



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA
EL DESARROLLO**

**INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA
MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

**TÍTULO:
DESARROLLO DE UN PROGRAMA INFORMÁTICO PARA EL
CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEAS AÉREAS DE
TRANSMISIÓN.**

**AUTOR:
SAVERIO ZAMBRANO TITO FERNANDO**

**TUTOR:
HERAS SANCHEZ MIGUEL ARMANDO**

**Guayaquil, Ecuador
2014**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA
MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por TITO FERNANDO SAVERIO ZAMBRANO, como requerimiento parcial para la obtención del Título de INGENIERO ELÉCTRICO MECÁNICO

TUTOR (A)

Tito Fernando Saverio Zambrano

DIRECTOR DE LA CARRERA

Miguel Armando Heras Sánchez

Guayaquil, a los 7 días del mes de Octubre del año 2014



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA
MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Tito Fernando Saverio Zambrano

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación “**DESARROLLO DE UN PROGRAMA INFORMÁTICO PARA EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN**”, previa a la obtención del Título de **INGENIERO ELÉCTRICO MECÁNICO**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 7 días del mes de Octubre del año 2014

EL AUTOR

Tito Fernando Saverio Zambrano



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, Tito Fernando Saverio Zambrano

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación “**DESARROLLO DE UN PROGRAMA INFORMÁTICO PARA EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 7 días del mes de Octubre del año 2014

EL AUTOR:

Tito Fernando Saverio Zambrano

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, MI SEÑOR TODOPODEROSO

Por su eterno amor y bendiciones

A MI MADRE

Sin ella nada hubiese sido, ni mi pasado, ni el presente que hoy disfruto con este logro, ni mi futuro. Dicen que el pasado son los recuerdos, el presente es lo que somos hoy y el futuro son nuestros sueños, hoy estoy en el futuro viendo los sueños de mi madre cumplirse.

A MI ESPOSA, A MIS HIJOS, MI FAMILIA.

Quienes constantemente me alentaron con continuar esta carrera y culminar mi trabajo de titulación, especialmente a mi esposa Olga, hoy siento su beneplácito y alegría.

A MI TUTOR

Ing. Armando Heras, a quien estimo como un amigo, por haberme aceptado ser mi tutor y por su gran apoyo y confianza.

A LA UNIVERSIDAD Y A MI FACULTAD

Que me permitió conseguir inicialmente, otorgándome una beca, mi título de tecnólogo, y ahora el título de ingeniero, especialmente a los ingenieros Pedro Tutiven, Héctor Cedeño y Efraín Suarez.

A todos muchas gracias

Tito Fernando Saverio Zambrano.

DEDICATORIA

A mis hijos Fernanda, Gabriela y Luis.

A mi esposa Olga

A mi madre María Luisa

RESUMEN

El presente trabajo de titulación se trata del desarrollo de una aplicación informática para determinar los cálculos eléctricos para el diseño preliminar de una línea áreas de transmisión eléctrica de alta tensión.

Este trabajo de titulación consiste en el desarrollo de una herramienta informática que facilite el aprendizaje de los cálculos eléctricos de usualmente realizados en las líneas de transmisión eléctrica.

La aplicación informática desarrollada permite el cálculo de las constantes características o kilométricas, la potencia de transporte mediante el método del momento eléctrico, la máxima potencia a transportar por una línea basado en el límite térmico de un conductor. Además de las condiciones de la línea en el extremo receptor y o punto de entrega y en el extremo generador o punto de envío, basado en el cálculo de las constantes auxiliares de propagación obtenidas bajo el método analítico de las funciones hiperbólicas y circulares.

La aplicación informática desarrollada CELTA V1, pretende ser una herramienta en la solución rápida, para los estudiantes de la facultad, en el diseño preliminar de una línea de transmisión, ahorrando tiempo en el desarrollo de cálculos.

ABSTRACT

This paper titling is developing a software application for electrical calculations to determine the preliminary design of an electrical transmission line areas of high voltage.

This work involves the development degree of a software tool that compliments learning electrical calculations usually performed in electric transmission lines.

The application developed allows calculation of the constants features or LF, conveying power by the method of electric moment, the maximum power to be transported by a thermal limit based on a conductor line. In addition to the line conditions at the receiving end delivery point and the generator end or point sent, based on the calculation of the propagation constants auxiliary obtained under the analytical method of hyperbolic and circular functions.

The application developed CELTA V1, intended as a tool for the quick fix, for students of the faculty, in the preliminary design of a transmission line, saving time in the development of stones.

INDICE

CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Generalidades. _____	1
1.2 Planteamiento del problema _____	3
1.3 Alcance y prospectiva _____	4
1.4 Hipótesis _____	5
1.5 Definición de objetivos _____	5
1.5.1 Objetivo General _____	5
1.5.2 Objetivos Específicos _____	5
1.6 Justificación e importancia. _____	5
1.7 Metodología. _____	7
CAPITULO 2	8
FUNDAMENTOS TEORICOS DE LAS LINEAS TRANSMISION.....	8
PARTE 1: Elementos de las líneas de transmisión _____	8
2.1.1. Sistemas de Transmisión. _____	8
2.1.2. Línea aérea de transmisión eléctrica de alta tensión. _____	9
2.1.3. Sistema Trifásico. _____	10
2.1.4. Componentes de una línea aérea de trasmisión eléctrica. _____	11
PARTE 2: Características de las líneas eléctricas de transmisión _____	43
2.2.1 Constantes características fundamentales por kilómetro de línea. _____	43

2.2.2	Características eléctricas de una línea de aérea transmisión.	52
2.2.3	Métodos analíticos de cálculos.	53
PARTE 3: Características mecánicas de las líneas eléctricas de transmisión		61
2.3.1	Antecedentes	61
2.3.2	Ecuación general de un hilo tendido entre dos puntos y flechas	64
2.3.3	Ecuación de cambio de condiciones	66
2.3.4	Peso de un cable	69
2.3.5	Sobrecarga en los cables	69
2.3.6	Sobrecarga del viento.	70
2.3.7	Coefficiente de sobrecarga.	72
2.3.8	Vano ideal de regulación.	74
2.3.9	Fenómenos vibratorios. Tensión de cada día. Tensión en las horas frías.	76
CAPÍTULO 3		80
ESTUDIO ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA		80
3.1	Antecedentes	80
3.2	Número de circuitos de una línea de transmisión.	80
3.3	Selección de conductor a utilizar en la línea de transmisión.	82
3.4	Determinación de los parámetros de la línea.	87
3.5	Determinación de la potencia de transporte.	89
3.6	Determinación de las constantes auxiliares.	93
3.7	Cálculo de las condiciones de funcionamiento de la línea	95

3.7.1 Cálculo del funcionamiento de la línea bajo carga y en vacío utilizando el método analítico de las funciones hiperbólicas y circulares. _____	96
3.7.1.1 Cálculo de las condiciones de funcionamiento de la línea bajo carga. _____	96
3.7.1.2 Cálculo de las condiciones en el extremo receptor de la línea en vacío. _____	100
CAPÍTULO 4	103
PROPUESTA.....	103
4.1 Introducción. _____	103
4.2 Proceso de instalación. _____	103
4.3 Pestaña de datos de entrada _____	104
4.3.1 La subpestaña Datos De Línea y Conductor. _____	105
4.3.2 Subpestaña Configuración de la línea. _____	106
4.4 Pestaña de datos de salida. _____	108
4.4.1 Subpestaña Constantes De Línea _____	108
4.4.2 Subpestaña Capacidad De Transporte. _____	110
4.4.3 Subpestaña Constantes Auxiliares. _____	110
4.4.4 Subpestaña Condiciones de Funcionamiento. _____	111
4.5 Generación de informe, vista previa e impresión. _____	111
CAPÍTULO 5	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
5.1 Conclusiones. _____	114
5.2 Recomendaciones _____	116

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	118
1. LIBROS	118
2. PÁGINAS WEB:.....	119

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades.

La demanda de energía eléctrica en nuestro país cada vez es mayor y proporcional al crecimiento natural de la población, al desarrollo industrial, tecnológico y al crecimiento de las urbes en regiones determinadas.

Para cubrir este requerimiento necesariamente la energía eléctrica en alta tensión debe ser transmitida y distribuida a través de un medio físico llamada Línea de Transmisión, la cual está constituida por conductores, estructuras de soporte, aisladores, y cables de guarda.

Las líneas de transmisión se interconectan por medio de subestaciones ubicadas tanto en los centros de generación, como en los sitios donde se hace la transformación que permite distribuir la energía a los consumidores finales.

Un aspecto importante en la ingeniería para una línea de transmisión de alta tensión, tiene que ver con el diseño de la misma. En esta etapa el proyectista debe diseñar este medio físico de transmisión con actualizaciones de normas técnicas, en forma eficiente y económica, y es de gran relevancia ya que se realizan estudios técnicos eléctricos y mecánicos, el tiempo para determinar cálculos para realizar el diseño de estas líneas de transmisión es considerable a nivel de ingeniería.

Lo cual se traduce en que este diseño hoy en día se debe realizar mediante la implementación de un software o de una aplicación para ahorro de tiempo y estudio, el cual debe ser flexible para ingresar datos de parámetros eléctricos.

El desarrollo de ésta aplicación contribuirá al aprendizaje de una gran cantidad de contenido de materia de Líneas de Transmisión Eléctricas y Subestaciones compuestas de métodos, formulas y normas, ya que actualmente los estudiantes de ingeniería eléctrica realizan cálculos matemáticos aplicando las ecuaciones sin efectuar un análisis y comparación detallada del comportamiento de los conductores frente a distintas configuraciones mecánicas.

Este análisis es de gran importancia para facilitar la comprensión y permitir un aprendizaje significativo en el cálculo y diseño de Líneas de Transmisión.

Considerando la asignatura “Líneas de Transmisión y Subestaciones”, con los objetivos de facilitar y mejorar la comprensión de los métodos técnicos que en ella se estudian y de contar con una nueva herramienta para su enseñanza, esta memoria técnica se proyecta a desarrollar una aplicación que implemente cada una de los métodos de cálculos eléctricos.

La aplicación permitirá visualizar el acercamiento o no a la solución con los distintos parámetros que se ingresen, ofreciendo la posibilidad de modificar fácilmente cuando el proyectista necesite hacer cambios en su diseño.

1.2 Planteamiento del problema

La construcción de nuevas Líneas de Transmisión Eléctricas y Subestación se da por el incremento de la demanda de energía y en nuestro país se viene ejecutando con el fin de brindar una mejor calidad del servicio en la provisión de electricidad a los sectores industriales, comerciales y residenciales.

El diseño y construcción de Líneas de Transmisión Eléctricas y Subestación en gran medida son asumidas por Ingenieros Eléctricos cuya formación académica les permite desarrollar competencias profesionales en este campo. El desarrollo de las competencias profesionales se logra gracias a que los planes académicos de las carreras de ingeniería eléctrica contienen asignaturas afines como eje transversal.

El desarrollo de los planes de asignatura, que forman parte de las estructuras curriculares, de las diferentes carreras, y en especial las del campo eléctrico se ejecutan de mejor forma, cuando cuenta con herramientas informáticas que le permiten a los docentes presentar problemas prácticos a manera de simulación que no difieren de la realidad y logrando que los estudiantes se compenetren de mejor manera el estudio de las diversas asignaturas.

Estas herramientas informáticas en la actualidad no están al alcance de estudiantes y docentes de la Facultad Técnica para el Desarrollo, y lo que se vuelve más crítico es el hecho de que no exista equipamiento para simular parámetros eléctricos, equipos de generación y cargas que permitan comprobar y comprender las características de condiciones eléctricas de una línea de transmisión.

Es por esto que este trabajo de graduación persigue el desarrollo de una aplicación informática que permita realizar cálculos eléctricos para el diseño preliminar de una línea aérea de transmisión eléctrica de alta tensión como un problema práctico.

1.3 Alcance y prospectiva

El alcance del presente trabajo de graduación es desarrollar una aplicación informática que permitan diseñar líneas aéreas de transmisión eléctrica. La aplicación informática a ser desarrollado debe ser amigable con el usuario y debe proporcionar los cálculos eléctricos. Este software se lo proporcionará a la Facultad como una herramienta en el desarrollo de la asignatura de Línea de Transmisión y Subestaciones, la misma que consta en la malla curricular de la Carrera de Ingeniería Eléctrico-Mecánica.

En presente trabajo de graduación se realizará el cálculo eléctrico de una línea aérea de transmisión eléctrica mediante la utilización de la aplicación informática desarrollado, el mismo que se presente a los estudiantes y docentes de la asignatura Líneas de Transmisión y Subestaciones.

La aplicación informática permitirá mediante el ingreso de datos básicos, como distancias y potencias así como tensiones y configuraciones de una línea de transmisión, la entrega de resultado sobre la correcta selección de los conductores así como las características eléctricas al principio y final de la línea en estudio.

1.4 Hipótesis

Los programas informáticos o aplicaciones de cálculo eléctrico permitirán determinar las características de una línea aérea de transmisión eléctrica en forma rápida y segura.

1.5 Definición de objetivos

1.5.1 Objetivo General

- Desarrollar programa informático que permite realizar cálculos eléctricos de una línea aérea de transmisión eléctrica, cuyos resultados entregados sean confiables.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar una herramienta informática para el aprendizaje significativo de líneas de transmisión eléctrica mediante aplicación de plataforma de base de datos.
- Realizar cálculos eléctricos de una línea aérea de transmisión eléctrica mediante el uso de la aplicación desarrollada.

1.6 Justificación e importancia.

Los planes de las asignaturas de la malla curricular de cualquier carrera no deben permanecer estáticos, estos deben ser revisados constantemente no solo a fuerza de los cambios tecnológicos, sino que deben tomar en cuenta las necesidades del mundo laboral, esto determina lo dinámico que deben ser los planes de cada asignatura dentro de una carrera.

Por ello resulta justificable, el hecho de revisar cada año, por decir lo menos, los contenidos de las materias, lo deseable sería además, confrontar los contenidos entre materias de mallas curriculares de carreras similares que ofertan las universidades de la región.

Otra situación sumamente importante es el hecho de lograr la mayor y mejor asimilación de los aspectos teóricos que imparten los catedráticos de una asignatura. Tan importante que lo anterior, es practicar lo que los estudiantes tratan de entender en las aulas, por aquello que “lo que se escucha, se olvida; lo que se ve, se recuerda; lo que se hace, se aprende....” resulta entonces que uno de los factores gravitantes dentro de la enseñanza que todas las asignaturas tengan un componente práctico dirigido hacia aplicaciones reales que ayude a entender lo que las palabras o el texto pretende decirnos.

Pero los costos de equipos para pruebas de Líneas de Transmisión y Subestaciones son onerosos, así también de costosos son el software de análisis de flujos de carga y cortocircuitos como el CYMEDIST, ETAP PowerStation, PowerWorld Simulator, DLTCAD de ABC Ingenieros.

Es por esto que se considera importante desarrollar una herramienta informática con la cual se pueda minimizar el tiempo en la realización de cálculos eléctricos de una línea de transmisión.

1.7 Metodología.

La metodología a aplicar en el desarrollo de la aplicación informática es la siguiente:

- a. Análisis de los métodos de cálculo de líneas de transmisión.
- b. Determinación de las variables de ingreso.
- c. Determinación de las variables o datos de salida.
- d. Selección de la plataforma de bases de datos.
- e. Desarrollo y ejecución de la aplicación.

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEORICOS DE LAS LINEAS TRANSMISION

PARTE 1: Elementos de las líneas de transmisión

En el desarrollo de este capítulo, se hará una descripción de los componentes más importantes en el estudio de las líneas de transmisión eléctrica de alta tensión, subestaciones y otros elementos eléctricos que serán muy necesarios, para poder recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras, y a su vez esta transportadas a los diferentes puntos de consumo.

2.1.1. Sistemas de Transmisión.

Un sistema de transmisión de energía eléctrica a distancia de corriente alterna trifásica, estará conformado por los siguientes elementos:

- Estaciones transformadoras, elevadoras y reductoras.
- Líneas de transmisión.
- Estaciones de maniobras.

