-05	1,54621E-05	1,94697E-05	2,95758E-05	5,43106E-05
	LN 13,2 kV, 3 ϕ , TRIANGULAR SIN CRUCETA	0,80	2,98788E-05	3,51780E-05	3,96970E-05	5,05417E-05	7,67538E-05
		0,85	2,65829E-05	3,17539E-05	3,61840E-05	4,69004E-05	7,28560E-05
		0,90	2,31563E-05	2,81939E-05	3,25317E-05	4,31148E-05	6,88036E-05
		0,95	1,92182E-05	2,41025E-05	2,83342E-05	3,87640E-05	6,41462E-05
		1,00	1,09015E-05	1,54621E-05	1,94697E-05	2,95758E-05	5,43106E-05
	RED 13.2 kV, 3 ϕ , HORIZONTAL CON CRUCETA	0,80	3,27765E-05	3,80758E-05	4,25379E-05	5,34394E-05	7,96515E-05
		0,85	2,89774E-05	3,41484E-05	3,85315E-05	4,92949E-05	7,52505E-05
0,90		2,50276E-05	3,00652E-05	3,43663E-05	4,4986E-05	7,06748E-05	
0,95		2,04881E-05	2,53724E-05	2,95792E-05	4,00339E-05	6,54161E-05	
1,00		1,09015E-05	1,54621E-05	1,94697E-05	2,95758E-05	5,43106E-05	
RED 13.2 kV, 2 ϕ , HORIZONTAL CON CRUCETA	0,80				8,40680E-04	1,23783E-03	
	0,85				7,72502E-04	1,16577E-03	
	0,90				7,01619E-04	1,09084E-03	
	0,95				6,20156E-04	1,00474E-03	

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

Denominación		477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)	
CONSTANTES CALCULADAS							
Constante de Pérdidas de Potencia (%/kVA * m)	LN 34.5 kV, 3Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	1,88905E-05	2,67932E-05	3,37377E-05	5,12497E-05	9,4111E-05
		cos Ø = 0.85	1,67334E-05	2,37338E-05	2,98853E-05	4,53977E-05	8,33648E-05
		cos Ø = 0.90	1,49258E-05	2,11699E-05	2,66569E-05	4,04936E-05	7,43593E-05
		cos Ø = 0.95	1,3396E-05	1,90002E-05	2,39248E-05	3,63433E-05	6,6738E-05
		cos Ø = 1.00	1,20899E-05	1,71477E-05	2,15921E-05	3,27998E-05	6,0231E-05
	LN 34.5 kV, 3Ø, TRIANGULAR CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	1,88905E-05	2,67932E-05	3,37377E-05	5,12497E-05	9,4111E-05
		cos Ø = 0.85	1,67334E-05	2,37338E-05	2,98853E-05	4,53977E-05	8,33648E-05
		cos Ø = 0.90	1,49258E-05	2,11699E-05	2,66569E-05	4,04936E-05	7,43593E-05
		cos Ø = 0.95	1,3396E-05	1,90002E-05	2,39248E-05	3,63433E-05	6,6738E-05
		cos Ø = 1.00	1,20899E-05	1,71477E-05	2,15921E-05	3,27998E-05	6,0231E-05
	LN 34.5 kV, 3Ø, TRIANGULAR SIN CRUCETA	cos Ø = 0.80	1,88905E-05	2,67932E-05	3,37377E-05	5,12497E-05	9,4111E-05
		cos Ø = 0.85	1,67334E-05	2,37338E-05	2,98853E-05	4,53977E-05	8,33648E-05
		cos Ø = 0.90	1,49258E-05	2,11699E-05	2,66569E-05	4,04936E-05	7,43593E-05
		cos Ø = 0.95	1,3396E-05	1,90002E-05	2,39248E-05	3,63433E-05	6,6738E-05
		cos Ø = 1.00	1,20899E-05	1,71477E-05	2,15921E-05	3,27998E-05	6,0231E-05
	LN 34.5 kV, 2Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80				1,02499E-04	1,88222E-04
		cos Ø = 0.85				9,07954E-05	1,66730E-04
		cos Ø = 0.90				8,09872E-05	1,48719E-04
		cos Ø = 0.95				7,26866E-05	1,33476E-04
		cos Ø = 1.00				6,55997E-05	1,20462E-04
	LN 13,2 kV, 3Ø, TRIANGULAR CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	1,29043E-04	1,83027E-04	2,30465E-04	3,50092E-04	6,42881E-04
		cos Ø = 0.85	1,14308E-04	1,62128E-04	2,04149E-04	3,10116E-04	5,69473E-04
		cos Ø = 0.90	1,01960E-04	1,44614E-04	1,82096E-04	2,76616E-04	5,07956E-04
		cos Ø = 0.95	9,15094E-05	1,29792E-04	1,63432E-04	2,48265E-04	4,55894E-04
		cos Ø = 1.00	8,25872E-05	1,17137E-04	1,47498E-04	2,24059E-04	4,11444E-04
	LN 13,2 kV, 3Ø, TRIANGULAR SIN CRUCETA	cos Ø = 0.80	1,29043E-04	1,83027E-04	2,30465E-04	3,50092E-04	6,42881E-04
		cos Ø = 0.85	1,14308E-04	1,62128E-04	2,04149E-04	3,10116E-04	5,69473E-04
		cos Ø = 0.90	1,01960E-04	1,44614E-04	1,82096E-04	2,76616E-04	5,07956E-04
		cos Ø = 0.95	9,15094E-05	1,29792E-04	1,63432E-04	2,48265E-04	4,55894E-04
		cos Ø = 1.00	8,25872E-05	1,17137E-04	1,47498E-04	2,24059E-04	4,11444E-04
	RED 13.2 kV, 3Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	1,29043E-04	1,83027E-04	2,30465E-04	3,50092E-04	6,42881E-04
		cos Ø = 0.85	1,14308E-04	1,62128E-04	2,04149E-04	3,10116E-04	5,69473E-04
		cos Ø = 0.90	1,01960E-04	1,44614E-04	1,82096E-04	2,76616E-04	5,07956E-04
		cos Ø = 0.95	9,15094E-05	1,29792E-04	1,63432E-04	2,48265E-04	4,55894E-04
		cos Ø = 1.00	8,25872E-05	1,17137E-04	1,47498E-04	2,24059E-04	4,11444E-04
	RED 13.2 kV, 2Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80				7,00184E-04	1,28576E-03
		cos Ø = 0.85				6,20232E-04	1,13895E-03
		cos Ø = 0.90				5,53232E-04	1,01591E-03
		cos Ø = 0.95				4,96529E-04	9,11787E-04
		cos Ø = 1.00				4,48118E-04	8,22888E-04

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

Denominación			477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)
CONSTANTES CALCULADAS							
Potencia máxima limitada por intensidad máxima a 35°C (MW)	LN 34.5 kV, 3Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	28,54	22,99	19,93	17,30	11,28
		cos Ø = 0.85	30,32	24,43	21,18	18,39	11,99
		cos Ø = 0.90	32,11	25,87	22,43	19,47	12,69
		cos Ø = 0.95	33,89	27,30	23,67	20,55	13,40
		cos Ø = 1.00	35,67	28,74	24,92	21,63	14,10
	LN 34.5 kV, 3Ø, TRIANGULAR CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	28,54	22,99	19,93	17,30	11,28
		cos Ø = 0.85	30,32	24,43	21,18	18,39	11,99
		cos Ø = 0.90	32,11	25,87	22,43	19,47	12,69
		cos Ø = 0.95	33,89	27,30	23,67	20,55	13,40
		cos Ø = 1.00	35,67	28,74	24,92	21,63	14,10
	LN 34.5 kV, 3Ø, TRIANGULAR SIN CRUCETA	cos Ø = 0.80	28,54	22,99	19,93	17,30	11,28
		cos Ø = 0.85	30,32	24,43	21,18	18,39	11,99
		cos Ø = 0.90	32,11	25,87	22,43	19,47	12,69
		cos Ø = 0.95	33,89	27,30	23,67	20,55	13,40
		cos Ø = 1.00	35,67	28,74	24,92	21,63	14,10
	LN 34.5 kV, 2Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80				9,99	6,51
		cos Ø = 0.85				10,62	6,92
		cos Ø = 0.90				11,24	7,33
		cos Ø = 0.95				11,86	7,73
		cos Ø = 1.00				12,49	8,14
	LN 13.2 kV, 3Ø, TRIANGULAR CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	10,92	8,80	7,63	6,62	4,32
		cos Ø = 0.85	11,60	9,35	8,10	7,03	4,59
		cos Ø = 0.90	12,28	9,90	8,58	7,45	4,86
		cos Ø = 0.95	12,97	10,45	9,06	7,86	5,13
		cos Ø = 1.00	13,65	11,00	9,53	8,28	5,40
	LN 13.2 kV, 3Ø, TRIANGULAR SIN CRUCETA	cos Ø = 0.80	10,92	8,80	7,63	6,62	4,32
		cos Ø = 0.85	11,60	9,35	8,10	7,03	4,59
		cos Ø = 0.90	12,28	9,90	8,58	7,45	4,86
cos Ø = 0.95		12,97	10,45	9,06	7,86	5,13	
cos Ø = 1.00		13,65	11,00	9,53	8,28	5,40	
RED 13.2 kV, 3Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	10,92		7,63	6,62	4,32	
	cos Ø = 0.85	11,60		8,10	7,03	4,59	
	cos Ø = 0.90	12,28		8,58	7,45	4,86	
	cos Ø = 0.95	12,97		9,06	7,86	5,13	
	cos Ø = 1.00	13,65		9,53	8,28	5,40	
RED 13.2 kV, 2Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80				3,82	2,49	
	cos Ø = 0.85				4,06	2,65	
	cos Ø = 0.90				4,30	2,80	
	cos Ø = 0.95				4,54	2,96	
	cos Ø = 1.00				4,78	3,12	

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

Denominación		477 MCM (Hawk)	336,4 MCM (Linnet)	266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)	
CONSTANTES CALCULADAS							
Potencia máxima limitada por intensidad máxima a 25°C (MW)	LN 34.5 kV, 3Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	32,41	26,10	22,61	19,60	12,76
		cos Ø = 0.85	34,44	27,73	24,02	20,82	13,56
		cos Ø = 0.90	36,46	29,36	25,44	22,05	14,36
		cos Ø = 0.95	38,49	30,99	26,85	23,27	15,16
		cos Ø = 1.00	40,51	32,63	28,26	24,50	15,95
	LN 34.5 kV, 3Ø, TRIANGULAR CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	32,41	26,10	22,61	19,60	12,76
		cos Ø = 0.85	34,44	27,73	24,02	20,82	13,56
		cos Ø = 0.90	36,46	29,36	25,44	22,05	14,36
		cos Ø = 0.95	38,49	30,99	26,85	23,27	15,16
		cos Ø = 1.00	40,51	32,63	28,26	24,50	15,95
	LN 34.5 kV, 3Ø, TRIANGULAR SIN CRUCETA	cos Ø = 0.80	32,41	26,10	22,61	19,60	12,76
		cos Ø = 0.85	34,44	27,73	24,02	20,82	13,56
		cos Ø = 0.90	36,46	29,36	25,44	22,05	14,36
		cos Ø = 0.95	38,49	30,99	26,85	23,27	15,16
		cos Ø = 1.00	40,51	32,63	28,26	24,50	15,95
	LN 34.5 kV, 2Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80				11,32	7,37
		cos Ø = 0.85				12,02	7,83
		cos Ø = 0.90				12,73	8,29
		cos Ø = 0.95				13,44	8,75
		cos Ø = 1.00				14,15	9,21
	LN 13,2 kV, 3Ø, TRIANGULAR CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	12,40	9,99	8,65	7,50	4,88
		cos Ø = 0.85	13,18	10,61	9,19	7,97	5,19
		cos Ø = 0.90	13,95	11,23	9,73	8,44	5,49
		cos Ø = 0.95	14,73	11,86	10,27	8,90	5,80
		cos Ø = 1.00	15,50	12,48	10,81	9,37	6,10
	LN 13,2 kV, 3Ø, TRIANGULAR SIN CRUCETA	cos Ø = 0.80	12,40	9,99	8,65	7,50	4,88
		cos Ø = 0.85	13,18	10,61	9,19	7,97	5,19
		cos Ø = 0.90	13,95	11,23	9,73	8,44	5,49
		cos Ø = 0.95	14,73	11,86	10,27	8,90	5,80
		cos Ø = 1.00	15,50	12,48	10,81	9,37	6,10
RED 13.2 kV, 3Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80	12,40	9,99	8,65	7,50	4,88	
	cos Ø = 0.85	13,18	10,61	9,19	7,97	5,19	
	cos Ø = 0.90	13,95	11,23	9,73	8,44	5,49	
	cos Ø = 0.95	14,73	11,86	10,27	8,90	5,80	
	cos Ø = 1.00	15,50	12,48	10,81	9,37	6,10	
RED 13.2 kV, 2Ø, HORIZONTAL CON CRUCETA	cos Ø = 0.80				4,33	2,82	
	cos Ø = 0.85				4,60	3,00	
	cos Ø = 0.90				4,87	3,17	
	cos Ø = 0.95				5,14	3,35	
	cos Ø = 1.00				5,41	3,52	

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

Denominación		477 MCM (Hawk)		266 MCM (Partridge)	4/0 AWG (Penguin)	1/0 AWG (Raven)	
Potencia a transportar (MW)	LN 34.5 kV, 3Ø	cos Ø = 0.80	30,39		22,97	18,02	11,86
		cos Ø = 0.85	33,29		24,68	19,09	12,34
		cos Ø = 0.90	37,48		27,04	20,53	12,96
		cos Ø = 0.95	44,72		30,84	22,72	13,86
		cos Ø = 1.00	82,71		46,31	30,49	16,60
	LN 34.5 kV, 2Ø	cos Ø = 0.80				8,70	5,79
		cos Ø = 0.85				9,25	6,05
		cos Ø = 0.90				9,98	6,37
		cos Ø = 0.95				11,12	6,84
		cos Ø = 1.00				15,24	8,30
	LN 13.2 kV, 3Ø	cos Ø = 0.80	4,39		3,33	2,62	1,73
		cos Ø = 0.85	4,81		3,58	2,78	1,80
		cos Ø = 0.90	5,43		3,93	2,99	1,89
		cos Ø = 0.95	6,48		4,49	3,31	2,02
		cos Ø = 1.00	12,11		6,78	4,46	2,43
	RED 13.2 kV, 3Ø	cos Ø = 0.80	4,45		3,36	2,64	1,74
		cos Ø = 0.85	4,87		3,61	2,79	1,81
		cos Ø = 0.90	5,49		3,96	3,01	1,90
		cos Ø = 0.95	6,55		4,51	3,33	2,03
		cos Ø = 1.00	12,11		6,78	4,46	2,43
RED 13.2 kV, 2Ø	cos Ø = 0.80				1,27	0,85	
	cos Ø = 0.85				1,35	0,89	
	cos Ø = 0.90				1,46	0,93	
	cos Ø = 0.95				1,63	1,00	
	cos Ø = 1.00				2,23	1,22	

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

					L : Coeficiente de inducción mutua (H/km)			
d12 (mm)	d23 (mm)	d31 (mm)	Dm (mm)	f (Hz)	477 MCM	266 MCM	4/0 AWG	1/0 AWG
1253	1253	2200	1512	60	0.001042	0.0011	0.001135	0.001204
2200			2200	60	0.001117	0.0012	0.00121	0.001279
1253	1253	2200	1512	60	0.001042	0.0011	0.001135	0.001204
840	1360	2200	1360	60	0.00102	0.0011	0.001113	0.001183
2200			2200	60	0.001117	0.0012	0.00121	0.001279
tg \emptyset =	0.749							
tg \emptyset =	0.619							
tg \emptyset =	0.484							
tg \emptyset =	0.328							
tg \emptyset =	0							

Proyecto topo líneas eléctricas megaelectric

2.3 CÁLCULO ELÉCTRICO

A continuación indicaremos los cálculos eléctricos a realizar en cualquier proyecto específico.

2.3.1 Intensidad máxima de cortocircuito

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza mediante un proceso adiabático (a calor constante).

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección S, viene dada por:

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (\text{A})$$

Unión FENOSA

Donde:

I_{cc} : Intensidad máxima de cortocircuito (A).

K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.

S: Sección del conductor (mm²)

T: Tiempo de duración del cortocircuito (S).

2.3.2. Resistencia

El valor de la resistencia por unidad de longitud, para corriente continua y a la temperatura θ , vendrá dada por la siguiente expresión:

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

Unión FENOSA

Donde:

R'_{θ} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura θ °C
[Ω / km].

R'_{20} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura 20 °C
[Ω / km].

α_{20} : Coeficiente de la variación de la resistividad a 20 ° C en función de la temperatura. Esta variable adopta un valor de 0,00393 para el cobre suave y 0,00403 para el aluminio (°C⁻¹).

θ : Temperatura del servicio del conductor (°C).

2.3.3. Reactancia inductiva

La reactancia X del conductor varía con el diámetro y la separación de los conductores.

En el caso de los conductores trenzados en haz de adoptar el valor de $X=0,1$ Ω / km ., que se puede introducir en los cálculos sin error apreciable.

Este valor también se puede emplear para los cálculos relativos a los conductores concéntricos de cobre debido a que en éstos el valor real de la reactancia será incluso menor.

2.3.4. Caída de la tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores.

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

La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quieren tantear diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone la carga está concentrada en el punto final de cada tramo de línea.

Podemos expresar la caída de la tensión en una línea trifásica equilibrada como:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{(R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi)}{U} \cdot P \cdot L \quad (\text{V})$$

Unión FENOSA

La caída de tensión relativa, en tanto por ciento, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e = 10^5 \cdot \frac{(R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi)}{U^2} \cdot P \cdot L \quad (\%)$$

Unión FENOSA

Siendo:

ΔU : Caída de tensión (V)

e: Caída de tensión relativa (%).

R: Resistencia del conductor [Ω / Km.].

X: Reactancia del conductor [Ω / Km.].

φ : Desfase entre tensión e intensidad.

U: Tensión entre fases (V).

P: Potencia consumida por la carga alimentada por la línea (KW).

L: Longitud del tramo de línea (km).

Al producto $M = P \cdot L$ se le denomina momento eléctrico de la carga P, situada a la distancia L del origen de la energía.

Para una línea monofásica la caída de tensión se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \operatorname{tg} \varphi)]}{U} \cdot P \cdot L \quad (V)$$

Unión FENOSA

Y la caída de tensión relativa en tanto por ciento:

$$e = 10^5 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \operatorname{tg} \varphi)] \cdot P \cdot L}{U^2} \quad (\%)$$

Unión FENOSA

Donde:

ΔU : Caída de tensión (V)

e: Caída de tensión relativa (%).

R_f: Resistencia del conductor de fase [Ω / km].

R_n: Resistencia del conductor neutro [Ω / km].

X: Reactancia del conductor [Ω / km].

φ : Desfase entre tensión e intensidad.

U: Tensión entre fases (V).

P: Potencia consumida por la carga alimentada por la línea (KW).

L: Longitud del tramo de línea (km).

En el caso de la línea monofásicas bitensión (120/240 V) a tres hilos se considerará la carga equilibrada y, por lo tanto, equivalente a una línea monofásica a 240 V.

En la siguiente tabla se muestra los valores de caída de tensión para los diferentes conductores y tensiones, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea.

Tabla 3

Conductor	Tensión	Caída de tensión Conductores de línea (e%) (*)		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
Circuito monofásico				
Tríplex #2	240 V	4,40·P·L	4,31·P·L	4,14·P·L
Tríplex 1/0		2,85·P·L	2,76·P·L	2,59·P·L
Tríplex 4/0		1,55·P·L	1,46·P·L	1,29·P·L
Circuito trifásico				
Cuádruplex 1/0	208 V	1,77·P·L	1,71·P·L	1,60·P·L
	240 V	1,33·P·L	1,28·P·L	1,20·P·L
Cuádruplex 4/0	208 V	0,97·P·L	0,91·P·L	0,80·P·L
	240 V	0,73·P·L	0,68·P·L	0,60·P·L
Cuádruplex 336,4	208 V	0,67·P·L	0,61·P·L	0,50·P·L
	240 V	0,51·P·L	0,46·P·L	0,38·P·L

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

2.3.5. Potencia a transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída de tensión máxima, es decir, en un 5% en zona rural y un 25% en zona urbana.

En zona rural de nueva electrificación se podrá admitir hasta un 10% de caída de tensión total, incluyendo la acometida, siempre que:

- A. El transformador tenga tomas de regulación de +- 5% y +- 25%.
- B. La caída de tensión máxima admisible será menor o igual que la diferencia entre la tensión nominal del transformador y la tensión mínima admitida en

el punto de entrega de energía al cliente (Final de la acometida), por el ente regulador de cada país.

En este caso se admitirá una caída de tensión en acometidas hasta un 1,6%.

La máxima potencia de transporte de circuito de una línea trifásica equilibrada, limita por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

Unión FENOSA

Siendo:

P_{\max} : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: Tensión nominal entre fases de la línea (V).

I_{\max} : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos \varphi_m$: Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{\max} = \frac{U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

Unión FENOSA

Siendo:

P_{\max} : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: tensión nominal entre fases de la línea (V).

I_{\max} : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos \varphi_m$: Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En la siguiente tabla aparecen los valores de potencia máxima para circuitos monofásicos y trifásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia 0,8, 0,9 y 1.

Tabla 4

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (kW)				
Conductores de línea y acometida				
Conductor	Tensión	cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
Circuito monofásico				
Tríplex #2	240 V	28,8	32,4	36,0
Tríplex 1/0		39,4	44,3	49,2
Tríplex 4/0		57,6	64,8	72,0
Circuito trifásico				
Cuádruplex 1/0	208 V	53,3	60,0	66,6
	240 V	61,5	69,2	76,9
Cuádruplex 4/0	208 V	79,3	89,2	99,1
	240 V	91,5	102,9	114,3
Cuádruplex 336,4	208 V	106,6	120,0	133,3
	240 V	123,0	138,4	153,8

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

2.3.6. 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 o monofásica, vendrán dadas, respectivamente, por las siguientes expresiones:

$$p = 3 \cdot R_f \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{W})$$

$$p = (R_f + R_n) \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{W})$$

Unión FENOSA

Donde:

p: Pérdidas de potencia de la línea (W).

Rf: Resistencia del conductor de fase por kilómetros [Ω / km].

Rn: Resistencia del conductor neutro por kilómetro [Ω/ km].

L: Longitud de la línea (km).

I: Intensidad de la línea (A).

La potencia transportada por la línea, para el caso de una línea trifásica, se calcula mediante la siguiente formula:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (\text{W})$$

Unión FENOSA

Mientras que para una línea monofásica la expresión se muestra a continuación:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (\text{W})$$

Unión FENOSA

Siendo:

P: Potencia transportada por la línea (W).

U: Tensión entre fases de la línea (V).

I: Intensidad de la línea (A).

Cos φ : Factor de potencia de las líneas.

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada. De esta manera se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{P}{P} \cdot 100 = 100 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot R_f \cdot L \cdot I}{U \cdot \cos \varphi} \quad (\%)$$

Unión FENOSA

Sustituyendo el valor de la intensidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A})$$

Unión FENOSA

Finalmente, se deduce la expresión final:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot R_f \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

Unión FENOSA

Siendo:

P: Potencia consumida (W)

R_f: Resistencia del conductor de fase por kilómetros [Ω / km].

L: Longitud de la línea (km).

U: Tensión entre fases de la línea (V).

Cos φ : Factor de potencia de la línea.

De forma análoga, para el caso de una línea monofásica obtenemos los siguientes resultados:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot (R_f + R_n) \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

Unión FENOSA

En la siguiente tabla se muestra los porcentajes de pérdida de potencia en función de la potencia y la distancia, para las dos tensiones y para varios factores del valor potencia.