Siempre debemos tener presente, que uno de los grandes problemas de la energía eléctrica es que no puede ser almacenadas, es decir que en el proceso de la generación de esta, debe de ser transmitida al mismo tiempo, es muy importante mencionar que dentro del sistema de transmisión, las tensiones que se maneja son muy altas debido al inconveniente de costo, la eficiencia de transmisión y la distancia entre los punto de generación y de consumo.¹

¹ Wildi, T. (2007). *Maquinas Eléctricas y sistemas de Potencia*.

Todo esto se da para poder cubrir necesidades de potencia de consumo, que si se transmitieran en tensiones menores, se necesitaría múltiples líneas de transmisión ocasionando un elevando costos de construcción y mantenimientos de estos sistemas.

En la actualidad la tensión de generación alcanza una magnitud de 13,8 Kv siendo un valor bajo para ser transmitida, tomando en consideración lo antes mencionado en transmisión, se debe de implementar una estación (subestación) transformadoras elevadora o reductora en este caso sería una elevadora, que estará diseñada con múltiples aparatos de monitoreo y medición para estaciones de maniobra, el voltaje elevado llegaría a 69 Kv que es considerado un voltaje de Sub-transmisión y que será entregado a la línea de transmisión. De los tres elementos mencionados de un sistema de transmisión, nuestro tema de análisis será el de líneas aéreas de transmisión eléctricas de alta tensión.

2.1.2. Línea aérea de transmisión eléctrica de alta tensión.

Se podría decir que es un conjunto de elementos o dispositivos, que servirá para transferir o guiar la energía eléctrica de un punto de generación a otro de consumo que sería la carga, de acuerdo al voltaje de transferencia y al tipo de línea puede ser:

- Líneas de distribución que van entre 120 V hasta 13,8 KV
- Líneas se subtransmisión que van entre 13,8 KV hasta 69 Kv
- Líneas de transmisión que van de 138 KV hasta 500 Kv o

superiores a esta.



Figura 2.1: Líneas de transmisión primaria, secundarias y de distribución

Esto se puede apreciar a simple vista como se observa en la figura 2.1, en donde se aprecia el tamaño de las torres o apoyos, la distancia que hay entre los conductores, las series de platillos de los aisladores y la existencia de un cable de guarda o la línea de tierra que es un cable más fino que los otros.

La tensión de transmisión se da en corriente alterna, esto se debe a la simplicidad de los grandes generadores y transformadores de este tipo de corriente, que puede ser adaptada a las necesidades del servicio de consumo de una manera sencilla y muy económica comparada con la corriente continua, en estas líneas de transmisión, se usa el sistema trifásico siendo el de uso general en la actualidad y muy conveniente para todo el sistema.

2.1.3. Sistema Trifásico.

Es usado exclusivamente para la transmisión de energía eléctrica, debido a que su generación, transmisión y distribución, da un mayor rendimiento al ahorro de

materiales o equipos y a su vez generando una potencia instantánea constantes, está conformado por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud, es decir de un valor eficaz, desfasadas entre ellas en 120 grados.²

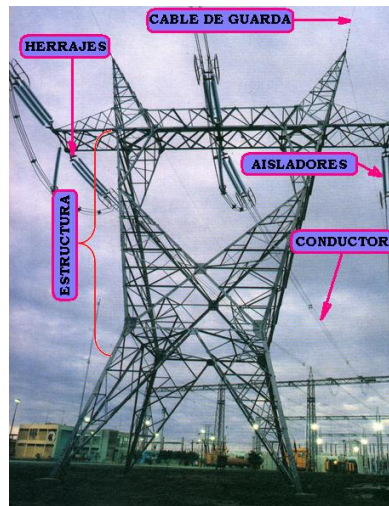


Figura 2.2: Componentes de una línea de transmisión.

2.1.4. Componentes de una línea aérea de transmisión eléctrica.

Como se observa en la figura 2.2 los principales componentes o elementos de una línea de transmisión son:

- Las estructuras de apoyos
- El conductor
- El cable de guarda
- Los aisladores
- Los Herrajes

² William D, Stevenson Jr. (1999). Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.

2.1.4.1 Las Estructuras de Apoyo

Las estructuras de apoyos son las encargadas de sostener o soportar los conductores y el resto de elementos que conforma una línea aérea como: cables de tierra, aisladores, crucetas y accesorios de una línea de transmisión, uno de sus objetivos principales es de separar los conductores del suelo para evitar arcos, estas estructuras deben de estar diseñadas para resistir las inclemencias del tiempo, así también como las fuerzas de compresión y flexión que es el efecto longitudinal, transversal y vertical ejercida por los conductores y cables de tierras a los que están sometidos.³

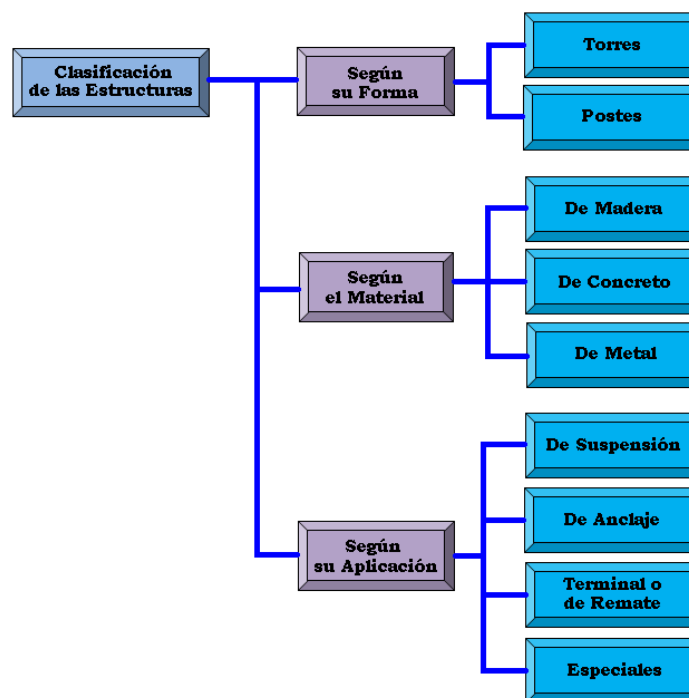


Figura 2.3: Clasificación de la estructuras de apoyo de líneas de trasmisión

³Gilberto, Harper E. (2006) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas"

Las estructuras se pueden clasificar como se observa en la figura 2.3, esto se debe a las necesidades del área de consumo y las aplicaciones que se darán, estas características como veremos más adelante van a estar relacionadas todas entre sí.

2.1.4.1.1 Clasificación e las estructuras según su forma y material.

Para el diseño y configuración de una línea de transmisión, dependerá de varios factores relacionados entre sí, entre lo más importante serian:

- El factor económico, la inversión del proyecto con respecto a la demanda.
- El derecho de la propiedad del terreno por donde pasara la línea de transmisión.
- Materiales a utilizar de acuerdo al diseño.
- Condiciones climáticas de la región.

Tomando en cuenta lo antes mencionado las estructuras según su forma puede ser básicamente de dos tipos: Torres y Poste, en esto se debe considerar siempre el factor de seguridad de uso en cuanto al material de fabricación, teniendo siempre en cuenta que el factor de 1,2 debe usarse solo bajo condiciones eventuales, de esta manera tenemos la siguiente tabla 2.1.

Torres o Postes	Factor de Seguridad
De Madera	4,0
De Concreto	2,0
Metálica	1,2 a 1,5

Tabla 2.1: Factor de seguridad en la fabricación de torres o postes

Como una norma general podemos decir que la altura mínima de una torre o poste para líneas de transmisión, por lo menos debe de ser de 10 metros de altura, tomando como referencia que en la fabricación de los postes de concreto para alta tensión son de 15mtrs, 16.50mtrs, 17.50mtrs, 18mtra y 20mtrs.

2.1.4.1.2 Estructuras tipo poste.

Este tipo de estructura es de poca altura, de una forma vertical único y pueden ser de hormigón armado o madera y en algunas ocasiones metálicos, las mayorías son destinadas a líneas de media tensión.

Postes de Madera.

Este tipo de estructura en la actualidad ya no es muy usado es decir que su aplicación es casi nula, por su difícil obtención, una de sus características es que son pesados, se pueden deteriorarse muy rápidamente a ras de tierra, la madera tiene un gran inconveniente que es el grado de humedad afectándole a su resistencia, por esta razón en algunos países nórdicos como Venezuela se lo utiliza bastante porque en ellos producen grandes cantidades de coníferas, que es una característica de combinar esbeltez y alineamiento siendo una madera tropical apta para producir

postes debido a sus vasos que son sinuosos, los postes de madera son sometidos a un tratamiento especial para evitar su destrucción por agentes externos.⁴



Figura 2.4: Poste de Madera de eucalipto

Los postes de madera tiene una altura estándar de 15.50 metros y si son de madera de eucalipto son aproximadamente de 18 metros, es el más generalizado y económico se lo utiliza en líneas de baja tensión y media tensión es decir en líneas de subtransmisión, en la figura 2.3 se observa este tipo de estructura.

Postes de hormigón armado.

Hoy en día es muy utilizado este tipo de estructura, se lo utiliza en líneas de baja y media tensión al igual que el de madera, los postes de hormigón se fabrican generalmente por unidades siguiendo los estándares de normalización de calidad, en

⁴William D., Stevenson Jr. (2008) Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.

su estructura interna tienen siempre una armadura de hierro que será lo suficientemente fuerte para poder soportar las tensiones de fuerzas a las cargas transversales que se producirán por los conductores, de acuerdo al sistema de fabricación se divide en tres tipos que son:⁵

- Postes de hormigón armado vibrado.
- Poste de hormigón armado centrifugado
- Poste de hormigón armado pretensado.

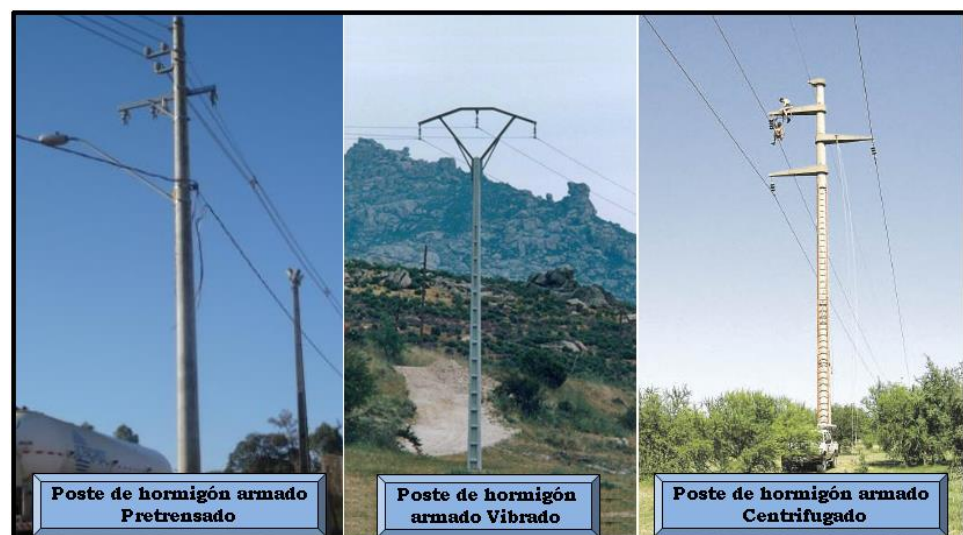


Figura 2.5: Tipos de poste de hormigón armado de acuerdo a su fabricación

Postes metálicos.

Las estructuras o postes de acero tubular se utilizan en redes y líneas de sub-transmisión, ya que para estos voltajes no se requiere separaciones muy distantes entre conductores y tierra.

⁵William D., Stevenson Jr. (2008) Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Las crucetas que utilizan no son grandes, su fabricación es económica con respecto a su limitaciones de altura, su material de hierro no es galvanizado requiriendo darle un mantenimiento de pintado cada dos años aproximadamente, sumándose a esto sufre un mayor deterioro en la parte de un metro tanto arriba como debajo de ella para la cual se realiza un recubrimiento con una chaqueta¹ de hierro que es soldada al poste, dando origen a esto que su mantenimiento es costoso, en la figura siguiente observamos este tipo de poste.⁶



Figura 2.6: Poste de Metálico

2.1.4.1.3 Estructuras tipo torres

Las torres son soportes de estructuras metálicas de grandes dimensiones diseñadas especialmente para líneas de alta tensión que van a partir de los 110 KV en adelante, para su fabricación se utiliza el acero especialmente en forma de perfiles o ángulos, a este se le realiza un proceso de baños caliente en capas de zinc que se va adhiere profundamente al acero quedando galvanizado cada parte de la estructura,

⁶García Trasancos José (2010) Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.

garantizándonos que el proceso de deterioro sea muy lento, prolongando el periodo de vida útil del elemento.

Las dimensiones de las bases de las torres son grandes comparadas con el cuerpo de las estructuras metálicas, el tipo de torre adecuada en una línea transmisión va a depender de varios factores como, el trazado de la línea en sí, su importancia en el suministro de energía, la duración deseada de la estructura, el capital disponible como inversión con respecto a la demanda, los costos de mantenimiento y la disponibilidad del material.⁷

Partes básicas de una torre de transmisión de alta.

De una manera muy general una torre se compone de las siguientes partes:

Hilo de guarda.	Aisladores, herrajes y cables
Crucetas.	Crucetas.
Cuerpo recto.	Cuerpo piramidal (para diferentes niveles).
Cerramientos.	Extensiones (patas)
Stub (perfil tipo L)	Unas o cleats

2.1.4.1.4 Tipo de torres según su forma y aplicación.

Las torres de acero o de aluminio son utilizadas principalmente para líneas de alta, en donde vamos a obtener voltajes superiores a 161KV, las formas de las estructura de las torres serán de acuerdo al requerimiento de la línea aérea en donde nos dará los indicadores del costo, el material a utilizar, el tipo de material de fabricación y el costo de implementación, de acuerdo a esto tenemos las siguientes

⁷García Trasancos José (2010) Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.

torres, la altura del cuerpo de la estructura que es la torre va depender de los siguientes factores:

- Voltaje de la línea, (dependerá del voltaje de transmisión en la línea).
- Disposición de conductores, (dependerá del tipo de línea de transmisión en uso).
- Flecha máxima de la línea, (es la longitud de arco entre dos puntos).

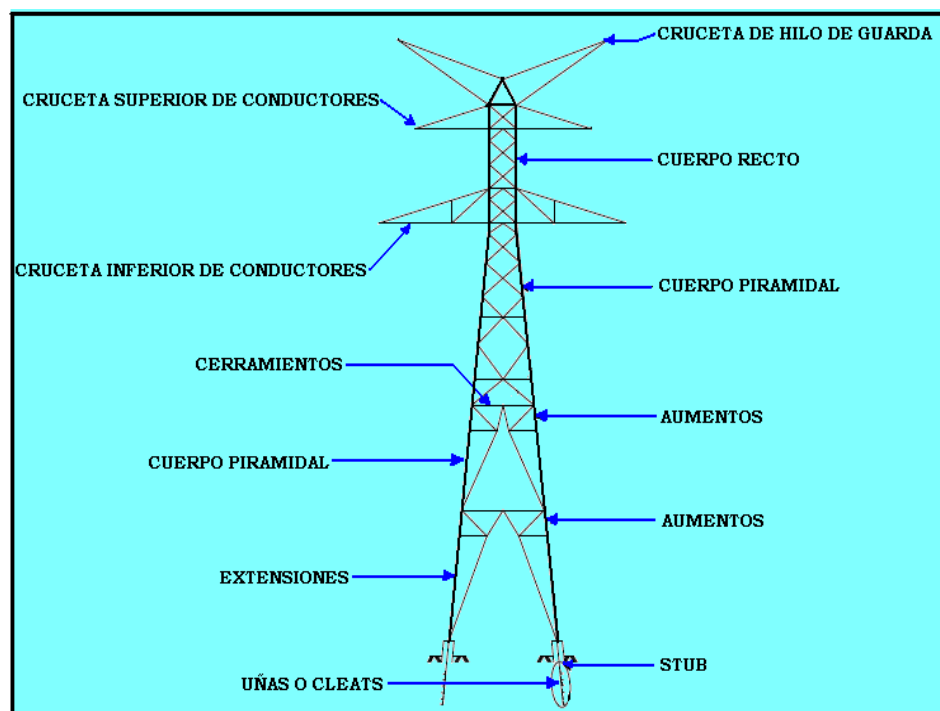


Figura 2.7: Partes básicas de una torre de transmisión de alta

Las torres de acuerdo a su condición se podrán clasificar según su forma y aplicaciones en:

- Torres tipo Suspensión.
- Torres tipo Anclaje.
- Torres tipo Terminal o remate.
- Torres tipo Especiales.

Estructura de una torre tipo suspensión.

Estas torres van a soportar todo el peso de los conductores, cadenas de los aisladores y herrajes, adicional a esto la fuerza del viento en sentido transversal, en donde las tensiones serán longitudinales que serán igual a cero, en donde se formara una suspensión tangencial o angular, esta clase de estructura es del tipo auto soportante, es decir que su peso lo trasmite a las fundaciones (fundación es aquella parte de la estructura que tiene como finalidad de transmitir en forma apropiada la carga de la estructura al suelo dando un sistema de apoyo estable) y el peso de los conductores en sentido vertical de la estructura.

Se utiliza un armado de apoyo conformado por crucetas en tresbolillo a una distancia vertical entre ellas de 3.30 metros, luego se utiliza dos crucetas a una distancia horizontal de 4.60 metros en la cabeza, y la última cruceta inferior a una distancia horizontal de 4.90 metros de la cabeza, la cúpula tendrá 6.60 metros de altura, de acuerdo a su función tenemos dos tipos de torres de suspensión una que es angular y la otra tangencial. La de Suspensión tangente consiste en que utiliza ángulos de deflexión pequeños dando origen a una tangente. La de Suspensión

Angular consiste cuando su ángulo de deflexión de la línea de arriba es de 22 grados.⁸



Figura 2.8: Estructuras tipo suspensión

Estructura de una torre tipo Anclaje.

Este tipo de torre a más de soportar su peso va a incidir en ella tensiones adicionales de giro, esto se da por que las estructuras son construidas en las partes de las deflexiones por ángulos sufridos debido al trazado, tenemos que tener muy en cuenta que cuando los tramos recto de la línea se extienden demasiado se deberá de instalar una torre de anclaje que su función principal será la de evitar sobretensiones en ellas debido a la consecuencia del viento o sobrepeso de sus extremos, este anclaje adicionalmente ayudara dándole un punto de firmeza a la línea, impidiendo que se arranque el conductor pudiendo llegar a colapsar la estructura.

⁸Sanz serrano José Luis (2009) Instalaciones eléctricas.



Figura 2.9: Estructuras tipo anclaje

Las torres tipo anclaje se colocara en una alineación recta cada 2 0 3 Kilómetros tomando en cuenta dos antecedentes uno que es el voltaje de la línea y los el ángulo que será hasta de 15° (grados), en la figura 2.9 observamos este tipo de estructura.⁹

Estructura de una torre tipo Terminal o remate

De acuerdo a todo diseño de implementación de líneas de transmisión de alta tensión, este tipo de estructura se la colocara al inicio y al final de esta red actuando como una acometida hacia una subestación o simplemente el término de esta línea, siendo la tensión de un lado nula por esta razón en alguno casos se debe de hacer el análisis de instalación de tirantes por el lado menor de la tensión, que compensara el sobreesfuerzo que estará sometida la estructura¹⁰

^{9,10}García Trasancos José (2010) Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.

Estructura de una torre tipo Especiales

La utilización de este tipo de estructura se dará por varios factores en un punto específico de la línea de transmisión como se observa en la figura 2.11, uno podría ser de carácter eléctrico, es cuando la energía eléctrica viaja por el conductor a una distancia considerable, en la cual esto producirá una autoinducción entre las fases originando un desequilibrio eléctrico en la red de transmisión, lo aconsejable en este caso es realizar la transposición que consiste en un intercambio de la posición física de los conductores tratando de mantener la misma posición relativa con respecto a la instalación dada en cuanto a su longitud, logrando así que todas las fases tengan las mismas características eléctricas en especial la impedancia evitando de esta manera que ningunas de ellas sean sometidas a una carga mayor que las otras.



Figura 2.10: Estructuras tipo Terminal y Remate



Figura 2.11: Estructuras tipo Especial

Otro factor podría ser por situaciones topográficas como desniveles, los tramos largos sobre ríos o bahías, cruces de carreteras principales, y la utilización de líneas especiales o líneas de ferrocarriles, es decir que en algunas ocasiones se deseara ganar elevación entre el suelo y las líneas logrando de esta manera igualar las fases a un mismo nivel o altura con respecto al suelo, en este tipo de percances se utilizara una estructura especial llamada de abatimiento.¹¹

2.1.4.2 Los Conductores

El conductor es el componente más importante en un sistema de transmisión de alta tensión, siendo el encargado de transmitir la energía eléctrica de un punto a otro, su presentación en este tipo de aplicación es exclusivamente en conductores metálicos desnudo, está conformado por una series de hilos metálicos (alambre)

¹¹Gilberto, Harper E. (2006) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas"

tensionados alrededor de un hilo central, como una de las características eléctricas y mecánicas muy importante es que debe tener una alta resistencia a la corrosión atmosférica que va a contrarrestar a las inclemencias del tiempo.

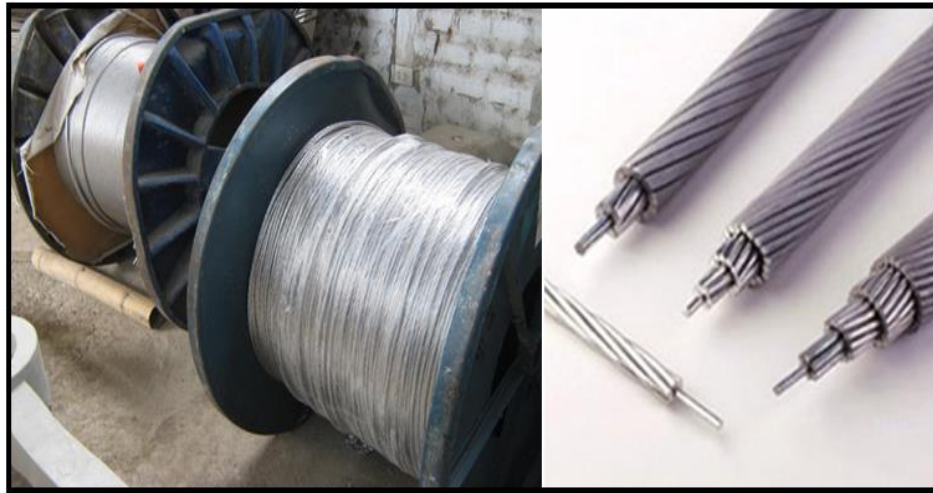


Figura 2.12: Conductor de alta tensión

Las características de elegir un buen conductor para ser usado como una línea de alta tensión deberían de tener tres particularidades muy importantes que son:¹²

La primera característica que debemos de tomar muy en cuenta es la Resistencia Eléctrica, debe de ser muy baja para evitar la corrosión atmosférica y sobre todo la pérdida de energía por calentamiento llamado el efecto Joule.

La segunda característica es su resistencia mecánica que debe de ser muy alta para de esta manera puedan resistir las tensiones producidas por estas líneas aéreas, tomando también en cuenta las inclemencias del tiempo como: frío, calor, viento, etc.

¹²Gilberto, Harper E. (2006) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas"

La última o tercera característica, debe de ser el aspecto económico que será un punto determinante para realizar la aprobación e implementación de un proyecto de este tipo.

Teniendo en cuenta estas tres características para un buen conductor, los materiales más ideales son el cobre, aluminio y aleación de aluminio, en la actualidad estos dos últimos materiales mencionados son muy usados en líneas de alta tensión que pueden ser combinados con el acero por su costo y peso en comparación con el cobre, tenemos que tener presente que el aluminio puro comparada con todas su aleaciones tiene un mayor porcentaje de conductibilidad pero posee una baja carga mecánica de ruptura, por esta razón se lo combinado con el acero.

2.1.4.2.1 Tipos de conductores de alta tensión.

Los conductores para líneas de alta tensión más comercializados son los siguientes:¹³

- Cables homogéneos de aluminio puro (AAC).
- Cables homogéneos de aleación de aluminio (AAAC).
- Cables mixtos aluminio con núcleo de acero (ACSR).
- Conductor de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR).

(AAC) Cables homogéneos de aluminio puro

¹³Barrero González Fermín (2004) *Sistemas de energía eléctricas*

Este conductor está conformado por varias capas concéntricas de alambres de aluminio de igual diámetro como se observa en la figura 2.13, puede estar conformado de 7, 19, 37, 61 y hasta de 91 alambres o hilos tensionados entre sí, su temperatura máxima de es de 75 grados centígrados.

(AAAC) Cables homogéneos de aleación de aluminio

El conductor de este tipo está conformado por una aleación de pequeñas cantidades de silicio que corresponde al 0,5 % y de magnesio que equivale al 0,6 %, debido a esta combinación se obtienen una carga de ruptura del doble del aluminio puro y se pierde un 15 % de conductividad, su característica física es muy similar a la anterior, es decir que puede estar conformada por 7, 19, 37, 61 y hasta 91 hilos o alambres como se observa en la figura 2.13, se basa en normas ASTM B-398, ASTM B-399 e INEN.

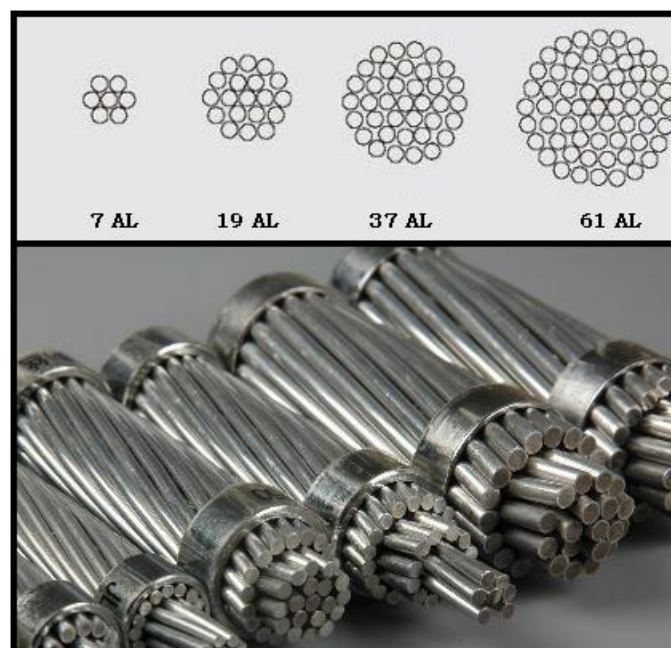


Figura 2.13: Conductor tipo AAC de alta tensión

(AAAC) Cables homogéneos de aleación de aluminio

El conductor de este tipo está conformado por una aleación de pequeñas cantidades de silicio que corresponde al 0,5 % y de magnesio que equivale al 0,6 %, debido a esta combinación se obtienen una carga de ruptura del doble del aluminio puro y se pierde un 15 % de conductividad, su característica física es muy similar a la anterior, es decir que puede estar conformada por 7, 19, 37, 61 y hasta 91 hilos o alambres como se observa en la figura 2.13, se basa en normas ASTM B-398, ASTM B-399 e INEN.

(ACSR) Cables mixtos aluminio con núcleo de acero

El ACSR está conformado por varios alambres de aluminio tensionados entre sí de una manera concéntrica sobre un núcleo que es un alambre de acero galvanizado, como se observa en la figura 2.14, la diferencia de este conductor con respecto a los anteriores es que es de mayor peso, pero alcanza una alta resistencia mecánica, se basa bajo normas ASTM B-230, ASTM B-232 e INEN.

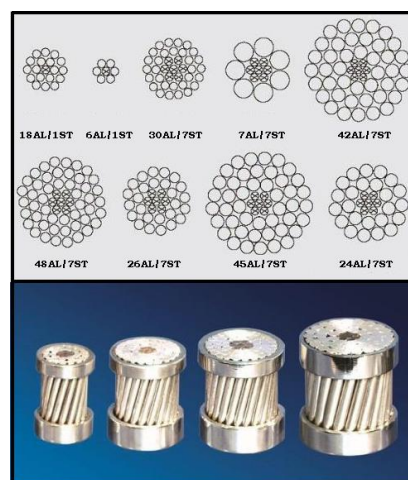


Figura 2.14: Conductor tipo ACSR de alta tensión

(ACAR) Conductor de aluminio con refuerzo de aleación

Este conductor de alta tensión se lo utiliza en líneas de distribución como de transmisión, su relación en lo que es su resistencia y su peso es buena, este da una mejor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el ACSR, se basa en normas ASTM B-230, ASTM B-398, ASTM B-524 e INEN.

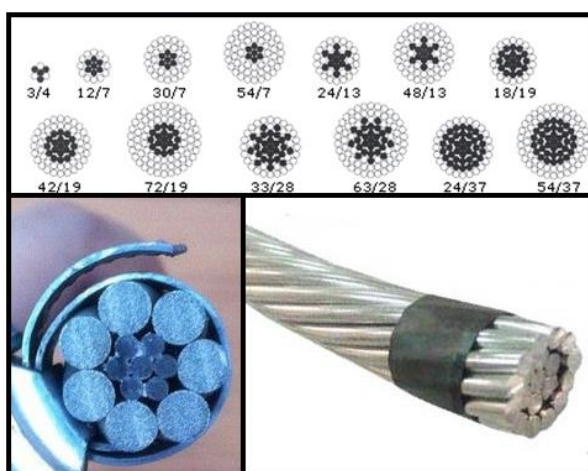


Figura 2.15: Conductor tipo ACAR de alta tensión

Todos estos conductores mencionados anteriormente van sujetos a los aisladores por medio de piezas de herrajes que son colocados en las crucetas sobre las estructuras o soportes, que ayuda a mantener una distancia sobre el suelo.

2.1.4.2.2 El cable de guarda

El cable de guarda es un conductor que se instala en lo más alto de las torres de líneas de alta tensión como se observa en la figura 2.16 es decir por encima de todas las fases, este conductor no está energizado y se lo conectara a tierra, la función

principal de este cable es proteger las líneas de las fases contra las descargas atmosféricas como los rayos, en la mayoría de los cables de guarda en su interior pueden contener fibra óptica que será utilizado para tener una comunicación entre una sub-estación con otra, el tipo de material más utilizado en cables de guarda son:

- Acero galvanizado de alta resistencia.
- Alumoweld (Aluminio con revestimiento de acero).
- ACSR tipo 3/4 o 4/3
- Copeerweld (Acero recubierto con cobre).

Este conductor tiene un límite térmico que no puede ser superior a los 200 grados centígrados.¹⁴

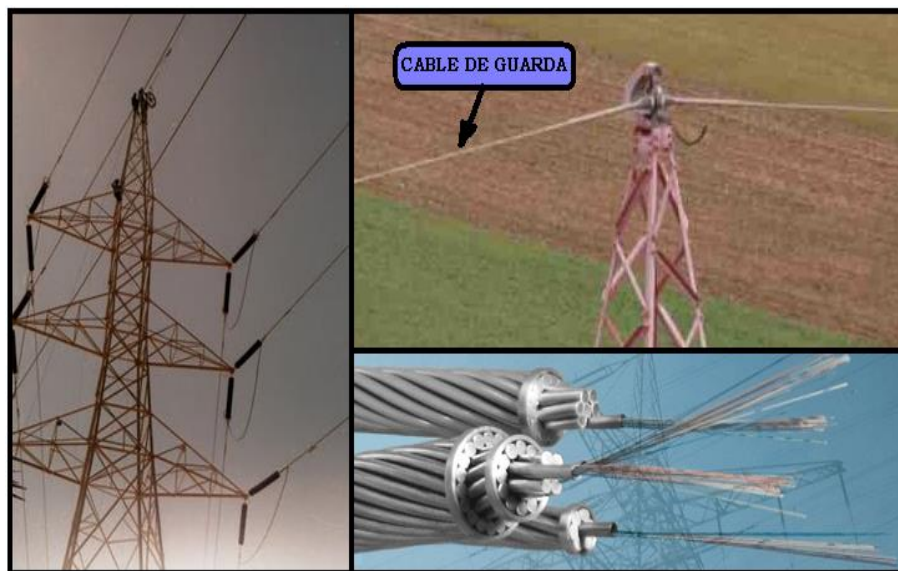


Figura 2.16: Cable de guarda en torre de alta tensión

¹⁴ <http://www.ea1uro.com/ea1gx/CABLES-DE-GUARDA-EN-TORRES-DE-ALTA-TENSION-Y-RAYOS.pdf>

2.1.4.3 Los aisladores de alta tensión.

Los aisladores en toda línea de alta tensión se los emplea para sujetar mecánicamente a los conductores tratando de que no se muevan ya que están sometidos a grandes tensiones longitudinal y transversal de una manera u otra, también se los utiliza para aislar eléctricamente el conductor de la torre que deberán soportar el voltaje en condiciones normales, anormales y sobretensiones de las líneas de transmisión, todo aislador posee excelentes propiedades dieléctricas que ayudara a evitar el paso de la corriente del conductor hacia la tierra.