Tabla 5

Porcentaje de potencia pérdida - Conductores de línea y acometida (*)				
Conductor	Tensión	Pérdida de potencia (%)		
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
Circuito monofásico				
Triplex #2	240 V	$\frac{P \cdot L}{154,67}$	$\frac{P \cdot L}{195,75}$	$\frac{P \cdot L}{241,67}$
Triplex 1/0		$\frac{P \cdot L}{246,81}$	$\frac{P \cdot L}{312,36}$	$\frac{P \cdot L}{385,63}$
Triplex 4/0		$\frac{P \cdot L}{494,89}$	$\frac{P \cdot L}{626,34}$	$\frac{P \cdot L}{773,26}$
Circuito trifásico				
Cuádruplex 1/0	208 V	$\frac{P \cdot L}{400,68}$	$\frac{P \cdot L}{507,11}$	$\frac{P \cdot L}{626,06}$
	240 V	$\frac{P \cdot L}{533,45}$	$\frac{P \cdot L}{675,14}$	$\frac{P \cdot L}{833,51}$
Cuádruplex 4/0	208 V	$\frac{P \cdot L}{802,85}$	$\frac{P \cdot L}{1016,10}$	$\frac{P \cdot L}{1254,45}$
	240 V	$\frac{P \cdot L}{1068,88}$	$\frac{P \cdot L}{1352,80}$	$\frac{P \cdot L}{1670,12}$
Cuádruplex 336,4	208 V	$\frac{P \cdot L}{1277,90}$	$\frac{P \cdot L}{1617,35}$	$\frac{P \cdot L}{1996,72}$
	240 V	$\frac{P \cdot L}{1701,35}$	$\frac{P \cdot L}{2153,27}$	$\frac{P \cdot L}{2658,36}$

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

(*)En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor a 90° (R50)

Para determinar el porcentaje de pérdidas de potencia, en el caso de varias cargas conectadas a diferentes distancias, se realizará el sumatorio de cada uno de los productos, tal y como se muestran en la siguiente expresión:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{R_f \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{(R_f + R_n) \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

Unión FENOSA

2.3.7. Niveles de potencia

Para la realización de los cálculos para el diseño de las redes de B.T. se emplearán los niveles de potencia definidos en la siguiente tabla:

- Red Rural

Nivel de electrificación:

- Bajo: 0,9 kW
- Medio: 1,6 kW
- Alto: 2,4 kW

- Red Urbana

Nivel de electrificación:

- Bajo: 3.6 kW
- Medio: 4,8 kW
- Alto: 6 kW
- Cliente singular

En el caso de existir alguna vivienda o edificio con un grado de electrificación clasificado como cliente singular (mayor de 6kW), para el cálculo se considerarán las potencias reales. A si mismo las áreas suburbanas de nivel bajo se consideran como rurales.

2.4 CÁLCULO MECÁNICO

Los conductores normalizados utilizados en el, presente proyecto son de dos tipos: homogéneos y heterogéneos. Dentro de los homogéneos se encuentran aquellos que están compuestos solo de cobre (Cu) o de aluminio (AAC), tanto los conductores de fase como el conductor neutro. En el grupo de los heterogéneos se encuadran aquellos en que los conductores de fase son de aluminio (AAC) y los conductores neutros de aleación de aluminio (AAAC).

Se debe observar que cuando los conductores sean homogéneos de aluminios o concéntricos de cobre, la pinza de anclaje abrazara a todo el conjunto de conductores y, por lo tanto, se tendrán en cuenta las características mecánicas del

conjunto en lugar de las de cada conductor. Para el resto de los conductores se utiliza una pinza de anclaje que sujeta únicamente al neutro. En este caso solo se consideraran las características mecánicas del neutro fiador.

Los tenses y flechas con los que debe ser tendido el conductor depende de la longitud del vano y de la temperatura del conductor en el momento del tendido, de forma que, al variar ésta, el tense del conductor en las condiciones más desfavorables no sobrepase los límites establecidos.

Los conductores de B.T. se situaran sobre los mismos apoyos que soportan las líneas de M.T. o sobre apoyos independientes, es decir, solo para B.T., cuando sea necesario.

2.4.1. Hipótesis de cálculo

Los conductores de las líneas eléctricas aéreas que se utilizan actualmente están contruidos de varios materiales, por lo que su calculo se basará en el modulo de elasticidad y su coeficiente de dilatación, correspondientes a los materiales de que esta compuesto. Además los cálculos mecánicos de los conductores, dependerán de:

Características metereológicas y geográficas del sitio en que se haga la instalación.

Flecha que tramarán los vanos, para diferentes flechas e hipótesis.

Características mecánicas de los apoyos y crucetas utilizados.

Tensión mecánica a que serán sometidos los conductores, en diferentes condiciones de temperatura, en las diferentes hipótesis.

Su comportamiento frente a las vibraciones

De acuerdo a las características meteorológicas y geográficas se han realizado las siguientes divisiones en áreas y zonas:

Área A: velocidad del viento 100K m/h

Área B: velocidad del viento 120K m/h

Zona 1: zona de influencia, entre 0 y 2000 m sobre el nivel del mar.

Zona 2: zona de influencia mayor a 2000 m sobre el nivel del mar.

Se calculara la tensión máxima de los conductores, para las hipótesis de tracción máxima (hipótesis de viento y temperatura) CHS (Cold Hours Stress), EDS (Everyday Stress), flecha máxima y flecha mínima que se visualizando una mejor forma en la siguiente tabla.

Tabla 6

Condición		Área A				Área B			
		Velocidad de viento 100 km/h				Velocidad de viento 120 km/h			
		Zona 1 Altitud menor de 2000 m		Zona 2 Altitud mayor de 2000 m		Zona 1 Altitud menor de 2000 m		Zona 2 Altitud mayor de 2000 m	
		Temperatura	Sobrecarga	Temperatura	Sobrecarga	Temperatura	Sobrecarga	Temperatura	Sobrecarga
Tracción máxima	Hipótesis viento	10 °C	Presión de viento de 47,24 daN/m ² {1}	5 °C	Presión de viento de 47,24 daN/m ² {1}	10 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² {2}	5 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² {2}
	Hipótesis temperatura	5 °C	Ninguna	-5 °C	Ninguna	5 °C	Ninguna	-5 °C	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis viento	20 °C	Presión de viento de 47,24 daN/m ² {1}	20 °C	Presión de viento de 47,24 daN/m ² {1}	20 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² {2}	20 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² {2}
	Hipótesis temperatura	50 °C	Ninguna						
	Hipótesis temperatura excepcional	75 °C	Ninguna						
Flecha mínima	Hipótesis temperatura	5 °C	Ninguna	-5 °C	Ninguna	5 °C	Ninguna	-5 °C	Ninguna
CHS		10 °C	Ninguna	0 °C	Ninguna	10 °C	Ninguna	0 °C	Ninguna
EDS		20 °C	Ninguna	15 °C	Ninguna	20 °C	Ninguna	15 °C	Ninguna

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

La presión de viento de 47.24 es equivalente a la ejercida por un viento de 100Km/h

La presión de viento de 68.02 es equivalente a la ejercida por un viento de 120Km/h

2.4.1.1. Curva de equilibrio de un hilo

La catenaria es la línea de equilibrio de un hilo pesado, homogéneo, totalmente flexible, suspendido entre 2 puntos y sometido a una fuerza constante por unidad de longitud.

La curva de equilibrio esta dada por la ecuación de la catenaria:

$$Y = H * \cosh(x/H)(m)$$

Unión FENOSA

Donde: $H = T/P$

Y: Coordenada del cable en eje y del cable (m)

X: Coordenada del cable en el eje x (M)

T: Tensión en el punto de la catenaria (daN)

P: Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable (deNm)

La catenaria s encontrar a contenida en el plano paralelo a la fuerza por unidad de longitud.

2.4.2. Características mecánicas

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

Tabla 7

Características mecánicas de los conductores Conductores de línea			
Conductor	Carga de rotura (daN) (1)	Coef. de seguridad	Carga máxima admisible (daN)
Tríplex - #2	1 063	3	354
Tríplex - 1/0	1 700		567
Cuádruplex - 1/0	1 700		567
Tríplex - 4/0	3 264		1 088
Cuádruplex - 4/0	3 264		1 088
Cuádruplex - 336,4	3 264		1 088

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

(1) La columna denominada carga de rotura indica la resistencia mecánica del conductor neutro de AAAC.

Una vez conocidas las cargas de roturas máximas admisibles por cada conductor, se eligen las siguientes tensiones máximas para el tendido de los diversos haces. Los valores seleccionados se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 8

Tensiones máximas – Conductores de línea y acometida			
Conductor	350 daN	500 daN	800 daN
Tríplex - #2	***		
Tríplex - 1/0	***	***	
Cuádruplex - 1/0	***	***	
Tríplex - 4/0		***	***
Cuádruplex - 4/0		***	***
Cuádruplex - 336,4		***	***

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

Nota: Los conductores de uso exclusivo en acometidas se instalan sin tensar el conductor.

2.4.3. Tenses y flechas de tendidos

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 halladas previamente para unas condiciones iniciales.

Estas condiciones de partida se fijaran teniendo en cuenta conjuntamente las distintas hipótesis, de forma que la situación inicial será la que establezca las condiciones más desfavorables.

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

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

Unión FENOSA

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

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

Unión FENOSA

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 ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).

θ_2 : Temperatura del conductor en las condiciones finales ($^{\circ}\text{C}$)

θ_1 : Temperatura del conductor en las condiciones iniciales ($^{\circ}\text{C}$)

S: Sección total del conductor (mm^2)

E: Módulo de elasticidad del conductor (daN/ mm^2).

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.

Sustituyendo los valores en las condiciones iniciales se llega a una ecuación de tercer grado en función de T_2 , θ_2 y p_2 . De esta forma, para cada temperatura final θ_2 y peso aparente final p_2 predeterminados, se obtiene los valores de tensión final T_2 y, en consecuencia, una flecha final f_2 .

2.4.4. Tablas de tendido

En la tabla cálculo mecánico y de tendido se indican los tenses y flechas para cada tipo de conductor, tense y zona, en función de la longitud del vano y de la temperatura ambiente. Se incluyen también los valores correspondientes a las hipótesis reglamentarias, que indican las condiciones en las cuales se alcanza la

flecha máxima a efectos del calculo de la distancia entre el haz de conductores y el suelo.

Cuando se necesiten valores intermedios para el vano y la temperatura se interpolaran los valores del tense y de la flecha, obteniéndose de esta forma resultados suficientemente aproximados.

2.4.5. Vanos ideales de regulación

Como el haz de conductores suele tensarse entre una serie de vanos consecutivos entre dos apoyos de amarre, en le 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:

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

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

Unión FENOSA

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:

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

Unión FENOSA

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:

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

Unión FENOSA

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.

2.4.6. Tablas de regulación

Las tablas de regulación indican las flechas y tensiones con las que deben ser instalados 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.

La componente horizontal de la tensión de cada cantón se calculara mediante la ecuación de cambio de condiciones, par el vano ideal de regulación correspondiente.

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

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

Unión FENOSA

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).

3. APOYOS

A continuación mostraremos las características de los apoyos además del método del cálculo empleado.

Las líneas de B.T. se instalaran:

- Sobre apoyos existentes que soporten líneas de M.T.

En este caso se calcularán los esfuerzos suplementarios a los que se verán sometidos los apoyos debido a la instalación de las líneas de B.T. Estos esfuerzos se sumarán a los que ya soporten el poste descritos en el proyecto de líneas eléctricas aéreas de 13,2, 24,9, y 34,5 kV y en el proyecto de tipos de líneas eléctricas aéreas de 13,2 y 34,5 kV sin neutro. Se debe asegurar que el apoyo es capaz de soportar las solicitaciones mecánicas provocadas por la nueva línea.

- Sobre apoyos nuevos que solo soporten líneas de B.T.

Se deben calcular los esfuerzos transmitidos a los apoyos por la línea de B.T. que se describen en este proyecto. En función de los resultados se seleccionará el apoyo más adecuado.

3.1. Clasificación de los apoyos

Los apoyos se clasificarán según su función, quedando definidas las siguientes categorías:

- Apoyos de alineación
- Apoyos de ángulo
- Apoyos de estrellamiento
- Apoyos de fin de línea

Se debe tener en cuenta que en la mayoría de los casos los postes pueden soportar líneas de M.T., de comunicación, etc. Además de las líneas de B.T. que se vayan a incorporar. En consecuencia, un apoyo puede ser de alineación atendiendo a la línea de M.T. y fin de línea atendiendo a la línea de B.T.

Normalmente en líneas de B.T. las cargas permanentes tendrán muy poca influencia y, en general, se podrá prescindir de ellas en el cálculo.

3.2. Cimentaciones

Las cimentaciones, cuando las características del terreno lo permitan (terrenos duro o muy duros), se realizara introduciendo los apoyos directamente en el terreno en hoyos practicados para tal fin. Luego se apisonará el terreno utilizando como relleno capas alternas de grava y tierra.

Cuando las condiciones de la línea o del suelo así lo requieran, se realizara una cimentación con aporte de hormigón. También se pueden realizar del tipo monobloque.

La elección de un tipo de cimentación u otro dependerá del tipo de terreno y de la maquinaria disponible.

En las cimentaciones con aporte de hormigón se realizara una solera en el fondo de la cimentación de una altura de 0,15 m.

La tangente del ángulo de giro máximo permitido al alcanzar el equilibrio (inclinación del apoyo) no será superior a 0,01($\text{tg } \alpha \leq 0,01$).

El coeficiente de seguridad al vuelco vendrá dado por la expresión:

$$C_s = \frac{M_e}{M_v}$$

Unión FENOSA

Siendo:

M_e : Momento estabilizador total (daN·m).

M_v : Momento de vuelco (daN·m).