Todos los aisladores de alta tensión deberían de tener las siguientes características:

- Una, sería la suficiente rigidez dieléctrica para que de esta manera la tensión de perforación que es la tensión con la cual se puede producir el arco a través de la masa del aislador como se observa en la figura 2.17, sea en ella lo más elevada posible.
- Dos, sería tener una apropiada disposición para que la tensión de contornoamiento que es la tensión con la que se puede producir el arco a través del aire en la línea de fuga entre fase y tierra, sean valores elevados, para que de esta manera no se produzca descarga de contorno entre los conductores y el apoyo.
- Tres, debe de tener una adecuada resistencia mecánica para poder tolerar las exigencias del conductor es decir que la carga de rotura del aislador debe de ser por lo menos igual a la del conductor.

- Y por último tener resistencia a las diferentes variaciones de temperaturas en nuestro medio y ausencia de envejecimiento.

2.1.4.3.1 Tipos de aisladores de alta tensión por su material de fabricación.

Los tipos de aisladores más importantes, de acuerdo a su material de fabricación tenemos de porcelana y de vidrio.¹⁵

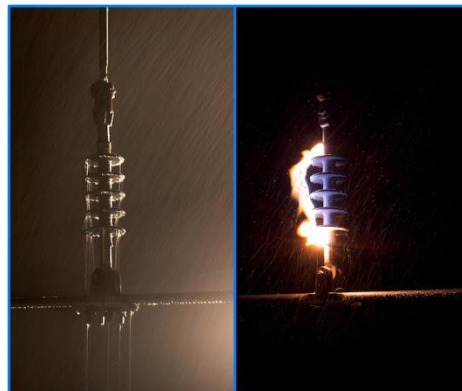


Figura 2.17: Arco eléctrico en un aislador de alta tensión

Aisladores de Porcelana

Los aisladores de este material son los más usados en líneas de alta tensión esto se debe a sus características mecánicas y eléctricas, el material de fabricación de los aisladores de porcelana consiste en una mezcla de pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina de primera calidad que luego se le da forma y es horneado a una temperatura de 1400 grados centígrados obteniendo un elemento de uso eléctrico que

¹⁵García Trasancos José (2010) Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.

es la porcelana, siendo muy resistente a compresiones esta estructura debe de ser homogénea que dificulte las adherencias de la humedad y polvo, estos aislantes están recubiertos por una capa de esmalte y son muy usados universalmente que se deben a su características mecánicas y eléctricas, dentro de los aisladores de este material de acuerdo a su aplicación tenemos los siguiente ¹⁶:

- Aisladores para líneas de transmisión.
- Aisladores para tirantes y anclajes
- Aisladores especiales para atmósfera de neblina y humo
- Aisladores para líneas de distribución
- Aisladores para aparatos y estructuras.

Aisladores de Vidrio

Este tipo de aislador está fabricado con una mezcla de arena silíceo y arena calcárea que son fundidos con sal de sodio a una temperatura de 1300 grados centígrados siendo su costo de producción más barato que los aisladores de porcelana, de acuerdo a su estructura que es transparente nos permite facilitar el control visual sustituyendo en muchos de los casos a la porcelana, dentro de los aisladores de este material de acuerdo a su aplicación tenemos los siguiente¹⁷:

- Aislador tipo caperuza
- Aislador tipo vástago

^{16,17}García Trasancos José (2010) Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.

En el estudio de líneas de transmisión solo nos limitaremos al análisis de los aisladores más importante para líneas de alta tensión, tenemos que tener muy presente que para la unión de los conductores con los aisladores y con las estructuras de apoyo utilizaremos piezas metálicas denominadas herrajes, todos estos tipos de aisladores ya mencionados anteriormente sean de porcelana o de vidrio cumplen con normas de estandarización de calidad que son:

- CEI (Normas internacionales).
- ANSI (Normas Americanas).
- BS (Normas Británicas).

2.1.4.3.2 Tipos de aisladores de acuerdo a su aplicación.

Los aisladores más importantes ya sean de porcelana o vidrio para línea de transmisión de alta tensión son los siguientes¹⁸:

- Aisladores de espiga o vástago.
- Aisladores de suspensión.
- Aisladores de tracción.

Aisladores de espiga o vástago tipo pedestal.

Este tipo de aislador es el más usado en líneas de transmisión también se lo conoce como Line Post, su nombre se debe a que se encuentra sostenido por un

¹⁸W. Hart. Daniel (2000) *Electrónica de Potencial*.

vástago como se observa en la figura 2. 18, este aislador está ubicado en la cruceta de la torre de transmisión en zonas de alta incidencias de descarga atmosférica y su fabricación puede ser de vidrio o porcelana, está conformado por dos o más pieza unidas con una base metálica rígida siendo desmontable en forma de postes la longitud o número de piezas dependerá del nivel de voltaje que operara la línea de trasmisión, las dimensiones (distancia de fuga de arco) se basa en normas ANSI C29.6 - 7.



Figura 2.18: Aisladores de espiga o vástago de alta tensión

Este elemento es diseñado para trabaja con un voltaje de servició de hasta 110 KV prevaleciendo en ellos la distancia en fuga sobre la resistencia en la formación de arcos, siendo los más idóneos en el medio ambiente

Aisladores de suspensión.

El aislador de suspensión o llamado también de cadena está conformado por una serie de discos su nombre se debe a que en el último disco se suspenderá el conductor o la línea , este número dependerá de la tensión que haya en la línea, las

cadena de este tipo de aislador son móviles que se da en su punto de unión al soporte permitiendo que el esfuerzo de flexión sea amortiguado, este elemento es el más empleado en media y alta tensión, se debe a que admite elevar la tensión de operación con solo aumentar la longitud de la cadena, el aislador de suspensión al ocasionarse un daño en algún disco no interrumpe el servicio eléctrico, permitiendo un mantenimiento de reparación muy económico, con solo cambiar un elemento de este queda habilitado para su funcionamiento.



Figura 2.19: Aisladores de suspensión o cadena

Su función principal es la de soportar mecánicamente y aislar eléctricamente los conductores de las líneas de transmisión o distribución como se observa en la figura 2.19, la mayoría de este elemento se basa en norma ANSIC 29.1.

Aisladores de tracción.

Este tipo de aisladores se utilizan en los tirantes de la línea de alta como se observa en la figura 2.20, su material de fabricación puede ser de porcelana, madera o aleaciones combinadas con diferentes tipos de aislantes, este elemento se lo usa mucho en la construcción de alumbrado publico



Figura 2.19: Aisladores de tracción

2.1.4.4 Los herrajes.

Estos elementos son de material metálico, su función principal es realizar la fijación, empalme, protección eléctrica o mecánica, reparación, separación, y amortiguamiento de vibraciones de todos los conductores o cables de guarda y de temple, entre los más importantes tenemos los herrajes para los aisladores¹⁹.

¹⁹García Trasancos José (2010) Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.

Los Herrajes para aisladores.

Estos son los que se encarga de fijar las cadenas de los aisladores hacia las torres, en la cual se utilizan tres que son:

- Los grilletes.
- Horquilla de bola.
- Anillo de bola.

El Grillete.

La función de este herraje es fijar mecánicamente la cadena de los aisladores a la ménsula de la torre de transmisión de alta tensión, está conformada de dos partes, primero el cuerpo que es una barra de acero cilíndrica dobla en “U” con dos agujeros en sus extremos y segundo el pasador como se observa en la figura 2.20.

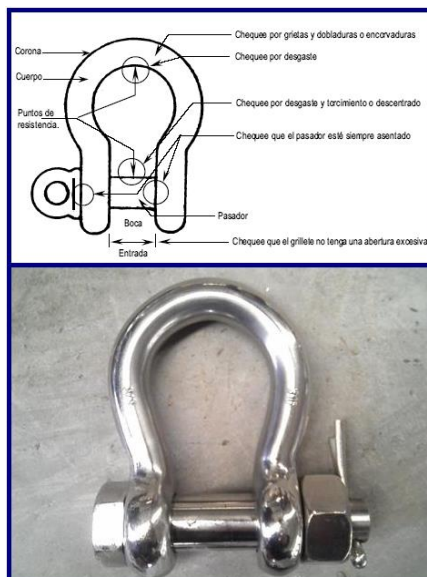


Figura 2.20: El Grillete (Herraje)

Horquilla de bola.

Este herraje se utiliza para fijar la cadena del aislador a la ménsula de la torre, está conformada por una lámina doblada que rodea a un pasador como se observa en la figura 2.21, la diferencia de este elemento con el grillete es que el área de contacto eléctrico es mucho mayor siendo utilizada para altas tensiones eléctricas de operación, la articulación de fijación está construida con una tensión mecánica de ruptura igual a la cadena del aislador siendo superior a la de los conductores.

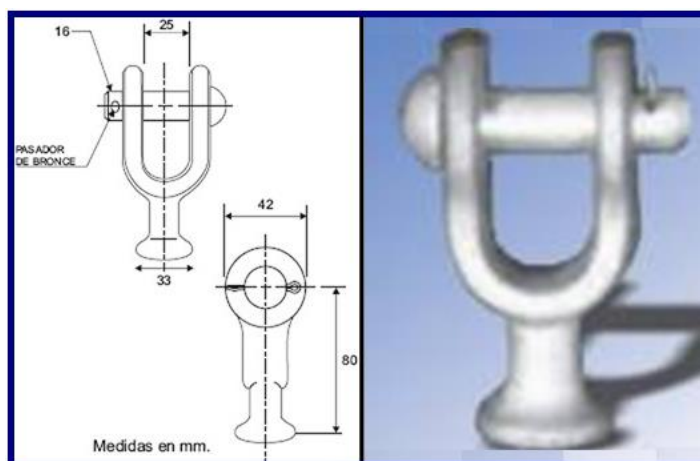


Figura 2.21: Horquilla de bola (Herraje)

Anillo de bola.

Como su nombre lo indica está constituido por un ojo o anillo unido a una bola como se observa en la figura 2.22 en la que se va a insertar en la cavidad del aislador, la diferencia con el anterior es que tienen un anillo es elíptico en cambio en este solo permite el uso de un pasador que da un ajuste más completo, se lo utilizan en las cadenas simples para articular el grillete con los aisladores, su fabricación es de acero forjado y galvanizado.

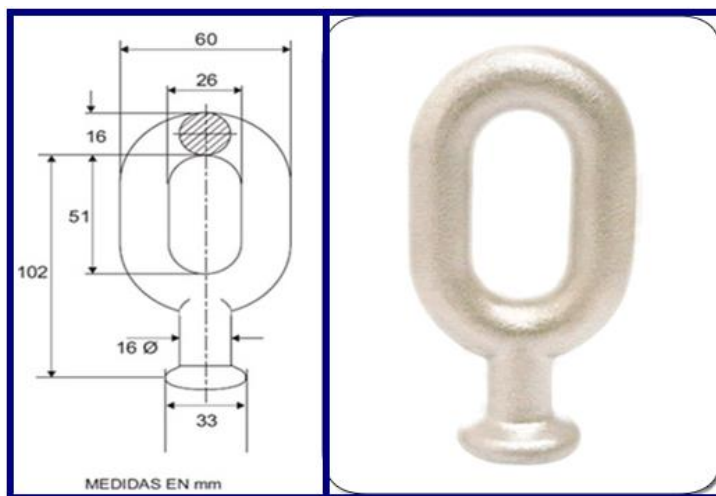


Figura 2.22: Anillo de bola (Herraje)

Grampas de suspensión.

Este tipo de herrajes es un soporte en la cual cuelga un balancín con un cuerpo acanalado que es el conductor provisto de un pasador como se observa en la figura 2.23, se evita el desplazamiento del mismo apretando el conductor mediante una abrazadera en forma “U” hacia la cadena de suspensión su material de fabricación son aleaciones de aluminio fundido, este elemento es muy usada en líneas aéreas de transmisión y distribución para cables AAC, ACR y cable de cobre, las grampas de suspensión hay de diferentes tipo como:

- Grampas de suspensión tipo Trunnion.
- Grampas de suspensión tipo armada.
- Grampas de suspensión blindadas para mayores requerimientos de efecto de corona.

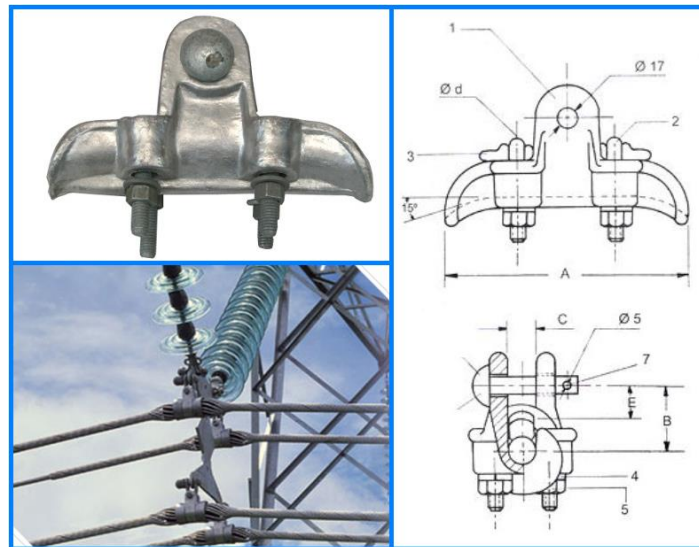


Figura 2.22: Anillo de bola (Herraje)

Yugo.

Este elemento estará ubicado en las cadenas de aisladores dobles de amarre o de suspensión unidos a uno o dos conductores por fase, su función principal es proporcionar una fijación en común entre los aisladores y los conductores de la fase, su material de fabricación es de acero forjado o galvanizado, esta pieza está conformada por láminas triangulares colocadas paralelamente una sobre otra, separándolas entre ellas un juego de pernos fijos que le da rigidez a la estructura separadas como se observa en la figura 2.23

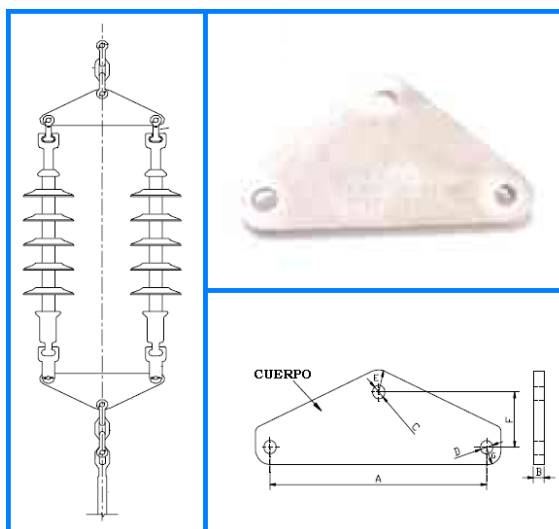


Figura 2.23: Yugo (Herraje)

2.1.4.5 Crucetas.

Este elemento se fabrican de material de acero, madera y concreto pretensado como se observa en la figura 2.24, las de material de madera son más baratas que las de acero y tienen la misma resistencia, su desventaja es que pueden ser destruidas fácilmente es decir se tuercen por efecto de las descargas atmosféricas provocando la caída de la línea e interrumpiendo el servicio eléctrico, Otra desventajas de las crucetas de madera es que su duración es mucho menor que las de acero, en cambio la de cemento su tiempo de duración es por largo tiempo no deteriorándose por el efectos del medio ambiente, siendo más rentables que las otras dos, la longitud de las crucetas se determinas por los siguiente factores:

- El voltaje de la línea
- La disposición de los conductores
- La flecha máxima de los conductores.

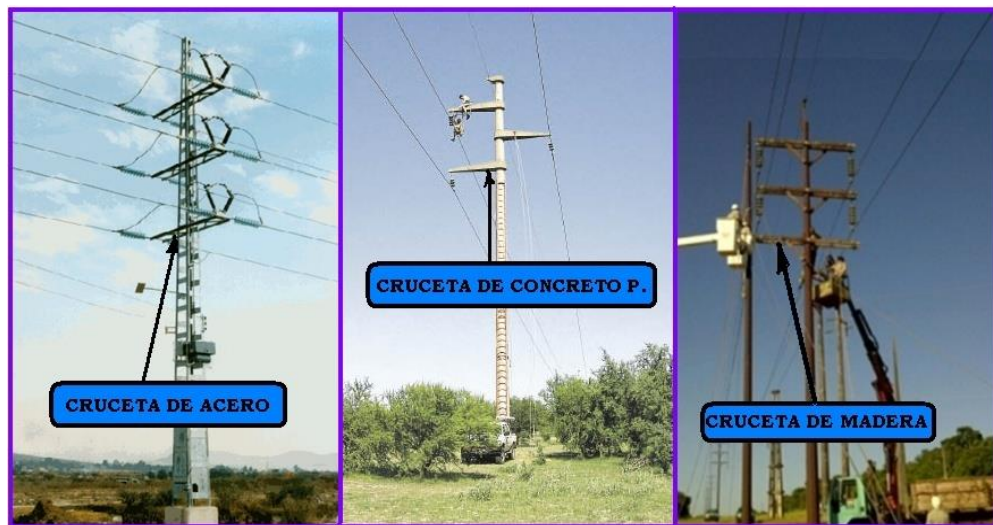


Figura 2.24: Tipos de crucetas de alta tensión (Herraje)

PARTE 2: Características de las líneas eléctricas de transmisión

2.2.1 Constantes características fundamentales por kilómetro de línea.

Las constantes características fundamentales de una línea eléctrica, por kilómetro de longitud de la misma, son cuatro:

Resistencia eléctrica.....	R_k , en ohmios/km
Coeficiente de autoinducción o inductancia.....	Q_k , en henrios/km
Capacidad.....	C_k , en faradios/km
Conductancia.....	G_k , en siemens/km

2.2.1.1 Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica de un conductor es:

$$R = \frac{\rho L}{S}$$

Fórmula que para ser válida debe tener sus magnitudes expresadas en unidades homogéneas, lo que no sucede en la práctica.

La más utilizada es:

$$R = \frac{10\rho L}{S}$$

Que da R en ohmios, si,

ρ , resistividad del conductor, esta expresada en microhmios centímetro cuadrado por centímetro.

L, longitud del conductor, en kilómetros.

S, sección del conductor, en milímetros cuadrados; en el caso de cable, es la suma de las secciones rectas de los hilos componentes.

La resistencia de un conductor varía con la temperatura.

En los cálculos industriales se opera habitualmente con el valor de la resistencia que dan las tablas de datos de los conductores; en general, es la correspondiente a la temperatura de 20°C.

La resistencia kilométrica es, evidentemente:

$$R_k = \frac{R}{L} = \frac{10\rho}{S} \Omega/km$$

2.2.1.2 Coeficiente de autoinducción, reactancia de autoinducción y radio equivalente

Toda variación de la intensidad de corriente de un circuito produce una fuerza electromotriz de inducción en el mismo, ya que tal alteración causa a su vez una modificación del flujo que, creado por aquella corriente, abarca al circuito.

Estas fuerzas electromotrices se llaman de autoinducción. Se da el nombre de **coeficiente de autoinducción** a la relación entre el flujo ϕ creado por la corriente en el circuito, y la intensidad i de la misma.

Dicho coeficiente se designa con la letra L.

$$L_k = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,6lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4} H/km$$

En estas expresiones:

μ ,=permeabilidad magnética del conductor

$\mu=1$ para el cobre, aluminio, aleaciones de aluminio y cables de aluminio-acero

$\mu=200$ para el acero galvanizado

n = número de conductores por fase (o subconductores)

$n=1$ para fases simples

$n=2$ para fases dúplex

$n=3$ para fases tríplex

$n=4$ para fases cuádruplex

D = separación media geométrica entre ejes de fases, generalmente en milímetros

r = radio del conductor en milímetros, para fases simples.

FASES SIMPLES

$$L_k = \left[0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4} H/km$$

FASES DUPLEX

$n=2$

$$L_k = \left[0,25 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt{r\Delta}} \right] 10^{-4} H/km$$

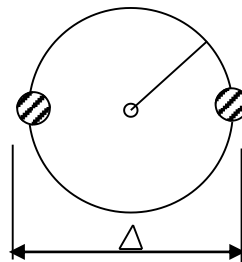


Figura 2.25 Fase dúplex

Llamando Δ a la separación entre los centros de los dos subconductores.

FASES TRIPLEX

$$n=3$$

$$L_k = \left[0,166 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[3]{r\Delta^2}} \right] 10^{-4} H/km$$

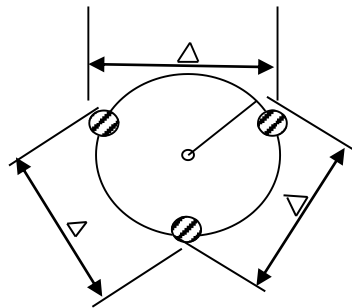


Figura 2.26 Fase tríplex

FASES CUADRUPLEX

$$n=4$$

$$L_k = \left[0,125 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2}r\Delta^3}} \right] 10^{-4} H/km$$

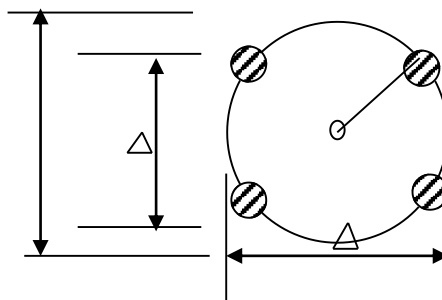


Figura 2.27 Fase cuádruplex

Valor del radio equivalente r_{eq} para n subconductores por fase

Según se ha expuesto, el radio equivalente r_{eq} en los distintos casos considerados, es el siguiente:

Fases	Radio equivalente r_{eq}
Simples	r
Dúplex	$\sqrt{r\Delta}$
Tríplex	$\sqrt[3]{r\Delta^2}$
Cuádruplex	$\sqrt[4]{\sqrt{2}r\Delta^3}$
Con n subconductores	$\sqrt[n]{r\Delta^{n-1}}$

Tabla 2.2 Fases y radio equivalente

La reactancia de autoinducción será el producto resultante de multiplicar el coeficiente de autoinducción por la velocidad angular de la intensidad de corriente.

$$\omega = 2\pi f$$

El valor de la reactancia de autoinducción por kilómetro de línea X_k , está expresada por:

$$X_k = \omega L_k$$

Valor que viene dado en Ω/km .

2.2.1.3 CAPACIDAD Y SUSCEPTANCIA.

En las líneas aéreas de transmisión trifásica, la **capacidad** por kilómetro viene dada por:

Para circuito simple:

$$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{r}} * 10^{-9} F/Km$$

Para circuito dúplex:

$$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r\Delta}}} * 10^{-9} F/Km$$

Para circuito simple:

$$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r\Delta^2}}} * 10^{-9} F/Km$$

Para circuito dúplex:

$$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2}r\Delta^3}}} * 10^{-9} F/Km$$

La susceptancia de la línea viene dada por:

$$B_K = \omega C_k$$

Expresada en S/Km

2.2.1.4 Conductancia o perditanca.

Los aisladores de una línea aérea de transmisión eléctrica no poseen un absoluto aislamiento, siendo así se van a presentar circulación de corriente entre los conductores y los apoyos.

La corriente desde los conductores hacia los apoyos puede tener una trayectoria por la superficie de los aisladores o a través de su masa. Esta situación genera pérdidas, denominadas pérdidas por conductancia.

La intensidad de corriente debida a la conductancia es:

$$I = VG$$

Siendo G la conductancia que es igual a:

$$G = \frac{1}{R}$$

En donde,

I = intensidad de corriente en amperios

V =diferencia de potencial en voltios, entre el conductor y tierra (apoyos de la línea)

R = resistencia del aislamiento en ohmios.

De la corriente que circula hacia los apoyos provoca pérdidas de potencia en la línea, estas pérdidas de potencia toman el nombre de persistencia que es igual a:

$$p = IV = GV^2$$

En donde

$$G = \frac{P}{V^2}$$

Expresión en la que si

$$P = \text{vatios} \quad \text{y} \quad V = \text{voltios}$$

Tendremos que

$$G = \text{siemens}$$

En una línea bien aislada, y con tiempo seco, es prácticamente nula, por lo que en los cálculos aproximados de una línea se la considera nula.

$$G_K = \frac{\frac{pkW}{km}}{V^2 KV} 10^{-3} \frac{S}{km}$$

Impedancia y admitancia.

La impedancia característica o kilométrica de una línea aérea de transmisión eléctrica está definida por las constantes kilométricas de resistencia y reactancia de autoinducción. Así la impedancia característica de una línea se expresa como:

$$Z_K = R_K + jX_K \quad \Omega/\text{km}$$

La admitancia característica por su lado es la recíproca de la impedancia, la que se expresa por:

$$Y_K = G_K + jB_K \text{ S/km}$$

2.2.2 Características eléctricas de una línea de aérea transmisión.

Las características eléctricas de una línea aérea de transmisión están en función de sus constantes kilométricas y la longitud de la misma.

Las características eléctricas de una línea aérea de transmisión eléctrica son:

- Resistencia de línea.
- Reactancia de autoinducción de línea.
- Conductancia o perditancia de línea.
- Susceptancia de línea.
- Impedancia de línea.
- Admitancia de línea.
- Impedancia Natural.
- Angulo característico o complejo.
- Potencia natural.

La impedancia Natural no está en función de la longitud de la línea siendo ésta igual a:

$$\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{LÍNEA}}{\bar{Y}_{LÍNEA}}}$$

El ángulo característico es el que en cada línea determina el valor y la fase de la tensión y la intensidad de la línea.

$$\bar{\Theta}_C = \sqrt{\bar{Z}_{LÍNEA} \cdot \bar{Y}_{LÍNEA}}$$

La potencia característica o natural de una línea es aquella que le corresponde a la impedancia natural. El funcionamiento de una línea con potencia natural supone las condiciones óptimas de trabajo en el transporte.

$$P_C = \frac{U_{LÍNEA}^2}{Z_C}$$

2.2.3 Métodos analíticos de cálculos.

Existen varios métodos de cálculos eléctricos de líneas aéreas de transmisión, unos gráficos y otros analíticos. En la presente utilizaremos el método analítico basado en el desarrollo en serie de las funciones hiperbólicas y el método del momento eléctrico.

2.2.3.1 Método analítico desarrollo en serie de las funciones hiperbólicas.

Para la aplicación de este método debemos calcular las constantes auxiliares. Las que permitirán determinar las tensiones e intensidades de envío y de recepción de la línea, como se muestra en las siguientes expresiones:

$$V_1 = AV_2 + BI_2$$

$$I_1 = CV_2 + DI_2$$

$$V_2 = DV_1 - BI_1$$

$$I_2 = AI_1 - CV_1$$

Las magnitudes A, B, C, D son magnitudes complejas y son las llamadas constantes auxiliares de la línea.

Las constantes auxiliares pueden determinarse utilizando el método basado en el desarrollo en serie de las funciones hiperbólicas. A continuación se muestran las expresiones de para la determinación de los valores de las constantes auxiliares.

$$\bar{A} = \bar{D} = \left[1 + \frac{\bar{Z}_L * \bar{Y}_L}{2!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^2}{4!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^3}{6!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^4}{8!} + \dots \right]$$

$$\bar{B} = \bar{Z}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L * \bar{Y}_L}{3!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^2}{5!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^3}{7!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^4}{9!} + \dots \right]$$

$$\bar{C} = \bar{Y}_L \left[1 + \frac{\bar{Z}_L * \bar{Y}_L}{3!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^2}{5!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^3}{7!} + \frac{(\bar{Z}_L * \bar{Y}_L)^4}{9!} + \dots \right]$$

El número de términos que se utiliza responde a varios criterios en el presente documento utilizaremos el siguiente:

Longitud de línea	Número de términos que hay que tomar de los desarrollos de los términos.
Menos de 80 km	<p>Un solo término. Puede depreciarse el efecto de la capacidad, cometiéndose un error del orden del 5%.</p> <p>Si, además, conductancia es también despreciable, se tiene que:</p> $A = 1 \quad B = Z \quad C = Y$
Desde 80 hasta 200 km	Dos términos para todas las expresiones.
Desde 200 hasta 500 km	<p>Tres términos para la expresión de A.</p> <p>Dos términos para todas las expresiones B y C.</p>

Tabla 2.3 Longitud de línea

2.2.3.1.1 Cálculo a plena carga en el extremo receptor.

Consideraremos que la potencia en el punto de recepción o entrega es P_2 expresada en megavatios (MW), con un factor de potencia $\cos\varphi_2$ y cuya tensión de línea en las barras de entrega es U_2 .

$$P_2 = \sqrt{3}U_2I_2\cos\varphi_2 \text{ MW}$$

De donde tenemos que la intensidad en el receptor, I_2 es:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2 \cos\varphi_2}$$

$$\mathbf{I}_2 = I_2 \cos\varphi_2 - jI_2 \sin\varphi_2$$

$$\mathbf{I}_2 = I_2 \angle \varphi_2$$

Una vez determinada I_2 podremos encontrar la tensión y la intensidad en el extremo de envío o generador a través de las expresiones:

$$\mathbf{V}_1 = AV_2 + BI_2$$

$$\mathbf{I}_1 = CV_2 + DI_2$$

La tensión \mathbf{V}_1 es la tensión de fase, la tensión de línea es igual a:

$$\mathbf{U}_1 = \sqrt{3}\mathbf{V}_1$$

La caída de tensión en la línea de transmisión será la tensión de envío menos la tensión de recepción, como se indica.

En valor absoluto

$$u = U_1 - U_2 \quad \text{Voltios}$$

En porcentajes

$$u\% = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100$$

El ángulo de desfaseamiento φ_1 en entre V_1 e I_1 es igual a la diferencia de los ángulos que posean estas magnitudes como se expresa a continuación:

$$\varphi_1 = \beta_{V_1} - \beta_{I_1}$$

La potencia activa de suministro al inicio de la línea. Es decir en el extremo de envío o generación.

$$P_1 = \sqrt{3}U_1I_1\cos\varphi_1 \text{ MW}$$

La potencia aparente en el extremo del generador es:

$$S_1 = \sqrt{3}U_1I_1 \quad \text{MVA} \quad \text{o}$$

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} \quad \text{MVA}$$

Las pérdidas de potencia en la línea es igual a:

En valor absoluto

$$p = P_1 - P_2 \text{ MW}$$

En porcentajes

$$p\% = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100$$

El rendimiento o eficiencia de la línea está dada por:

En porcentajes

$$p\% = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100$$

2.2.3.1.2 Cálculo en vacío de una línea de transmisión.

En condiciones de vacío o de cero carga en el punto de entrega o también denominado extremo receptor, encontramos que tanto la potencia, la intensidad y el factor de potencia en este lado de la línea es igual a cero. Debemos tomar en cuenta la tensión nominal en este extremo.

$$P_2 = 0 \text{ MW}$$

$$I_2 = 0 \text{ Amp.}$$

$$\cos\varphi_2 = 0$$

Conociendo esto podremos determinar V_1 e I_1 con las siguientes expresiones:

$$V_1 = AV_2$$

$$I_1 = CV_2$$

Determinada la tensión y la intensidad en el extremo de envío, podemos determinar el factor de potencia y potencias en el extremo de envío, así como las caídas de tensión, pérdidas de potencia y rendimiento de la línea, con las expresiones utilizadas para el caso anterior.

2.2.3.2. Método del momento eléctrico

El método del momento eléctrico es uno de los métodos que permite determinar, si bien en forma sencilla pero aproximada, la potencia de transporte de una línea, así como las pérdidas de potencia y la distancia que puede ser transmitida dicha potencia en función del tipo de conductor.

Este método permite la determinación rápida y sencilla de los conductores de una línea de transmisión. Seas estas de uno o varios haces o de uno o varios circuitos.