El momento de vuelco de la cimentación vendrá dado por la siguiente expresión:

$$M_v = F \cdot \left(H_1 + \frac{2}{3} \cdot h \right) \text{ (daN·m)}$$

Unión FENOSA

Siendo:

M_v : Momento de vuelco (daN·m).

F: Esfuerzo horizontal resultante de la sollicitación combinada (daN).

H_1 : Altura sobre el terreno del punto de aplicación del esfuerzo resultante (m).

h: Profundidad de la cimentación (m).

El coeficiente de seguridad al vuelco no será inferior a 1,50 calculado para las distintas hipótesis. Este coeficiente se vera aumentado en un 25% para las hipótesis normales en aquellos apoyos que intervengan en cruzamientos con otras líneas o con vías de comunicación y pasos sobre zonas urbanas.

La profundidad mínima de cimentación, cuando el poste se entierre directamente, debe ser un 10% de la longitud total del poste más 0,5 m. Cuando se realice una

cimentación, tanto cilíndrica como prismática, con aporte de hormigón, la profundidad de la cimentación será también un 10% de la longitud total del poste más 0,5 m. En terrenos inclinados esta longitud se medirá desde el lado del poste que quede menos enterrado.

En terrenos normales o flojos las cimentaciones llevarán hormigón, ya que las fundaciones con el poste directamente enterrados obligan a profundidades mayores, reduciéndose significativamente la altura útil del poste.

3.2.1. Cimentaciones cilíndricas

Las cimentaciones cilíndricas utilizadas en este proyecto se realizarán enterrando directamente el poste en el suelo o añadiendo hormigón cuando las características del terreno así lo indiquen (terrenos blandos).

El dimensionamiento de las mismas se realizará mediante la utilización de la formulación de Sulzberger.

El momento estabilizador total vendrá dado por la siguiente expresión:

$$M_e = \frac{d \cdot h^3}{52,8} \cdot C_h \cdot \operatorname{tg} \alpha + c \cdot d \cdot P \quad (\text{daN} \cdot \text{m})$$

Unión FENOSA

Siendo:

M_e : Momento estabilizador total (daN-m)

d : Diámetro de la cimentación (m).

h : Profundidad de la cimentación

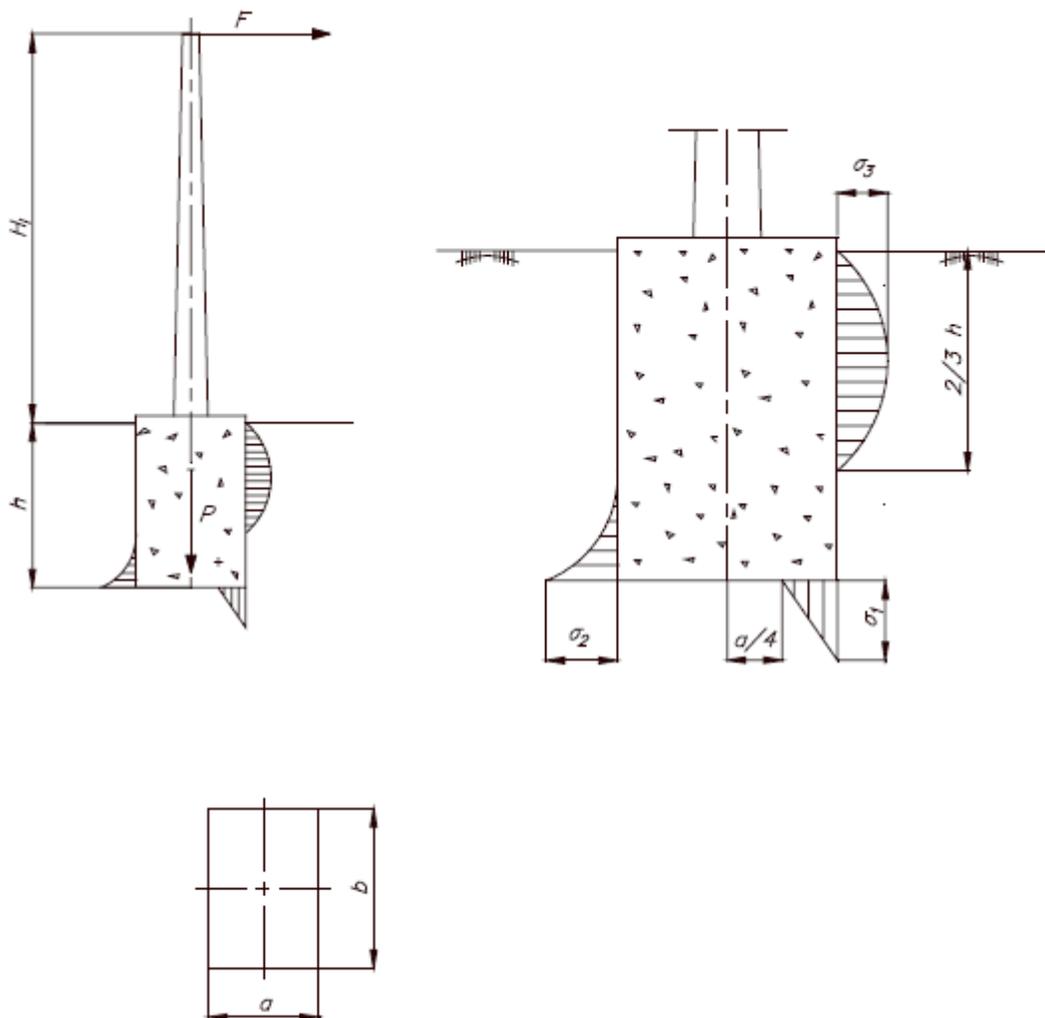
α : Angulo de rotación admisible (°)

C_h : Coeficiente en función de la tangente de α . En los cálculos realizados en este proyecto, es decir, para $\text{tg } \alpha = 0,01$ el coeficiente C tendrá el valor 0,375.

P : Esfuerzo vertical resultante en la que se incluye peso propio del apoyo, peso propio del macizo de hormigón y esfuerzos verticales de conductores (daN).

3.2.2 Cimentaciones monobloque

Las cimentaciones monobloque serán de forma prismática recta de sección cuadrada.



El dimensionamiento de las mismas también se realizara mediante la utilización de la formulación de Sulzberger.

El momento estabilizador vendrá dado por la siguiente expresión:

$$M_e = \frac{b \cdot h^3}{36} \cdot C_h \cdot \operatorname{tg} \alpha + P \cdot \left(\frac{a}{2} - \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \sqrt{\frac{P}{b \cdot C_k \cdot \operatorname{tg} \alpha}} \right) \quad (\text{daN} \cdot \text{m})$$

Unión FENOSA

Siendo:

M_e : Momento estabilizador total (daN·m).

b : Anchura del macizo en la dirección transversal del esfuerzo F (m).

h : Profundidad del macizo (m).

C_h : Coeficiente de compresibilidad del terreno en las paredes laterales del máximo a h metros de profundidad (daN/m³).

α : Angulo de rotación admisible (°)

P : Esfuerzo vertical resultante en la que se incluye peso propio del apoyo, peso propio del macizo de hormigón y esfuerzos verticales de conductores (daN).

a : Anchura del macizo en la dirección longitudinal del esfuerzo F (m).

C_k : Coeficiente de compresibilidad del terreno en el fondo del macizo a k metros de profundidad (daN/m³).

3.3 Puesta a tierra

Se colocaran puesta a tierra del conductor neutro con objeto de limitar las tensiones que puedan aparecer respecto a tierra.

3.3.1. Puesta a tierra del neutro.

Cuando se instale la red de Baja Tensión sobre apoyos existentes, se conectara el conductor neutro de la línea de B.T. con el conductor neutro de la línea de M.T. (en el caso de haberlo) en cada apoyo.

Las características de la puesta a tierra del neutro varían en función del tipo de instalación:

- Red de B.T. instaladas sobre apoyos existentes

El conductor neutro de la red de Baja Tensión estará puesto a tierra en varios puntos, a saber:

- En todos los apoyos que soporten un centro de transformación.
- En todos los apoyos de fin de línea.

- Red de B.T. independiente instalada sobre nuevos apoyos.

Cuando se realice el tendido de la red de B.T. sobre nuevos apoyos, el conductor neutro estará puesto a tierra:

- En todos los apoyos de fin de línea.
- En los apoyos desde los que arranque una derivación importante.
- Se garantizará un mínimo de una puesta a tierra del conductor neutro cada 500 metros de longitud de la línea.

3.3.2. Elementos constitutivos de la instalación de puesta a tierra.

Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra serán:

- Línea de tierra.
- Electrodo de puesta a tierra.

La línea de tierra es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con el punto de la línea que ha de conectarse a tierra.

Como conductor de puesta a tierra se empleara un conductor de cobre de tamaño # 2 AWG. Sus características están definidas en la correspondiente Especificación técnica.

Los electrodos serán picas con alma de acero y recubrimiento de cobre, de una longitud de 2 metros. Estas picas de cobre-acero están definidas en la correspondiente Especificación de materiales.

La pica de puesta a tierra se hincará en la proximidad del apoyo. El extremo superior de cada pica deberá penetrara tanto como sea posible por debajo del nivel de humedad permanente, con un mínimo de 0,5 metros por debajo de la

superficie del terreno. A esta profundidad ira también la línea de tierra que conecte las picas con el apoyo.

3.3.3. Conexiones entre la línea de tierra y los electrodos de puesta a tierra.

Los conductores de los circuitos de tierra tendrán un buen contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas que se deseen poner a tierra como con el electrodo. Las conexiones d el alinea de tierra con los electrodos se efectuaran por medio de conectores de cuña a presión.

La línea de enlace con el electrodo deberá ser lo mas corta posible y sin cambios bruscos de dirección (ángulos cerrados o esquinas), no debiendo estar sujeta a esfuerzos mecánicos.

3.3.4. Gradiente de potencial

Se tomaran las precauciones necesarias para que en ningún caso el gradiente de potencial en la superficie del terreno pueda ser perjudicial a personas o animales. Siempre se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas en caso de una falta de tierra no superen las máximas permitidas.

3.4 Cálculo mecánico de los apoyos

Los cálculos que describiremos a continuación se tendrán en cuenta en la construcción de nuevas líneas cuando no se empleen apoyos existentes.

3.4.1. Definición de esfuerzo nominal.

La resistencia mecánica de un apoyo vendrá determinada por su esfuerzo nominal. Se define el citado esfuerzo como aquél que es capaz de soportar el poste en la dirección principal, normal a su eje, y aplicada a la distancia de la cogolla indicada en las normas correspondientes.

3.4.2. Hipótesis de cálculo

En el cuadro mostrado a continuación se muestra la hipótesis a tener en cuenta dependiendo de la función del apoyo y de la zona de emplazamiento.

Tabla 9

Apoyo	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Alineación	•Esf. horizontal transversal con viento 150 km/h y temperatura 10 °C.	•Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C.	•Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C.
Ángulo	•Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 150 km/h con temperatura 10 °C.	•Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 120 km/h con temperatura 10 °C.	•Esf. horizontal transversal debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento a 120 km/h con temperatura -5 °C.
Estrellamiento	•Esf. horizontal transversal resultante con viento 150 km/h y temperatura 10 °C.	•Esf. horizontal transversal resultante con viento 120 km/h y temperatura 10 °C.	•Esf. horizontal transversal resultante con viento 120 km/h y temperatura -5 °C.
Fin de línea	•Esf. horizontal transversal con viento 150 km/h y temperatura 10 °C. •Tiro de conductores.	•Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura 10 °C. •Tiro de conductores.	•Esf. horizontal transversal con viento 120 km/h y temperatura -5 °C. •Tiro de conductores.

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

Para el cálculo mecánico de los apoyos no se tendrá en cuenta las cargas permanentes producidas por el peso del propio conductor y de los distintos accesorios, debido a su pequeño valor respecto al resto de las solicitaciones mecánicas que debe soportar el apoyo.

- Apoyos de alineación

En condiciones normales de instalación únicamente se considerará la sobrecarga debida a la acción del viento sobre el haz de conductores, teniendo en cuenta el eolovano correspondiente.

- Apoyos de ángulo

La hipótesis de cálculo más desfavorable corresponderá a la acción del viento aplicada al eolovano correspondiente más la resultante del tense de los conductores en la dirección de la bisectriz del ángulo.

Los esfuerzos debidos a la acción del viento se determinan aplicando la siguiente expresión:

$$F = P_v \cdot a_v \cdot \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 2 \cdot \max[T_{01}, T_{02}] \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (\text{daN})$$

Unión FENOSA

Donde:

F: Esfuerzo resultante aplicado al apoyo (daN).

P_v : Esfuerzo debido al viento sobre los conductores en los semivanos considerados (daN/m).

a_v : Eolovano considerado (m).

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \text{ (m)}$$

Unión FENOSA

Donde:

a_1 : Vano anterior al apoyo (m)

a_2 : Vano posterior al apoyo (m)

α : Angulo de desviación de la línea. Es el ángulo formado entre la prolongación de la dirección del conductor antes del vano y la dirección del conductor después del vano.

T_{01} , T_{02} : Tense de los conductores en cada vano, en las condiciones indicadas en cada hipótesis (daN).

Se puede determinar el ángulo máximo de desviación de la línea que es capaz de resistir un apoyo sin retenidas, en función de su esfuerzo nominal, el tense de los conductores, la presión del viento y el eolovano que soporta el apoyo. Para ellos se aplican las siguientes expresiones:

$$\operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \frac{T - \sqrt{T^2 + P_v \cdot a_v \cdot (P_v \cdot a_v - F)}}{P_v \cdot a_v}$$

$$\alpha = 2 \cdot \left[\arcsen \left(\frac{T - \sqrt{T^2 + P_v \cdot a_v \cdot (P_v \cdot a_v - F)}}{P_v \cdot a_v} \right) \right]$$

Unión FENOSA

Mediante esta ecuación solo se podrá calcular el ángulo máximo cuando el apoyo en cuestión únicamente soporte una línea de B.T.

En el resto de los casos se deberá tener en cuenta los esfuerzos aplicados al apoyo por la línea de M.T., que se sumaran a los provocados por la línea de B.T. que se pretende construir.

Para ángulos mayores a los que pueda soportar el apoyo, se instalaran las retenidas adecuadas.

- Apoyos de fin de línea.

El esfuerzo horizontal que los apoyos fin de línea deben soportar se determina en función del tense máximo de los conductores elegido.

$$F = T \quad (\text{daN})$$

Unión FENOSA

Siendo:

F: Esfuerzo resultante aplicado al apoyo (daN).

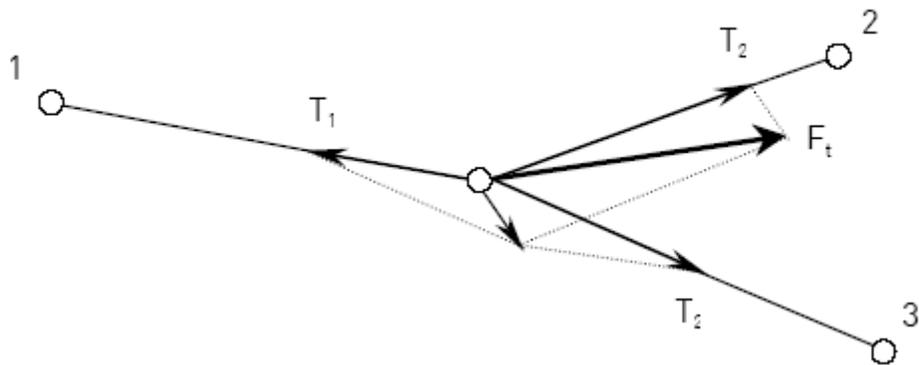
T: Tense máximo del haz de los conductores en las hipótesis consideradas (daN).

En la mayoría de los casos se deberán reforzar los apoyos mediante la colocación de retenidas para que solo trabajen a compresión y puedan soportar los esfuerzos horizontales a los que se verán sometidos.

- Apoyos en estrellamiento

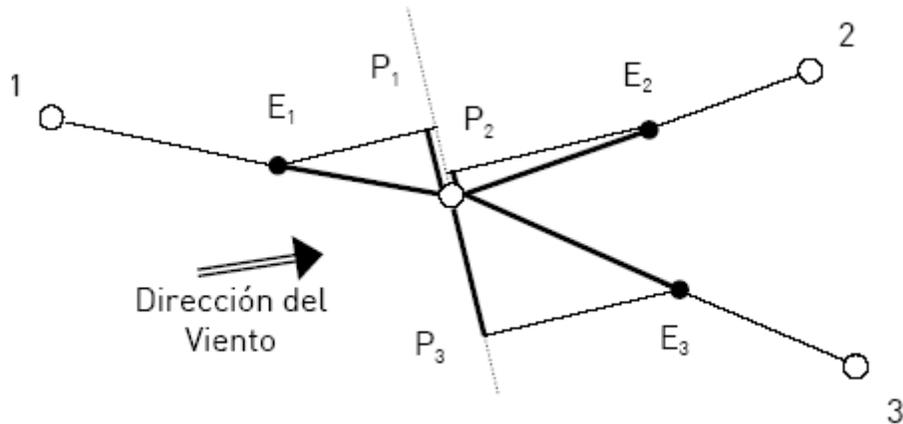
Para determinar el esfuerzo útil mínimo en los apoyos se recomienda adoptar el cálculo grafico por su sencillez.

Se calculara el esfuerzo F_t resultante de la suma de los tenses de cada conductor, tal y como se muestra en el siguiente grafico:

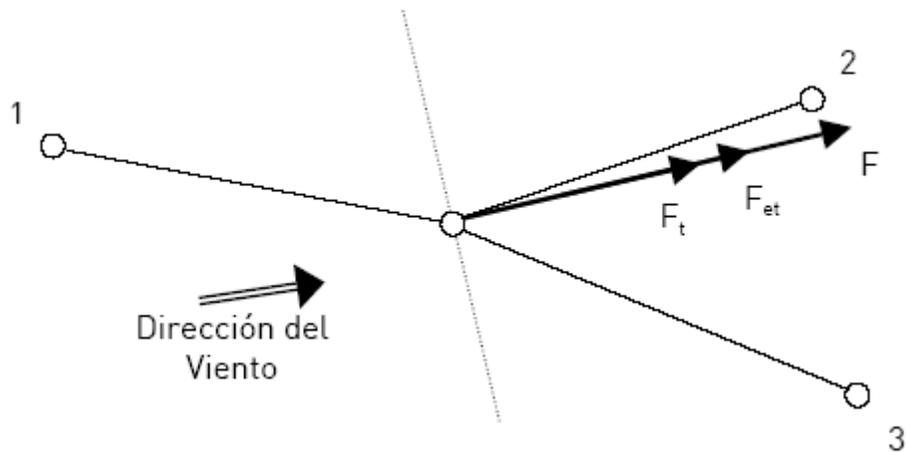


Para un cálculo mas preciso es necesario añadir a ala resultante el esfuerzo debido a la acción del viento sobre los semivanos de las distintas líneas que convergen en el apoyo de estrellamiento. Para ello se supone que el viento en la dirección de la resultante y se procede como sigue:

- a. Se determinan las proyecciones (P_1 , P_2 y P_3) de cada semivano (E_1 , E_2 y E_3) sobre la perpendicular a la resultante de las tensiones.



- b. El esfuerzo de viento (F_{et}) es el resultado de multiplicar la longitud de estas proyecciones por la presión de viento sobre cada uno de los conductores de cada línea.
- c. La suma de estos esfuerzos, en la dirección de la resultante de las tensiones, se suma a esta y nos da el esfuerzo total.



Normalmente este valor es muy inferior al resultado de las tenses por lo que, en general, se puede despreciar y se considera solamente el resultante del calculo propio de las tensiones.

El apoyo se orientara en la dirección de la resultante.

4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

A continuación mostraremos las distancias mínimas de seguridad que deben mantenerse entorno a los conductores de Baja Tensión para evitar riesgos a la personas e impedir, en la medida de lo posible, daños a las instalaciones e interrupciones en el servicio.

Todas las distancias de seguridad que describiremos se deben medir de superficie a superficie.

En la medición de las distancias, los herrajes y accesorios que están energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea se deben considerar como parte integral de los mismos.

Las distintas distancias de seguridad a tener en cuenta serán las siguientes:

4.1. Distancias de seguridad entre elementos soportados en la misma estructura.

Los conductores de B.T. de distintos circuitos soportados por el mismo apoyo se separarán verticalmente un mínimo de 0,2 m mientras que horizontalmente se situara a 0,3 m.

Las distancias de seguridad entre conductores en sus soportes serán las indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 10

Nivel inferior	Nivel superior (m)				
	Conductores de B.T.	Conductores de M.T. (kV)			
		Neutro	13,2	24,9	34,5
Conductores de comunicación	1	1	---	---	---
Conductores de B.T.	---	0,4	0,5	0,6	0,7

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

4.2 Cruzamientos

La altura de los apoyos será necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados a la distancia indicada a continuación por encima de cualquier punto del terreno o superficie.

4.2.1. Cruce con líneas eléctricas aéreas de M.T.

La línea de Baja Tensión deberá cruzar por debajo de la línea de Media Tensión. Cuando sea posible y práctico, el cruce de conductores se hará aprovechando una misma estructura.

Las distancias mínimas indicadas se medirán en el punto mayor de acercamiento entre los dos conductores, considerando las posibles posiciones de los mismos y teniendo en cuenta el desplazamiento más desfavorable de la línea.

Cuando el cruce sea en diferentes estructuras se procurara que se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea de Media Tensión. En cruzamientos u entre conductores adyacentes, la distancia horizontal entre la línea de B.T. y las partes más próximas de la línea de M.T. no será inferior a 1,5 m.

Las mínimas distancias verticales que se deben respetar serán las que indicaremos en la siguiente tabla:

Tabla 11

Nivel inferior	Nivel superior – Conductores de M.T. (m)	
	Fases	Neutro
Conductores de B.T.	0,6	

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

4.2.2. Cruces con otras líneas eléctricas aéreas de B.T.

Entre los cruzamientos entre líneas aéreas de B.T., situadas en apoyos diferentes, la distancia entre los conductores más próximos no será inferior a 0,6 m.

4.2.3. Cruces con líneas aéreas de telecomunicación

Las líneas de B.T. cruzaran por encima de las líneas de telecomunicación. Solo en casos excepcionales se permitirá que pasen por debajo, respetando siempre la distancia mínima vertical de seguridad respecto al suelo.

La distancia de seguridad mínima entre los conductores más próximos, cuando están instalados en diferentes estructuras, será de 0,6 m.

4.2.4. Cruces con carreteras, caminos y vías de ferrocarril sin electrificar.

La altura mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera o sobre las cabezas de los raíles, en el caso de vías de ferrocarril sin electrificar, será de:

Tabla 12

Naturaleza de la superficie	Distancia de seguridad mínima (m)
Carreteras, calles y áreas de tránsito	5
Aceras o caminos para peatones	3
Ferrocarriles	7,2

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

Los conductores no presentaran ningún empalme en el vano de cruce.

4.2.5. Cruces con ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses.

La distancia vertical mínima de los conductores de B.T. sobre los cables, hilos sustentadores o conductores de la línea de contacto será de 2 m.

En el caso de ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses provistos de pértigas de hierro para transmitir la energía eléctrica del cable conductor al vehículo (trole) u otros elementos de tomas de corriente que pueden separarse accidentalmente de la línea de contacto, los conductores de B.T. deben estar a una altura tal que, al desconectarse el mecanismo de la toma de corriente, en la posición mas desfavorable que puede adoptar, se mantenga una distancia mínima de 0,3 m entre ambos.

4.2.6. Ríos y canales, navegables o flotables.

En los cruzamientos con ríos y canales, navegables o flotables, la altura mínima de los conductores sobre la superficie del agua, para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será de:

Tabla 13

Naturaleza de la superficie	Distancia de seguridad mínima (m)
Regatos y otras aguas donde no está permitida la navegación	4
Aguas navegables adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m	9,6
Aguas navegables no adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m	4,6

Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas unión FENOSA Electricaribe

Para el cálculo se tomara la flecha final obtenida según la hipótesis de cálculo mas desfavorable a efectos del calculote la flecha, sin tener en cuenta el desplazamiento producido por la acción del viento.

4.2.7. Bosques, árboles y masa de arbolado.

Para evitar las interrupciones del servicio producidos por la caída de o contacto de ramas o troncos de árboles sobre los conductores de la línea eléctrica, se cortaran todas aquellas ramas, troncos, etc., que debido a su flexibilidad puedan alcanzar a los conductores debido a la acción del viento soplando a las velocidades habituales de la zona.

Igualmente, deberán ser cortados todos aquellos árboles que constituyen un peligro para la conservación de la línea, entendiéndose como tales los que, por su flexibilidad puedan alcanzar a los conductores en su posición normal.

III. DISEÑO METODOLÓGICO

Metodología y Composición de la Muestra

La metodología a tratar en este proyecto consiste en la utilización del modelo de desarrollo incremental donde cada secuencia lineal produce un producto-incremento del software.