La fórmula o expresión matemática para el momento eléctrico es:

$$M = P \cdot L = \frac{u}{100} \cdot \frac{U_2^2}{R_k + X_k \tan \varphi_2}$$

Las unidades de las magnitudes que intervienen en la expresión del momento eléctrico son:

M = momento eléctrico en MW-km.

P = potencia en MW.

L = longitud de línea en kilómetros.

u = caída de tensión en porcentaje.

U = tensión nominal de la línea en kilovoltios.

R_k = resistencia eléctrica de la línea en Ω/km .

X_k = reactancia de autoinducción de la línea en Ω/km .

Sabiendo que $M = P \cdot L$, y despejando L tenemos:

$$L = \frac{M}{P}$$

Expresión que nos permite calcular la distancia que puede ser transportada la potencia del extremo generador.

Si conocemos la longitud de la línea y sus características y además el momento eléctrico, podremos determinar la potencia que puede transportar dicha línea en esa distancia a partir de:

$$L = \frac{M}{P}$$

La pérdida de potencia en la línea en porcentaje es:

$$p\% = \frac{100 RP}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

La pérdida de potencia por kilómetro de línea es igual a:

$$p_k\% = \frac{100 R_k P}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

La potencia máxima de transporte de una línea de transmisión está en función de la máxima densidad de corriente eléctrica permitida o admitida por el conductor que conforma la línea. Esta máxima capacidad de transporte se denomina potencia máxima de transporte por límite térmico y es igual a:

$$P_{max} = \sqrt{3}UI_{max}\cos\varphi$$

La I_{max} esta expresada en amperios, y corresponde a la intensidad máxima que circula por el conductor considerando la máxima densidad de corriente eléctrica permitida.

La longitud de una línea de transmisión formada por determinado tipo de conductor puede ser calculada si tomamos en consideración la potencia máxima por límite térmico y el momento eléctrico de la línea como se indica:

$$L = \frac{M}{P_{max}} \text{ kilometros}$$

PARTE 3: Características mecánicas de las líneas eléctricas de transmisión

2.3.1 Antecedentes

Los conductores de las líneas eléctricas no son hilos (salvo raras excepciones) sino cables, que no son homogéneos, ya que los que se utilizan en la actualidad, de aluminio-acero, son heterogéneos.

Los cables de protección (de tierra) son de acero; es decir, homogéneos.

El cálculo mecánico de unos y otros es el mismo, pero el de los heterogéneos hay que hacerlo en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación, correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio y el acero.

Los valores del módulo y coeficiente citados serán los que facilite como datos el fabricante del cable.

Tanto los conductores como los cables de tierra de las líneas eléctricas aéreas están sometidos a la influencia de:

- Las variaciones de la temperatura ambiente.
- La acción del viento.
- La acción de los manguitos de hielo.

Estas magnitudes de origen climatológico actúan sobre los cables modificando la tensión mecánica que se dio a los mismos cuando se hizo su tendido.

Las variaciones de la temperatura alteran la longitud de aquellos, haciéndola mayor o menor, o sea, produciendo alargamientos o acortamientos.

Si la temperatura aumenta, la longitud de aquel será mayor (alargamiento), la flecha también, y simultáneamente disminuirá la tensión mecánica.

Si por el contrario, baja, la longitud de aquel será menor (acortamiento), la flecha disminuirá, y de modo simultáneo aumentará la tensión mecánica.

Las modificaciones de la longitud de un cable se producen en función del coeficiente α de dilatación lineal del mismo.

La tensión mecánica que al variar produce una alteración de la longitud de los cables es función del alargamiento elástico, que es la inversa del módulo E de elasticidad de aquél.

El viento actúa como si se tratase de una sobrecarga, ya que al sumarse geoméricamente con el peso propio del cable, hace que el efecto sea el de un aumento aparente de dicho peso propio.

Un manguito de hielo supone otra sobrecarga, de acción vertical, que se suma aritméticamente al peso propio del cable.

En todos los casos considerados se supone que el vano entre apoyos permanece invariable.

De lo expuesto se deduce que es necesario tener en cuenta las variaciones de temperatura y las sobrecargas que puedan sobrepasarse, para que en todo momento se cumplan las prescripciones reglamentarias, como son las de tensión máxima admisible, flechas (verticales, inclinadas), distancias de seguridad, etc.

Todas las modificaciones que deben preverse en el funcionamiento mecánico de las líneas se reflejan en una relación entre ellas, que se llama “ecuación de cambio de condiciones”.

2.3.2 Ecuación general de un hilo tendido entre dos puntos y flechas

Supongamos un hilo IS (figura 4.1) de determinado peso propio, sujeto en dos puntos I y S situados al mismo nivel, y sobre dicho hilo supuesto en equilibrio, otros dos puntos M y N muy próximos entre sí.

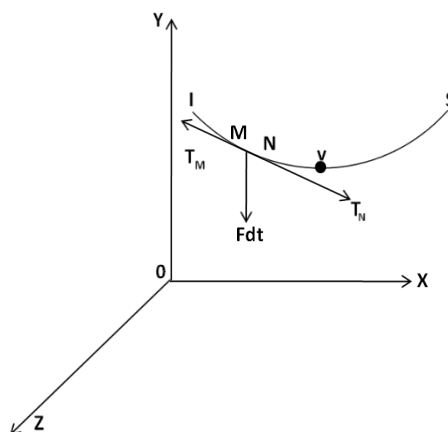


Figura 2.28 Hilo tendido entre dos puntos

En el caso de un hilo homogéneo, de un cierto peso propio, y que se halle en equilibrio, la única fuerza exterior que actuara sobre el será la de la gravedad.

La curva de equilibrio será plana, y estará situada en el plano vertical que pase por I y S.

La ecuación de la catenaria común es la línea de equilibrio de un hilo pesado homogéneo, totalmente flexible, imaginado suspendido en dos puntos:

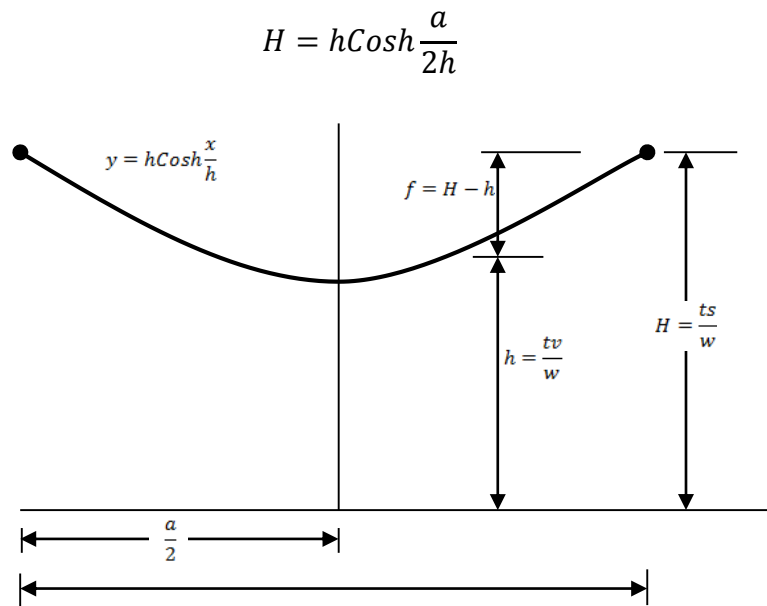


Figura 2.29 Catenaria y flecha de un hilo tendido entre dos puntos

Llamemos:

t_v = tensión en kg/mm^2 en el vértice V de la curva

t_s = tensión en kg/mm^2 en punto S

ω = peso del hilo en kg/m/mm^2

a = vano IS en metros

H = distancia desde I, o desde S, al eje OX

La ecuación de la flecha del hilo es:

$$f = H - h = h \left[\cosh \frac{a}{2h} - 1 \right]$$

- Si los puntos I y S de sujeción del mismo (fig. 4.2) están al mismo nivel, la flecha máxima será la máxima distancia vertical entre la recta que una dichos puntos y el hilo.
- Su magnitud quedará definida por la distancia entre la citada recta y una paralela a la misma tangente al hilo.
- La ecuación de la catenaria conduce en la práctica a cálculos que exigen el empleo de tablas de funciones hiperbólicas, en las que es preciso hacer interpolaciones.
- Si la longitud IS del vano no es grande, el trazado de la catenaria difiere poco del de la parábola que pase por los puntos I, V y ÇS de la figura 4.2.
- Esta es la razón de que para que los vanos usuales se operen con la ecuación de la parábola que da una aproximación suficiente.

Pero si se tratase de vanos de gran longitud, deberá emplearse la ecuación de la catenaria.

2.3.3 Ecuación de cambio de condiciones

El desarrollo en serie de expresiones se deduce la ecuación de la parábola que sustituye a la catenaria. Si el origen de coordenadas (Fig. 4.2) se traslada desde 0 hasta el punto V, vértice de la curva, se convierte en:

$$y = \frac{x^2}{2h}$$

Que es la fórmula que se utiliza en la práctica, como oportunamente veremos.

Puesto que:

$$a = 2x$$

Sustituyendo este valor tenemos:

$$f = \frac{a^2 \omega}{8t_v}$$

Que es la expresión de la flecha, que se emplea en los cálculos.

CÁLCULO DE LA FLECHA PARA VANOS	HALCON
$f = \frac{a^2 \omega}{8t_v}$	
a=	105,26 mt
w=	0,00346709
tv=	0,9746 daN/kg
f=	4,92722003 mt
Total de cable=	110,19 mt

Tabla 2.4 Fórmula de cálculo de la flecha para vanos.

Para plantear la ecuación de cambio de condiciones emplearemos la siguiente notación:

f= flecha, en metros

a= vano en metros

L= longitud del arco de parábola correspondiente al vano a, en metros.

T_v= tensión en Kg/mm² en el punto más bajo del cable.

ω = peso en Kg/m/mm² del cable (o peso aparente en caso de sobrecarga de viento, o de manguito de hielo, o de ambas simultáneamente)

α = coeficiente de dilatación lineal del cable por grado de temperatura.

E= módulo de elasticidad del cable, en Kg/mm²

Θ_1 y θ_2 = dos temperaturas, en grados centígrados, a las que pueda estar sometido el cable sucesivamente.

L_1 y L_2 = longitudes del cable, en metros correspondientes a las anteriores temperaturas

t_1 y t_2 = tensiones correspondientes en kg/mm²

$$L = 2 \frac{t_v}{\omega} \operatorname{Senh} \frac{a\omega}{2t_v}$$

El alargamiento (o acortamiento) $L_2 - L_1$ del cable, correspondiente a una variación de temperatura, y a una tensión, en función del coeficiente de dilatación lineal, y en una primer aproximación, es decir, suponiendo que las deformaciones sean elásticas, y que se pueda aplicar la ley de Hook:

$$\alpha(\theta_1 - \theta_2) = \frac{t_2 - t_1}{E} = \frac{a^2}{24} \left[\frac{\omega_2^2}{t_2^2} - \frac{\omega_1^2}{t_1^2} \right]$$

Salvo casos excepcionales siempre es admisible lo que se ha hecho, pues la diferencia entre la longitud real del cable y la del vano no es grande.

La ecuación de cambio de condiciones, que es de tercer grado, tanto en t_1 como en t_2 .

Si el subíndice 1 corresponde a las condiciones iniciales del cálculo, es decir, a aquellas en las que se suponga la tracción máxima admisible, el subíndice 2 corresponderá a las condiciones de cualquiera otra hipótesis, sin o con sobrecarga.

Si t_2 fuera una tensión de tendido que hubiese que determinar, la hipótesis será sin sobrecarga.

Si lo fuese para una tensión de otra hipótesis no de tendido, esta podrá (no es necesario) ser con sobrecarga.

En la ecuación todas las magnitudes son conocidas a excepción de la t_2 , que es la única incógnita.

2.3.4 Peso de un cable

Como peso de un cable debe tomarse el que dé el catálogo del fabricante, una tabla de datos, una publicación técnica, etc. Que ofrezca suficiente garantía.

Se expresa en kg/m o kg/km.

2.3.5 Sobrecarga en los cables

Las sobrecargas en los cables son debidas a la acción del viento, o al peso de un manguito de hielo.

2.3.6 Sobrecarga del viento.

El valor de la sobrecarga de viento se calcula como a continuación se expone.

Llamemos:

p = presión del viento en kg/m^2 de sección longitudinal del cable

d = diámetro del cable, en metros

S = sección del cable, en metros cuadrados.

ω = peso del cable en kg/m/mm^2 de sección.

La acción horizontal del viento (figura 4.3) vale:

$$P_v = Pd \text{ kg/m}$$

Esta sección horizontal, compuesta con la vertical del peso propio del cable:

$$p = \omega S \text{ kg/m}$$

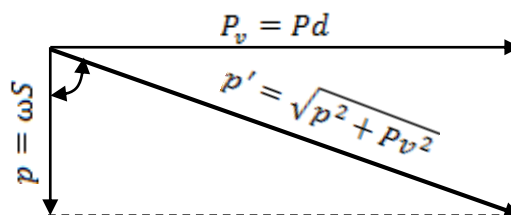


Figura 2.30 Peso aparente de un cable con sobrecarga del viento

Da como resultante el llamado peso aparente del cable

$$p' = \omega' S = \sqrt{\omega^2 S^2 + p^2 + d^2} \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Para expresar el valor de la presión del viento en función de la velocidad del mismo existen diversas formas.

La acción del viento a considerar sobre los distintos elementos de una línea eléctrica se determinara según se indica seguidamente:

Sobre superficies planas: la presión del viento se calculara en función de la velocidad con la formula

$$P = 0,007v^2S$$

En la que

P= presión del viento, en kilogramos

v= velocidad del viento, en kilogramos por hora

S= superficie, en metros cuadrados, normal al viento

Como velocidad del viento tomará el valor de 120 kilómetros por hora, aumentándola hasta 180 kilómetros por hora en aquellas zonas en que se prevean vientos excepcionales violentos.

Con las velocidades indicadas resultan las siguientes presiones por metro cuadrado de superficie plana:

v en Km por hora	P en Kg por m ²
120	100
180	225

Sobre superficies cilíndricas: las presiones indicadas se multiplicaran por un coeficiente de reducción de 0,6.

2.3.7 Coeficiente de sobrecarga.

Se llama coeficiente de sobrecarga de un cable a la relación entre los pesos aparente y propio del mismo, es decir:

$$m' = \frac{p'}{p}$$

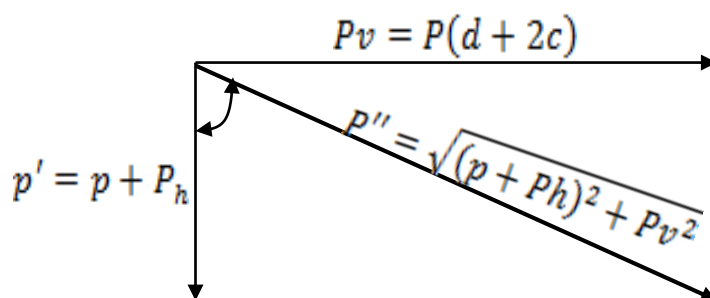


Figura 2.31 Peso aparente de un cable con sobrecargas simultanea de viento y manguito de hielo

Las sobrecargas de los pesos aparentes en los tres casos considerados son:

Sobrecarga en Kg/m	Peso aparente en Kg/m
De viento	$p' = p + P_h$
De hielo	$P_v = P(d + 2c)$
De viento y de hilo simultaneos	$p'' = \sqrt{(p + P_h)^2 + P_v^2}$

Las fórmulas para el cálculo del coeficiente de sobrecarga en los tres casos acabados de considerar son las siguientes:

Sobrecarga de	Coefficiente de sobrecarga
Viento	$m' = \frac{p'}{p} = \frac{\sqrt{p^2 + Pv^2}}{p}$
Hielo	$m' = \frac{p'}{p} = \frac{p + Ph}{p}$
Viento y hielo simultaneos	$m'' = \frac{p''}{p} = \frac{\sqrt{(p + ph)^2 + p^2}}{p}$

Tabla 2.32 Ecuación de coeficiente de sobrecarga

Bajo la acción del viento transversal normal a la línea, el cable batido por el mismo se inclinará, como hemos visto, y su plano formará con el vertical que pase por los dos puntos de sujeción del cable (las grapas situadas en los apoyos que limiten el vano) un ángulo (figura 4.3 y 4.5), definido por:

$$\cos i = \frac{P}{p'} = \frac{\omega S}{\omega' S} = \frac{\omega}{\omega'} = \frac{1}{m'}$$

En resumen, el efecto del viento era el de inclinar el plano del cable, elevando a este último.