Mills sugirió el enfoque incremental de desarrollo como una forma de reducir la repetición del trabajo en el proceso de desarrollo y proporcionar a los clientes algunas oportunidades para retrasar las decisiones en los requerimientos detallados hasta que adquieran cierta experiencia con el sistema.

En un proceso de desarrollo incremental, los clientes identifican, de forma somera, los servicios que proveerá el sistema. Identifican cuáles servicios son más importantes y cuáles menos importantes. Entonces, se definen varios incrementos en donde cada uno proporciona un subconjunto de funcionalidad del sistema. La asignación de servicios a los incrementos depende de la prioridad del servicio. Los servicios de prioridad más alta son los que se entregan primero al cliente.

Las principales características de la utilización de este modelo son la siguiente:

- El cliente no espera hasta el fin del desarrollo para utilizar el sistema. Pueden empezar a usarlo desde el primer incremento.

- El cliente puede aclarar los requisitos que no tenga claro conforme vea la entrega del sistema.
- Se disminuye el riesgo de fracaso de todo el proyecto, ya que se puede distribuir en cada incremento.
- Las partes más importantes del sistema son entregadas primero, por lo cual se realizan más pruebas en estos módulos y se disminuye el riesgo de fallos.

1. El primer incremento corresponde al producto base

- a) Definición del bosquejo de requisitos.
- b) Asignar requisitos a los incrementos.
- c) Diseñar la arquitectura del sistema.

2. Este proceso se repite luego de la entrega de cada incremento hasta que el producto final ha sido completamente elaborado.

- a) Desarrollar incremento del sistema.
- b) Validar incrementos.
- c) Integrar incrementos.
- d) Validar sistema.

Recolección y Fuente de Información.

Primaria, Electricaribe, normas de conductores, ACIEM, RETIE; guías y normas UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL.

Secundaria, Textos guías.

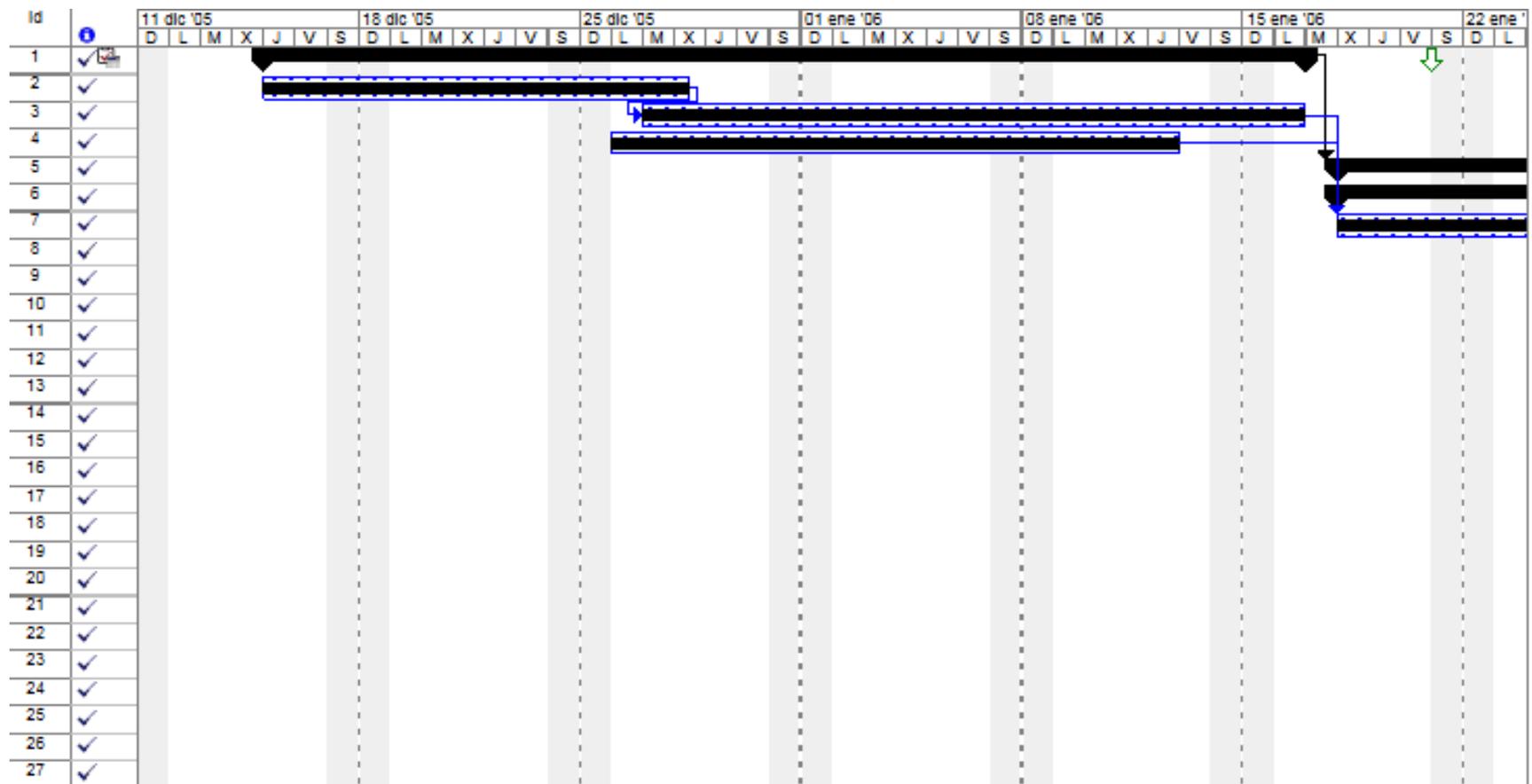
La técnica de recolección es a través de entrevistas con ingenieros especialistas en el ramo energético, a través de observaciones del sistema de transmisión de energía, y el análisis de documentos como las normas vigentes del sector. Consulta de reglamentos y manuales de instalaciones, manuales de fabricantes de materiales.

IV. IDENTIFICACION DE LOS PONENTES

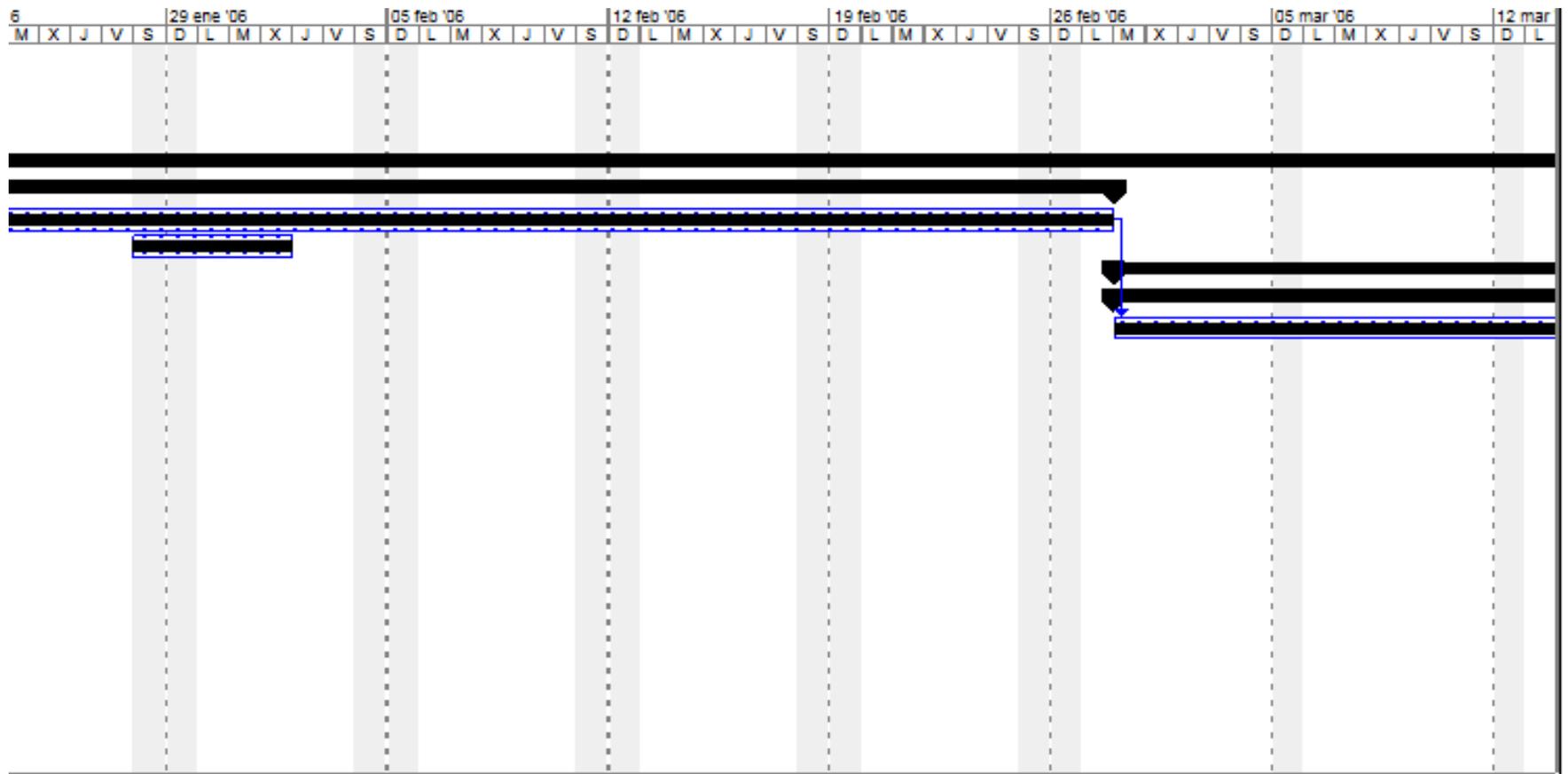
INFORMACIÓN GENERAL	DATOS
NOMBRE	Oswaldo Serrano Illidge
TITULO AL QUE ASPIRA	Ingeniero de Sistemas
TELEFONO	4 306339
E-MAIL	Oswaldo__antonio@hotmail.com
NIVEL DE ESTUDIOS	Universitarios

INFORMACIÓN GENERAL	DATOS
NOMBRE	José Maria Pana Iguarán
TITULO AL QUE ASPIRA	Ingeniero de Sistemas
TELEFONO	4 303902
E-MAIL	elpana_@hotmail.com
NIVEL DE ESTUDIOS	Universitarios