***Calculamos los coeficientes de sobrecarga para las distintas hipótesis que limitan la tracción máxima admisible:	
*Hipótesis 1 :	
Tracción máxima de viento $T^a = -10^{\circ}\text{C}$ categoría tipo:	NORMAL
SOBRECARGA DE VIENTO	120 Km/h
$P_v =$	1,08965 daN/m
$p' =$	1,46 daN/m
$m_1 =$	1,50 Coeficiente de sobrecarga
*Hipótesis 2 :	
Tracción máxima de hielo $T^a = -15^{\circ}\text{C}$ Zona B	
$P_h =$	0,84 kg/km
$p' =$	1,81 kg/km
$m_2 =$	1,86 Coeficiente de sobrecarga
*Hipótesis 3 :	
Tracción máxima de hielo + viento $T^a = -15^{\circ}\text{C}$ Zona B	
($T^a = -15^{\circ}\text{C}$,Sobrecarga de hielo zona B + viento de 60 km/h)	
$P_h =$	0,84 kg/km
$D =$	0,044 m
La acción del viento sobre el conductor y el manguito de hielo será :	
$P_v =$	0,545071918 daN/m
$p' =$	1,89 kg/km
$m_3 =$	1,94 Coeficiente de sobrecarga
** Comprobamos que hipótesis es la más desfavorable comparando los coeficientes de sobrecarga :	
$m_1 =$	1,50
$m_2 =$	1,86
$m_3 =$	1,94

Tabla 2.5 Cálculo de coeficiente de sobrecarga

La flecha no será vertical, sino inclinada al ángulo i , acabado de definir.

2.3.8 Vano ideal de regulación.

Como en un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alineación, limitado por dos de anclaje, las cadenas de aisladores de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensión debidas a las distintas longitudes de los vanos, a los desniveles, a las variaciones de temperatura, y a las condiciones meteorológicas en general, se admite que los tensados de los cables, iguales en todos los vanos,

varían como lo haría el de un vano imaginario, al que se le llama “vano ideal de regulación”.

Es necesaria, por tanto, que la tabla de tendido del cable sea calculada de modo que la tensión del mismo permanezca uniforme en todo momento, a lo largo de cada tramo de línea, comprendido entre dos apoyos de anclaje.

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a}}$$

En la que

a_r = vano ideal de regulación

a = longitud de cada uno de los vanos del tramo de línea comprendido entre dos apoyos de anclaje.

n = número de vanos del tramo

En rigor, la fórmula de a_r es solo aplicable si los apoyos se encuentran al mismo nivel, se puede admitir que:

$$a_r = Vanomedio + \frac{2}{3}(Vanomáximo - Vanomedio)$$

Siendo el vano medio la media aritmética de los vanos componentes del tramo, y el máximo, el de mayor longitud en dicho tramo.

Dice también que en el caso de un vano limitado por dos apoyos de anclaje, la regulación deberá hacerse de acuerdo con las condiciones mecánicas fijadas en la tabla de tendido correspondiente (Tabla 4.2)

VANOS DE REGULACION												
CANTONES	ENTRE LOS APOYOS						VANOS ENTRE APOYOS POR ORDEN (M)					
1º CANTON	1/2	2/3	3/4	4/5	5/6	6/7	100,00	110,00	112,00	102,00	103,00	100,00
2º CANTON	7/8	8/9	9/10	10/11	11/12	12/13	102,00	105,00	111,00	100,00	112,00	112,00
3º CANTON	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	101,00	102,00	112,00	102,00	102,00	105,00
4º CANTON	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25	100,00	110,00	111,00	100,00	104,00	102,00
5º CANTON	25/26	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	102,00	105,00	100,00	112,00	112,00	105,00
6º CANTON	31/32	32/33	33/34	34/35	35/36	36/37	101,00	102,00	112,00	102,00	102,00	105,00
7º CANTON	37/38	38/39	39/40	40/41	41/42	42/43	102,00	105,00	100,00	112,00	112,00	105,00
8º CANTON	43/44	44/45	45/46	46/47	47/48	48/49	102,00	105,00	111,00	100,00	112,00	112,00
9º CANTON	49/50	50/51	51/52	52/53	53/54	54/55	101,00	102,00	112,00	102,00	102,00	105,00
10º CANTON	55/56	56/57	57/58	58/59	59/60	60/61	100,00	110,00	111,00	100,00	104,00	102,00
11º CANTON	61/62	62/63	63/64	64/65	65/66	66/67	102,00	105,00	100,00	112,00	112,00	105,00
12º CANTON	67/68	68/69	69/70	70/71	71/72	72/73	102,00	105,00	100,00	112,00	112,00	105,00
13º CANTON	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	102,00	105,00	111,00	100,00	112,00	112,00
14º CANTON	79/80	80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	101,00	102,00	112,00	102,00	102,00	105,00
15º CANTON	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	102,00	105,00	100,00	112,00	112,00	105,00
16º CANTON	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96		102,00	105,00	111,00	100,00	99,00	

Tabla 2.6 Vano de regulación

2.3.9 Fenómenos vibratorios. Tensión de cada día. Tensión en las horas frías.

El artículo 27.2 del Reglamento de Líneas dice que el caso de que haya zonas en las que sea de temer la aprobación de vibraciones en los conductores y cable de tierra, deberá comprobarse el estado tensional de los mismos a estos efectos.

Aconseja que si no se dispone de información más exacta o actualizada, se sigan las recomendaciones de la CIGRE a este respecto.

La experiencia adquirida en la explotación de líneas eléctricas puso de manifiesto que cuando más elevada se la tensión mecánica de un cable, mayor será la probabilidad de que se produzca un fenómeno de las vibraciones.

De aquí la conveniencia de mantener dicha tensión dentro de ciertos límites para eludir en lo posible por las averías por vibraciones, es decir, la rotura de los hilos componentes de los cables.

Se llegó así a un concepto entonces nuevo, que se llamó “tensión de cada día”, del que veremos dos definiciones, iguales en el fondo, aunque expresadas con distinto léxico. Son las siguientes:

1° La tensión a que este sometido un cable mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura media, o temperaturas próximas a ella, sin que exista sobrecarga alguna.

2° La tensión máxima admisible en un cable durante el periodo de tiempo más largo del año sin que experimente vibraciones eólicas.

Puesto que la tensión es función de la temperatura, hubo que determinar a qué valor de esta debería ser calculado en de la “tensión de cada día”.

El valor representativo de esta última se acostumbra a expresar en tanto por ciento de la carga de rotura del cable.

$$TCD\% = \frac{\text{Tensión de cada día}}{\text{Carga de rotura}} 100$$

El valor de TCD deberá ser igual o menor que el que se considere admisible.

La determinación de cual habría de ser la temperatura que debería adoptarse para el cálculo de la tensión de cada día, fue objeto de estudios, opiniones, criterios, etc.

Uno, fue el de tomar el valor del promedio anual de las temperaturas medias diarias.

Otro, el de la media aritmética de las temperaturas registradas durante el día, máxima, mínima y a las 6 y a las 18 horas.

También se estimó recomendable adoptar la media aritmética de las temperaturas medias diarias registradas más de 10 días al año.

Estudios más modernos definen los tres estados tensionales siguientes:

Tensado al límite elástico

El tensado al límite elástico es el que aprovecha de modo integro la característica de carga de rotura del cable.

La tensión máxima quedará limitada por un coeficiente de seguridad a la rotura de 2,5 o 3.

Es en definida la tracción máxima admisible en el artículo 27 del Reglamento de líneas.

DETERMINACIÓN AUTOMÁTICA DE LA TRACCIÓN MÁXIMA DEL CONDUCTOR:		HALCON
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	3	
SOBRECARGA DEL VIENTO:		
	$T_{\max} = 2939,266667 \text{ (daN)}$	

Tensado al límite dinámico. Tensión de cada día (TCD)

El tensado al límite dinámico (tensión de cada día), es el que tiene en cuenta el fenómeno vibratorio eólico del cable, en condiciones de temperaturas normales.

La tensión a 15°C no deberá exceder del 20% de la carga de rotura de los cables de aluminio-acero y del 14% de la de los de acero.

Tensado al límite dinámico. Tensión en las horas frías (THF)

El tensado al límite dinámico (tensión en las horas frías) es el que tiene en cuenta el fenómeno vibratorio eólico del cable, en condiciones de temperaturas mínimas frecuentes sin sobrecarga.

La tensión a -51 C no deberá exceder del 22,5% de la carga de rotura del cable.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA

3.1 Antecedentes

Para realizar nuestras plantillas de cálculo eléctrico de una línea de transmisión tomaremos como problemática el proyecto que tiene la Celec - Transelectric de construir una línea de transmisión de 10 km de longitud y un voltaje de 138 kV para transportar 225 MW desde la Subestación los Tres Cerritos hasta la nueva Subestación Las Orquídeas. La misma que se proyecta construirla en el año 2015.

3.2 Número de circuitos de una línea de transmisión.

El número de circuitos con los que se construye una línea de transmisión va desde un circuito hasta cuatro circuitos.

Otro aspecto asociado al número de circuitos de una línea de transmisión es el número de conductores por fase o subconductores. Este número comúnmente va desde uno a cuatro conductores por fase.

Número de Circuitos o Ternas	Numero de subconductores	Impedancia Característica
1	1	400 Ω
1	2	320 Ω
1	3	280 Ω
1	4	240 Ω
2	1	200 Ω
2	2	160 Ω
2	3	140 Ω
2	4	120 Ω

Tabla 3.1 Número de circuitos

El número de circuitos y conductores por fase o subconductores con los que se debe construir una línea de transmisión está en función de la impedancia característica. En la tabla 3.1 se muestra la relación de números de circuitos y conductores por fase y la impedancia característica.

Para determinar el número de circuitos y subconductores debemos considerar la potencia de entrega como potencia característica y la impedancia característica, con las cuales mediante la expresión de la potencia natural podemos calcular la tensión mínima de la línea.

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c}$$

$$U = \sqrt{P_c * Z_c}$$

Para nuestro caso tenemos que la potencia en el receptor debe ser de 225 MW, realizando las operaciones matemáticas toma como constante la potencia y como variables la impedancia característica que se muestra en la tabla 3.1., obtenemos los siguientes datos.

Potencia de la línea en MW	Impedancia Característica en	Tensión de línea en V
225	400	300
225	320	268
225	280	251
225	240	232
225	200	212
225	160	190
225	140	177
225	120	164

Tabla 3.2 Potencia de Línea

Estos resultados nos indican la máxima tensión de funcionamiento asociados al número de ternas y subconductores.

Cabe recordar que las tensiones de transmisión utilizadas en el nuestro país son 500kv, 230kv, 138kv, y 69kv, por lo que la línea motivo de análisis, tomando en cuenta los datos obtenidos bien podría ser de una terna y un subconductor o máximo dos ternas cuatro subconductores.

Para nuestro caso tomaremos en cuenta el diseño de una línea de 2 ternas y un subconductor.

La disposición de los conductores de la línea de transmisión sobre los apoyos será la típica, la misma que se muestra a continuación.

3.3 Selección de conductor a utilizar en la línea de transmisión.

La función básica de un cable consiste en transportar energía eléctrica en forma segura y confiable desde la fuente de potencia hasta el punto de entrega. Para el sistema de alta tensión los conductores deben cumplir las siguientes normas:

ASTM B 399/B 399M: Concentric-Lay-Stranded Aluminium Alloy 6201-T81 Conductors

ASTM B 398/B 398M : Aluminum- Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes

IEC 61089 : Round wire concentric lay overhead electrical
stranded conductors

IEC 60410 : Sampling plans and procedures for inspection
by attributes

IEC 60468 : Method of measurement resistivity of metallic
materials.

Los conductores empleados para estas líneas, son exclusivamente de aluminio-acero, la parte conductoras por una corona de haces de aluminio trenzado y alma de acero para resistencia mecánica, ambos, en este tipo de conductor tanto los hilos de acero, como los de aluminio tienen el mismo diámetro. La selección de su sección es muy importante, tanto para hacer frente a la caída de tensión, como para atender al efecto corona, en el cual las pérdidas de energía, como hemos dicho, dependen de la distancia entre conductores y del diámetro de éstos.

Ahora, la importancia de una sección óptima necesariamente tiene que ser analizado tomando en cuenta las pérdidas de energía, que reflejarían costos adicionales a los proyectados en principio de construcción de la obra, más el costo kilométrico por conductor. La sección óptima de las líneas es la que minimice la suma del costo de las líneas y del costo capitalizado de las pérdidas.

Una potencia que se desee transportar desde el punto de envío, hasta centros de entrega, bajo una tensión V apropiada, estaría claro decir que, mientras más elevada es la sección, más importante será el costo de la línea y más débiles las pérdidas. Para cumplir con ello se determina una sección óptima de funcionamiento

que, notablemente, es independiente de la longitud. Debido a la normalización de las secciones, las densidades de corriente evolucionan necesariamente en "dientes de sierra" cuando aumentan las potencias. Si se plantea el problema de la selección entre dos secciones normalizadas, tenemos la potencia Máxima de Transporte, es decir la potencia máxima para la cual la selección entre una u otra de las secciones es indiferente y esta demandada por la longitud máxima de la línea, y el límite térmico que está dada por las características propias del cable, por tanto la media geométrica de estas dos potencias máximas definen la elección óptima del cable para nuestra línea de transmisión.

La selección del conductor entonces se hará inicialmente considerando la intensidad basada en la potencia de transmisión en forma simple:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos\varphi}$$

$$I = \frac{225 \text{ MW}}{\sqrt{3} * 138 \text{KV} * \cos\varphi}$$

$$I = 1045.92 \text{ Amp.}$$

Al establecer la intensidad de la potencia a transmitir el siguiente paso es seleccionar un conductor basado en el límite térmico de los conductores esto considerando la densidad de corriente eléctrica o en su defecto la capacidad de los mismos.

En nuestro caso el conductor a ser considerado inicialmente por límite térmico es el **PELICAN** o un conductor equivalente con calibre de 477 kcmil o MCM. La corriente por límite térmico del conductor seleccionado es de 566 Amp.

Hay que recordar que recordar que la línea es de 2 circuitos y un haz de conductor por cada fase.

Al seleccionar este conductor la potencia de transmisión por límite térmico utilizando el conductor PELICAN o uno de 477 MCM, es de 243,23 MW.

El segundo aspecto a tomar en cuenta en la selección del conductor adecuado para la línea de transmisión es la máxima potencia de transmisión, como ya se ha indicado esta está en función de la longitud de la línea principalmente. Pero también cuenta la configuración que tenga sobre los apoyos, considerando en este último caso también la distancia entre conductores esto factores influyen sobre la reactancia característica o kilométrica de la línea, magnitudes que interviene en el cálculo del momento eléctrico.

En consideración de nuestra línea de 10 km. que tiene la siguiente configuración:

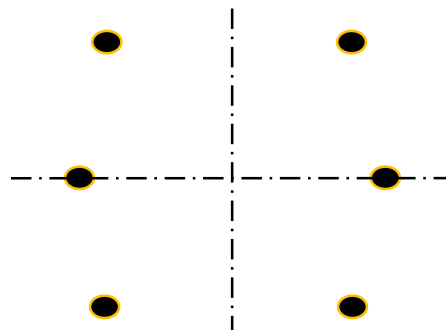


Figura 3.1 Configuración de línea

Con las siguientes distancia entre líneas expresadas en coordenadas cartesianas,

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	METROS
DISTANCIA O COORDENADAS DE R(1)	
CORDENANDAS EN EL EJE X	-3.00
CORDENANDAS EN EL EJE Y	7.00
DISTANCIA O COORDENADAS DE S(2)	
CORDENANDAS EN EL EJE X	-3.75
CORDENANDAS EN EL EJE Y	0.00
DISTANCIA O COORDENADAS DE T (3)	
CORDENANDAS EN EL EJE X	-3.00
CORDENANDAS EN EL EJE Y	-7.00
DISTANCIA O COORDENADAS DE R' (1')	
CORDENANDAS EN EL EJE X	3.00
CORDENANDAS EN EL EJE Y	-7.00
DISTANCIA O COORDENADAS DE S' (2')	
CORDENANDAS EN EL EJE X	3.75
CORDENANDAS EN EL EJE Y	0.00
DISTANCIA O COORDENADAS DE T' (3')	
CORDENANDAS EN EL EJE X	3.00
CORDENANDAS EN EL EJE Y	7.00

Tabla 3.3 Distancia entre conductores

Y tomando en cuenta en conductor PELICAN seleccionado por límite térmico, cuyas características se muestra a continuación, obtenemos luego del cálculo respectivo las características de la línea.