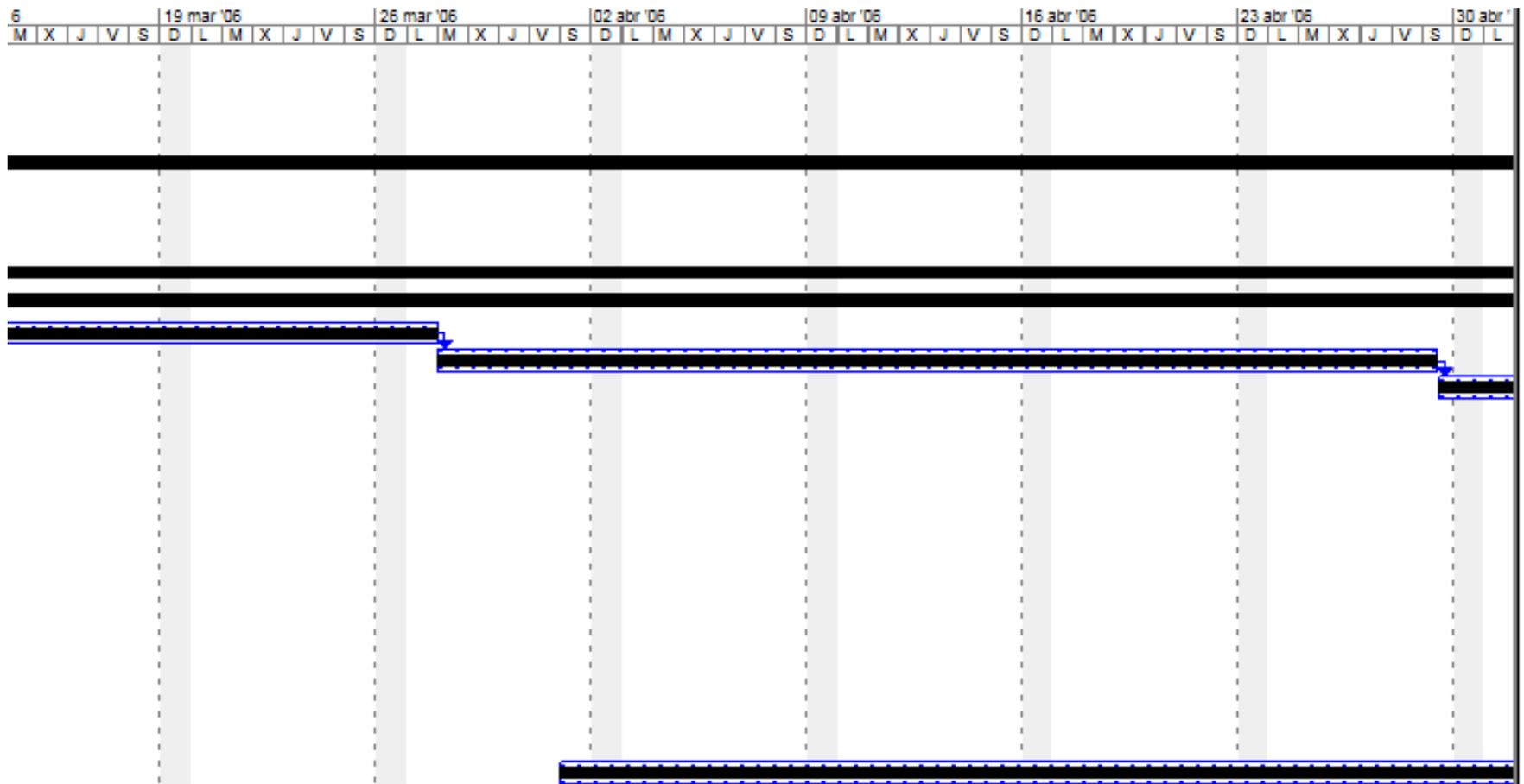
		Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	 	FASE DE INICIO	23 días	jue 15/12/05	lun 16/01/06
2		Presentación ante la empresa Megaelectric	9,5 días	jue 15/12/05	mié 28/12/05
3		Consultas bibliográficas , Internet y salidas de campo	15 días	mar 27/12/05	lun 16/01/06
4		Entrevistas	14 días	lun 26/12/05	jue 12/01/06
5		FASE DE ELABORACIÓN	158 días	mié 18/01/06	jue 27/07/06
6		Especificación de requerimientos	29 días	mié 18/01/06	lun 27/02/06
7		requerimientos funcionales y no funcionales	29 días	mié 18/01/06	lun 27/02/06
8		Entrevistas con los funcionarios de la empresa megaelectric	3 días	sáb 28/01/06	mié 01/02/06
9		DISEÑO	129 días	mar 28/02/06	jue 27/07/06
10		Diseño de la estructura de la aplicación mediante diagram	107,5 días	mar 28/02/06	lun 03/07/06
11		Elaboración de Escenarios de casos de uso	24 días	mar 28/02/06	lun 27/03/06
12		Elaboración de diagramas de casos de uso	28,5 días	mar 28/03/06	sáb 29/04/06
13		Elaboración de diagramas de secuencia	30,5 días	sáb 29/04/06	sáb 03/06/06
14		Elaboración de diagramas de clases	24,5 días	lun 05/06/06	lun 03/07/06
15		Diseño de la Base de datos	21,5 días	lun 03/07/06	jue 27/07/06
16		FASE DE CONSTRUCCIÓN	31,5 días	vie 28/07/06	sáb 02/09/06
17		Implementación de componentes	31,5 días	vie 28/07/06	sáb 02/09/06
18		Diseño y desarrollo de la interfaz de usuario	25,5 días	vie 28/07/06	sáb 26/08/06
19		Creación de la Base de Datos	16 días	vie 04/08/06	mar 22/08/06
20		Implementación del componente de control de usuarios	10 días	mié 23/08/06	sáb 02/09/06
21		Implementación del componente de Gestión de datos	22 días	vie 04/08/06	mar 29/08/06
22		FASE DE TRANSICIÓN	31 días	mar 05/09/06	mar 10/10/06
23		Pruebas del Sistema	10,5 días	mar 05/09/06	sáb 16/09/06
24		Entrenamiento a usuarios	7,5 días	mar 12/09/06	jue 21/09/06
25		Revisión final del sistema	8,5 días	jue 21/09/06	sáb 30/09/06
26		Control de Cambios	9 días	sáb 30/09/06	mar 10/10/06
27		Elaboración de manuales de usuario y técnico	153 días	sáb 01/04/06	mar 26/09/06



Proyecto: cronograma piscis2 Fecha: mar 24/10/06	Tarea		Hito		Tareas externas	
	División		Resumen		Hito externo	
	Progreso		Resumen del proyecto		Fecha llmite	

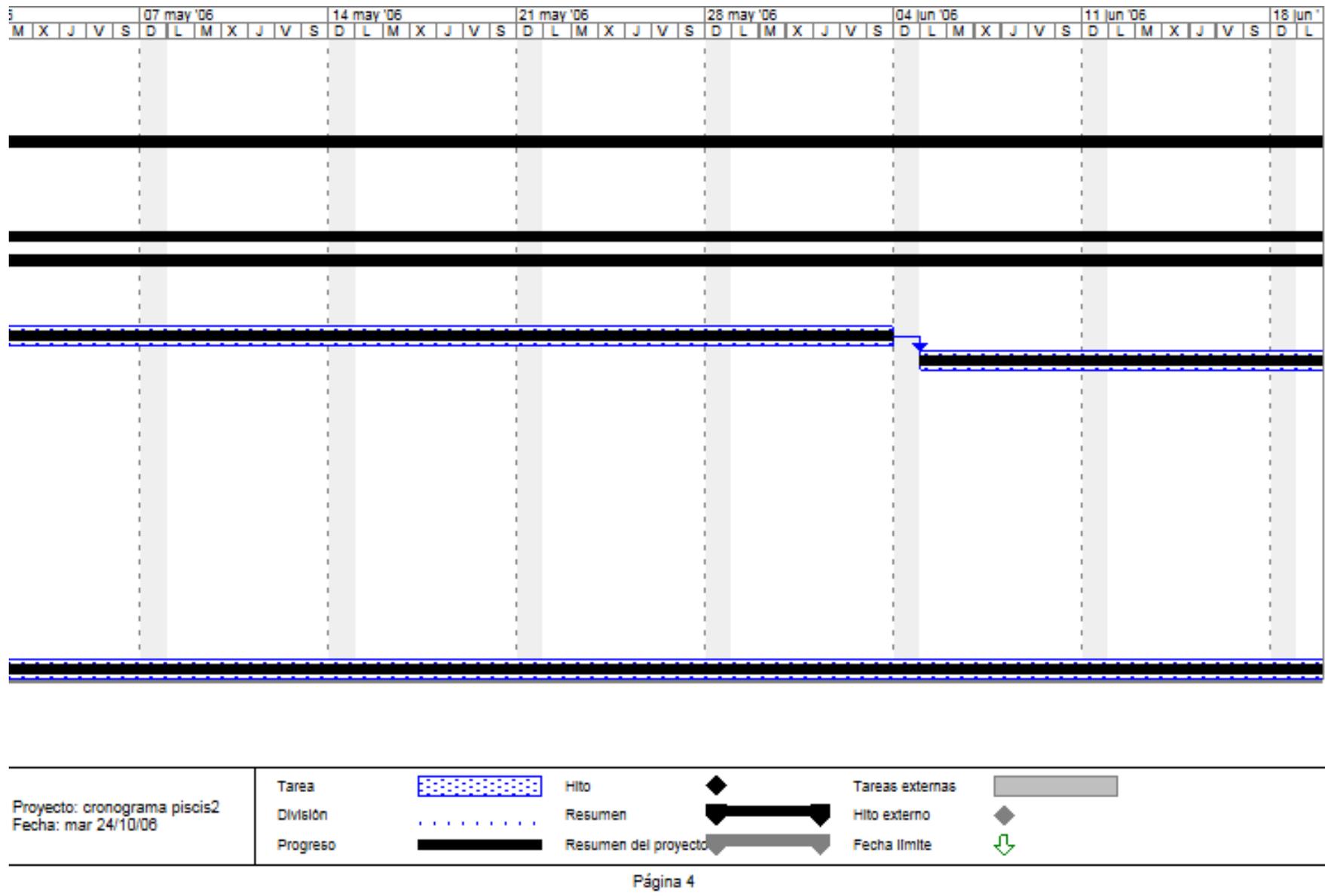


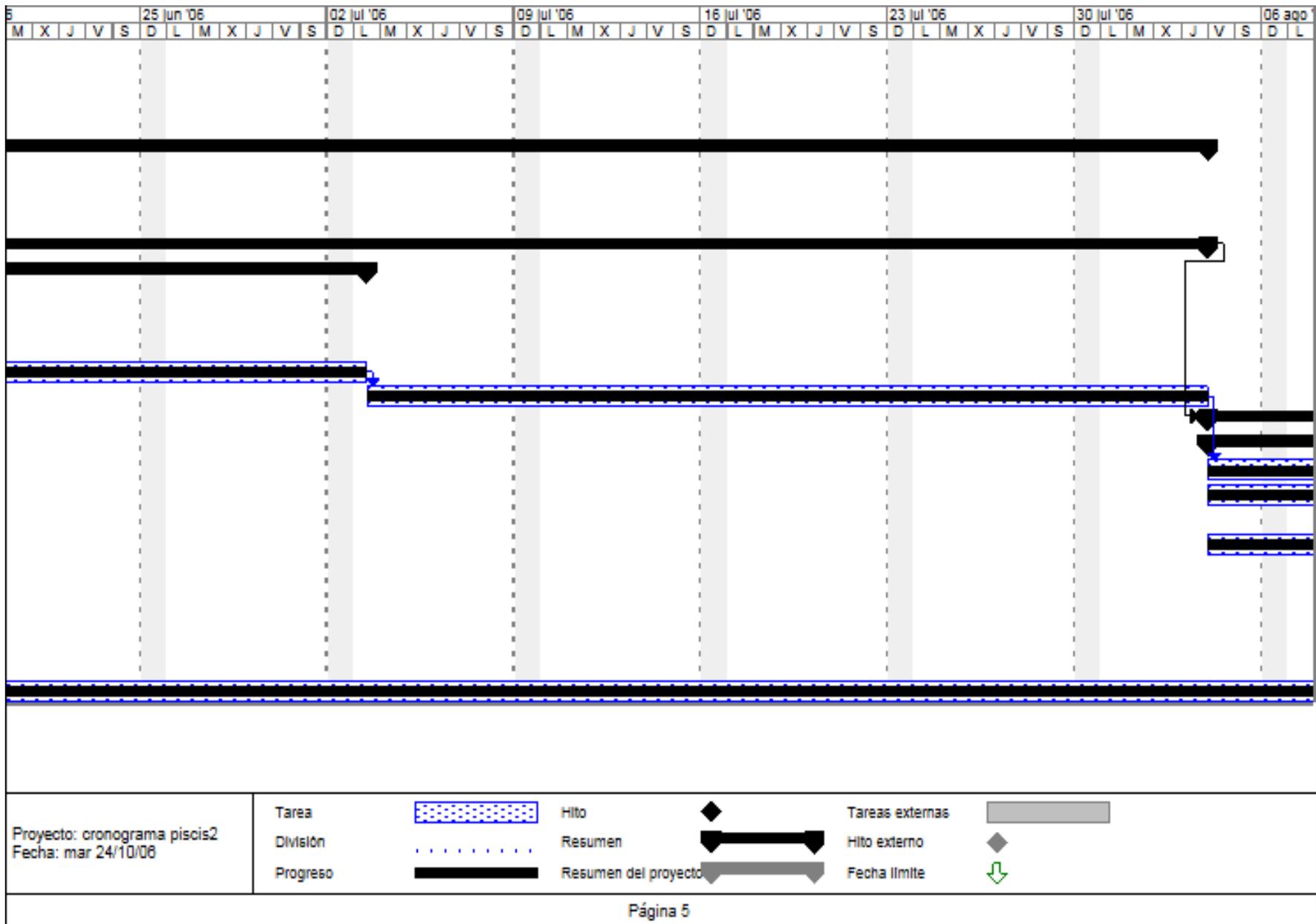
Proyecto: cronograma piscis2 Fecha: mar 24/10/06	Tarea		Hito		Tareas externas	
	División		Resumen		Hito externo	
	Progreso		Resumen del proyecto		Fecha límite	

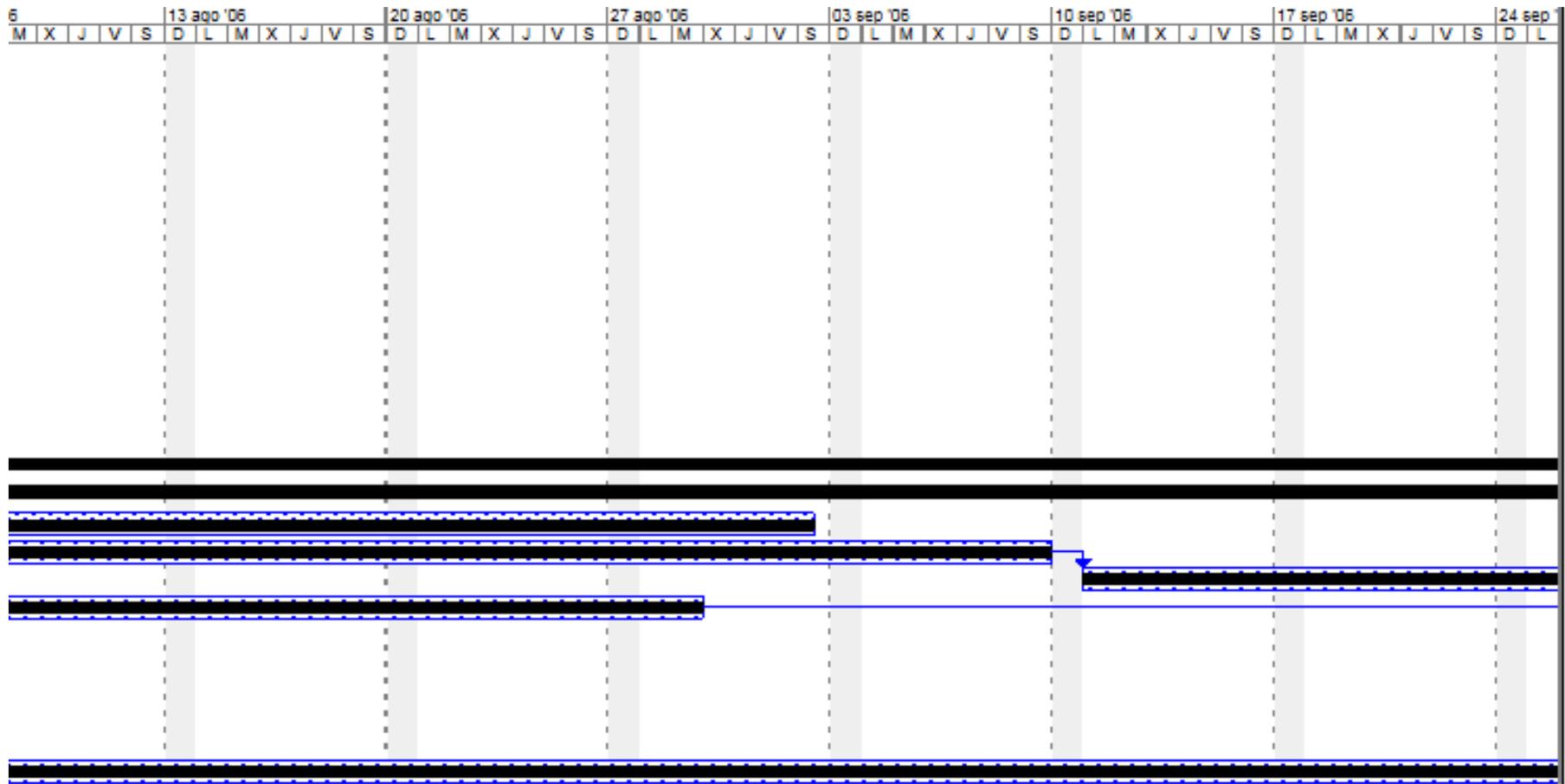


Proyecto: cronograma piscis2 Fecha: mar 24/10/06	Tarea		Hito		Tareas externas	
	División		Resumen		Hito externo	
	Progreso		Resumen del proyecto		Fecha límite	

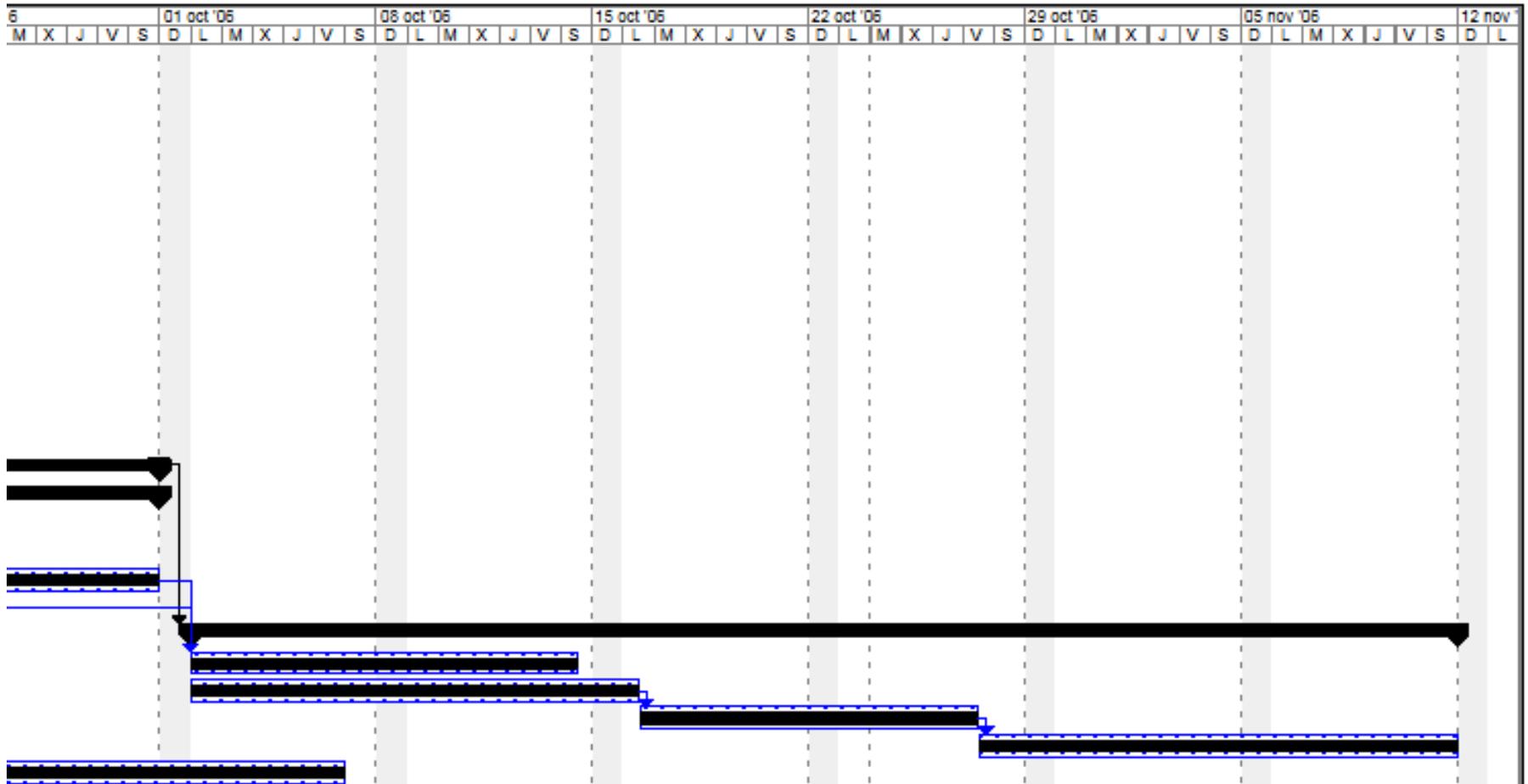
Página 3







Proyecto: cronograma piscis2 Fecha: mar 24/10/08	Tarea		Hito		Tareas externas	
	División		Resumen		Hito externo	
	Progreso		Resumen del proyecto		Fecha límite	



Proyecto: cronograma piscis2 Fecha: mar 24/10/06	Tarea		Hito		Tareas externas	
	División		Resumen		Hito externo	
	Progreso		Resumen del proyecto		Fecha límite	

VI. PRESUPUESTO Y RECURSOS

6.1 Recursos humanos

El presente proyecto fue elaborado y desarrollado por Oswaldo Antonio Serrano Illidge y José María Pana Iguaran estudiantes de la Facultad de Ingeniería de Sistemas de la Universidad del Magdalena, con la asesoría del Ingeniero Jesús Garnica, Director del proyecto y el Ingeniero Cesar Gil, tutor en la rama de Ingeniería Eléctrica.

6.2 Recursos Físicos técnicos

Software Ms Excel, software MS Visual Basic 2005 Express Editions y SQL Server 2005 Express Editions, Manuales de normas técnicas Unión FENOSA Internacional, Retie

6.3 Recursos Económicos

Presupuesto

Presupuesto global de la propuesta por fuentes de financiación (en pesos).

RUBROS		CONTRAPARTIDA		TOTAL
		UNIMAG	OTRAS FUENTES	
Personal:			13.314.120	13.314.120
Insumos laboratorio:				
Otros insumos:			122.563	122.563
Equipo	Compra			
	Arriendo		599.100	599100
	Uso			
Servicios técnicos:				
Otros Servicios:			1.209.000	1.209.000
Salidas de campo:				
Viajes nacionales y cursos de entrenamiento:				
Software:				
Realización talleres, foros:				
Contratación expertos:				
Compra de material bibliográfico especializado:			363.000	363.000
Publicaciones y patentes:				
Imprevistos				
TOTAL			15.607.783	15.607.783

Descripción de los gastos de personal (en pesos).

Persona	Formación académica	Función dentro del proyecto	Dedicación horas / mes	Contrapartida		Total
				Unimag	Otras fuentes	
Oswaldo Serrano	Estudiante Ingeniería De Sistemas	Analista y Desarrollador del proyecto	144		643.260	3.859.560
José Pana	Estudiante Ingeniería De Sistemas	Analista y Desarrollador del proyecto	144		643.260	3.859.560
Jesús Garnica	Ingeniero Electromecánico	Asesoría en el diseño de Redes eléctricas	40		932.500	5.595.000
TOTAL					2.219.020	13.314.120

Descripción de otros insumos (en pesos)

Insumos	Justificación	Contrapartida		Total
		UNIMAG	Otras fuentes	
Gastos de Papelería	Papelería básica para el desarrollo y presentación de informes del proyecto (Papel, CDS, grapadora, Cartuchos, etc.)		122563	122563
TOTAL				122.563

Descripción y cuantificación de los equipos de uso propio (en pesos).

Equipos	JUSTIFICACIÓN	RECURSOS		TOTAL
		Contrapartida		
		UNIMAG	Otras Fuentes	
Computadores (2)	Equipos necesarias en el desarrollo de la aplicación		525600	525600
Impresora	Necesarias para la presentación informes y avances		73500	73500
	Total		599.100	599.100

Descripción de otros servicios utilizados (en pesos).

Otros Servicios	Costo Unitario	#	Contrapartida		TOTAL
			UNIMAG	Otras Fuentes	
			Servicio De Internet	1500	
Trascripción	500	1200		600000	600000
Gastos de Movilización consulta	3.000	23		69000	69.000
TOTAL					1.209.000

Descripción de compras de material bibliográficos (en pesos).

Material Bibliográfico	Costo Unitario	#	Contrapartida		TOTAL
			UNIMAG	Otras Fuentes	
			Adquisición de material literario(textos)	363.000	
TOTAL				363.000	363.000

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

BLANK Leland, TARQUIN Anthony, Ingeniería económica, 5ª edición, Mc Graw Hill.

BRAUT n y CAMPERO e, Instalaciones eléctricas, conceptos básicos y diseño, 2ª edición.

Curso Práctico de Desarrollo de aplicaciones con Visual Studio.Net por Daniel Alfredo Seara Director Regional MSDN (universidad.net)

DYM, Clive L y LITTLE, Patric, El proceso de diseño en ingeniería, como desarrollar soluciones efectivas, 2002 Editorial Limusa Wiley.

ELECTRICARIBE / ELECTROCOSTA, manual de procedimientos operativos seguros para medidas indirectas.

FLOWER LEIVA, Luis. Controles y automatismos eléctricos 7ª edición, 2001.

GRAINGER Jhon J, STEVENSON Jr William D, Análisis de Sistemas de Potencia, Mc Graw Hill.

MARSHALL Stanley, DUBROFF Richard E, SKITEK Gabriel G, Electromagnetismo Conceptos y aplicaciones, 4ª edición, A Simón & Schuster Company.

Programación en Visual Basic .NET(Luis miguel blanco)

WEBBIBLIOGRAFICAS

www.programacionfacil.com/vbnet

www.lawebdelprogramador.com/cursos/vbnet2003/

www.elquille.info/NET/cursoVB.NET/