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR SELECCIONADO	
CALIBRE AWG ó kcmil	477
SECCIÓN (mm ²)	255.14
DIÁMETRO (mm)	20.68
RADIO [r] (mm)	8.02
RESISTENCIA(RK) (Ω)	0.118
CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)	566

Tabla 3.4 Características del conductor

SALIDA DE DATOS LINE 2-1		
VALORES CARACTERISTICOS O KILOMETRICOS DE LA LINEA		
RMG (mm)	8,02	
DMG (mm)	6093,51	
Rk(Ω /KM)	0,059	
Lk (H/KM)	0,00069	
Xk(Ω /KM)	0,2592	
Gk(S/KM)	0	
Ck(F/KM)	1,680E-08	
Bk(S/KM)	6,33404E-06	
Zk(Ω /KM)	REAL	IMAGINARIO
	0,059	0,259203785821322i
	MAGNITUD	ANGULO
	0,265833788	77,17680816
Yk(S/KM)	REAL	IMAGINARIO
	0	6,33403581181744E-06i
	MAGNITUD	ANGULO
	6,33404E-06	90

Tabla 3.5 Características de la línea

3.4 Determinación de los parámetros de la línea.

Los parámetros de las líneas de transmisión permitirán determinar las condiciones al principio y al final de la línea, principalmente los valores de tensión e intensidad.

Los parámetros o características kilométricas de la línea que se termina habitualmente, son la resistencia óhmica R, propia del conductor a 20° C, la inductancia y reactancia característica X, que depende de radio del conductor y del diámetro medio geométrico, este último dependiente de la posición de los conductores en los apoyos. Los valores de resistencia y reactancia características o kilométricas permitirán el cálculo de la impedancia característica.

La admitancia característica es producto de la suma de la conductancia G , también llamada perditancia, y la susceptancia B . El valor de la perditancia debido a su muy bajo valor se le asigna el valor de cero.

Los valores de $R_k, X_k, Z_k, G_k, B_k,$ y Y_k , de nuestra línea de transmisión son los que se han mostrado en el apartado anterior.

Los parámetros totales de línea se logran considerando los parámetros característicos y la longitud de la línea, a continuación se muestran estos parámetros.

PARAMETROS ELECTRICOS TOTALES DE LA LINEA		
$R(\Omega)$	0,59	
$L(H)$	0,006875594	
$X(\Omega)$	2,592037858	
$G(S)$	0	
$C(F)$	1,68015E-07	
$B(S)$	6,33404E-05	
$Z(\Omega)$	REAL	IMAGINARIO
	0,59	2,59203785821322i
	MAGNITUD	ANGULO
	2,658337875	77,17680816
$Y(S)$	REAL	IMAGINARIO
	0	0,0000633403581181744i
	MAGNITUD	ANGULO
	6,33404E-05	90

Tabla 3.6 Parámetro eléctricos totales de la línea

IMPEDANCIA NATURAL, ANGULO CARACTERISTICO Y POTENCIA NATURAL DE LA LINEA		
Z_c	MAGNITUD	ANGULO
	204,8636151	-6,411595918
	REAL	IMAGINARIO
	203,5822627	-22,87713129
θ_c	MAGNITUD	ANGULO
	0,012976135	83,58840408
	REAL	IMAGINARIO
	0,001449046	0,012894973
$P_c(MW)$	92,96	

Tabla 3.6 Valores eléctricos naturales de la línea

3.5 Determinación de la potencia de transporte.

Para la determinación de la potencia de transporte de la línea escogida o particularmente del conductor escogido aplicamos el método del momento eléctrico, este método nos permitirá conocer si el conductor escogido puede transportar la potencia deseada.

Momento eléctrico.

A continuación se determina el momento eléctrico de la línea

$$M = P \cdot L = \frac{u}{100} \cdot \frac{U_2^2}{R_k + X_k \tan \varphi_2}$$

$$M = \frac{7}{100} \cdot \frac{(138kV)^2}{0.059 + 0.2592 \tan 25.84^\circ}$$

$$M = 7224 \text{ MW} \cdot \text{KM}$$

Las unidades de las magnitudes que intervienen en la expresión del momento eléctrico son:

M = momento eléctrico en MW-km.

P = potencia en MW.

L = longitud de línea en kilómetros.

u = caída de tensión en porcentaje.

U = tensión nominal de la línea en kilovoltios.

R_k = resistencia eléctrica de la línea en Ω/km .

X_k = reactancia de autoinducción de la línea en Ω/km .

Potencia de transporte

La potencia de transporte la calculamos con la expresión

$$P = \frac{M}{L}$$

$$P = \frac{7224 \text{ MW} \cdot \text{KM}}{10 \text{ KM}}$$

$$P = 722.4 \text{ MW}$$

Pérdida de potencia

La pérdida de potencia por kilómetro de línea es igual a:

$$p_k \% = \frac{100 R_k P}{U^2 \cos^2 \varphi_2}$$

$$p_k \% = \frac{100(0.059 \Omega)(722.4 \text{ MW})}{(138 \text{ KV})^2 \cdot 0.9^2}$$

$$p_k \% = 0.2763\%$$

La pérdida de potencia en la línea en porcentaje es:

$$p \% = \frac{100 R P}{U^2 \cos^2 \varphi_2}$$

$$p \% = \frac{100(0.59 \Omega)(722.4 \text{ MW})}{(138 \text{ KV})^2 \cdot 0.9^2}$$

$$p \% = 2.7630\%$$

Perdida de potencia absoluta de la línea

$$p = 0.02763 * 722.4MW$$

$$p = 19.96MW$$

RESULTADOS DE MOMENTO ELECTRICO	
MOMENTO ELECTRICO(MW KM)	7224
POTENCIA DE TRANSPORTE(MW)	722
PERDIDA DE POTENCIA KILOMETRICA (%)	0,2763
PERDIDA DE POTENCIA DE LA LINEA (%)	2,76
PERDIDA DE POTENCIA DE LA LINEA (MW)	19,96
MAXIMA POTENCIA POR LIMITE TERMICO(MW)	243,23

Tabla 3.7 Resultados de momento eléctrico

La pérdida de potencia de la línea expresada en % y la pérdida de potencia de la línea en valores absolutos en MW señala las pérdidas de la línea si transporta el valor máximo de potencia señalada como potencia de transporte. Siendo las pérdidas de nuestra línea menores ya que se pretende transportar hasta el punto de entrega 225 MW.

Potencia máxima por límite térmico.

Si bien el método de momento eléctrico no indica la potencia de transporte de la línea, también hay que tomar en cuenta la potencia máxima de transporte de dicha línea de transmisión que está en función de la máxima densidad de corriente eléctrica permitida o admitida por el conductor que conforma la línea. Esta máxima capacidad de transporte se denomina potencia máxima de transporte por límite térmico y es igual a:

$$P_{max} = \sqrt{3}UI_{max}\cos\varphi$$

La I_{max} esta expresada en amperios, y corresponde a la intensidad máxima que circula por el conductor considerando la máxima densidad de corriente eléctrica permitida. Para la línea motivo de cálculo hemos seleccionado el conductor Pelican este conductor posee una corriente admisible de 566 amperios, pero al ser una línea de dos circuitos de conductores simplex, la máxima densidad de corriente de los conductores se duplica siendo esta de 1132 amperios, así tenemos que la máxima potencia por límite térmico es:

$$P_{max} = \sqrt{3}UI \cos \phi_2$$

$$P_{max} = \sqrt{3}(138kV)(1.1320kA)(0.92)$$

$$P_{max} = 248.93MW$$

Máxima longitud de línea por límite térmico.

La máxima longitud de la línea de transmisión es:

$$L = \frac{M}{P_{max}}$$

$$L = \frac{7224MW - KM}{248.93MW}$$

$$L = 29.02KM$$

Con este resultado podemos darnos cuenta que la línea motivo del cálculo es viable ya que su longitud es apenas 10 kilómetros.

3.6 Determinación de las constantes auxiliares.

Para determinar las constantes auxiliares podemos emplear dos métodos conocidos, el uno mediante la aplicación de las funciones hiperbólicas y circulares y el otro mediante el desarrollo en serie de las funciones hiperbólicas.

La forma en que obtendremos las constantes auxiliares es mediante la aplicación de las funciones hiperbólicas y circulares.

La constante característica A es igual al coseno hiperbólico del ángulo característico.

$$\bar{A} = \cosh \Theta_C$$

La constante B es igual a la impedancia característica por el seno hiperbólico del ángulo característico.

$$\bar{B} = \bar{Z}_C \sinh \Theta_C$$

La constante C es igual a la recíproca de la impedancia característica multiplicada por el seno hiperbólico del ángulo característico.

$$\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_C} \sinh \Theta_C$$

La constante D es igual a la constante A.

El valor del ángulo característico determinado, dato que se señala en la tabla anterior es:

$$\Theta_C = 0,001449 + j0,0128945$$

$$\Theta_C = 0,012976 \angle 83,5884^\circ$$

A continuación se determinan los valores de las constantes auxiliares, de la línea en estudio.

$$\bar{A} = \cosh \Theta_C$$

$$\bar{A} = \cosh(0,001449 + j0,0128945)$$

$$\bar{A} = (\cosh 0,001449 \times \cos 0,0128945) + j(\sinh 0,001449 \times \sin 0,0128945)$$

$$\bar{A} = 0,9999179 + j0,00001868$$

$$\bar{A} = 0,99991791 \angle 0,00107065^\circ$$

$$\bar{B} = \bar{Z}_C \sinh \Theta_C$$

$$\bar{B} = 204,86361514 \angle -6,41159591^\circ * \sinh(0,001449 + j0,0128945)$$

$$\bar{B} = 204,86361514 \angle -6,41159591^\circ$$

$$* (\sinh 0,001449 \times \cos 0,0128945) + j(\cosh 0,001449 \times \sin 0,0128945)$$

$$\bar{B} = 2,65826513 \angle 77,17716503^\circ$$

$$\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_C} \sinh \Theta_C$$

$$\bar{C} = \frac{1}{204,86361514 \angle -6,41159591^\circ} * \sinh(0,001449 + j0,0128945)$$

$$\bar{C} = 0,00006333 \angle 90,00035686^\circ$$

$$\bar{A} = \bar{D}$$

$$\bar{D} = 0,99991789 \angle 0,00107567^\circ$$

A continuación se muestra la tabla que muestra los datos obtenidos.

FUNCIONES HIPERBOLICAS Y CIRCULARES		
$Cosh\theta c$	REAL	IMAGINARIO
	0,999917911	1,86849E-05
	MAGNITUD	ANGULO (°)
	0,999917911	0,001070653
$Senh\theta c$	REAL	IMAGINARIO
	0,001448926	0,01289463
	MAGNITUD	ANGULO (°)
	0,01297578	83,58876095
CONSTANTES AUXILIARES		
$\bar{A}=Cosh\theta c$	REAL	IMAGINARIO
	0,999917911	1,86849E-05
	MAGNITUD	ANGULO (°)
	0,999917911	0,001070653
$B=ZcSenh\theta c$	REAL	IMAGINARIO
	0,589967712	2,591970606
	MAGNITUD	ANGULO (°)
	2,658265135	77,17716503
$C=(1/Zc)Senh\theta c$	REAL	IMAGINARIO
	-3,94507E-10	6,33386E-05
	MAGNITUD	ANGULO (°)
	6,33386E-05	90,00035687
$D=\bar{A}$	REAL	IMAGINARIO
	0,999917911	1,86849E-05
	MAGNITUD	ANGULO (°)
	0,999917911	0,001070653

Tabla 3.8 Constantes auxiliares

3.7 Cálculo de las condiciones de funcionamiento de la línea

Las condiciones de funcionamiento de la línea, se refiere a las condiciones eléctricas de operación.

Los estados de operación eléctrica de la línea serán bajo carga es decir al 100% de la potencia en el punto de recepción, y en condiciones de funcionamiento en vacío.

Los datos o magnitudes de funcionamiento a ser obtenidos mediante el cálculo son las que tiene la línea en el extremo de generación o punto de envío. Estas magnitudes son la intensidad, la tensión, las potencias y el factor de potencia, además se establecerán las pérdidas de potencia porcentuales, porcentajes de caída de tensión, y el rendimiento de la línea.

3.7.1 Cálculo del funcionamiento de la línea bajo carga y en vacío utilizando el método analítico de las funciones hiperbólicas y circulares.

El cálculo de las condiciones eléctricas de funcionamiento de la línea se puede desarrollar por tres métodos conocidos, a continuación se aplicará el método de las funciones hiperbólicas y circulares. Bajo este método ya se ha determinado las constantes auxiliares que permitirán encontrar la tensión de envío, intensidad envío, potencia de envío, y además las pérdidas de potencia porcentuales, porcentajes de caída de tensión, y el rendimiento de la línea. El cálculo se aplicará para las condiciones de plena carga y en vacío.

3.7.1.1 Cálculo de las condiciones de funcionamiento de la línea bajo carga.

Para las condiciones de plena carga consideraremos una potencia S_2 de 250 MVA en el extremo receptor o punto de entrega, con una tensión U_2 de 138 KV, y un factor de potencia de 0.9. Por lo que tendremos, entonces una potencia P_2 de 225 KW, una tensión de fase V_2 de 79.78 KV y una corriente de:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2 \cos\varphi_2}$$

$$I_2 = \frac{225 \text{ MW}}{\sqrt{3} * 138 \text{KV} * \cos\varphi_2}$$

$$I_2 = 1045.92 \text{ Amp.}$$

El valor de la corriente de la carga o receptor expresado en forma compleja es:

$$I_2 = I_2 \cos \varphi_2 - I_2 \sin \varphi_2$$

$$I_2 = 1045.92 \cos 25.84 - j1045.92 \sin 25.84$$

$$I_2 = 941.33 - j455.87 \text{ Amp.}$$

$$I_2 = 1045.9 \angle -25.84^\circ \text{ Amp.}$$

Cálculo de la tensión de envío V_1

El cálculo de la tensión de envío V_1 o del inicio de la línea en el extremo del generador se procede aplicando una de las cuatro ecuaciones denominadas ecuación de propagación

$$\bar{V}_1 = \bar{A}\bar{V}_2 + \bar{B}\bar{I}_2$$

$$\bar{V}_1 = 79667,796756 \angle 0,00107065^\circ + 2780,344367 \angle 51,3352322691^\circ$$

$$\bar{V}_1 = 81433,8342 \angle 1,528669419^\circ \text{ voltios}$$

Esta tensión así calculada corresponde a la tensión de fase, por lo que la tensión de línea será:

$$\bar{U}_1 = \bar{V}_1 \sqrt{3} = (81433,8342 \angle 1,528669419^\circ) \sqrt{3}$$

$$\bar{U}_1 = 141047,5382 \angle 1,528669419^\circ \text{ voltios}$$

Cálculo de la caída de tensión.

Para calcular la caída de tensión consideramos la tensión en el extremo de recepción o punto de entrega y la tensión de envío o extremo de generador, está será:

$$\begin{aligned}
 u &= U_1 - U_2 \\
 u &= 141047,5382 - 138000 \\
 u &= 3047,5382 \text{votios}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 u\% &= \frac{U_1 - U_2}{U_1} * 100 \\
 u\% &= \frac{141047,5382 - 138000}{141047,5382} * 100 \\
 u\% &= 2,1606\%
 \end{aligned}$$

Cálculo de la intensidad de envío I_1

Igual que la tensión de envío, la intensidad de envío la calcularemos con una de las ecuaciones de propagación.

$$\begin{aligned}
 \overline{I_1} &= \overline{CV_2} + \overline{DI_2} \\
 \overline{I_1} &= 5,046463 \angle 90^\circ + 1045,84 \angle -25,84^\circ \\
 \overline{I_1} &= 1043,6488 \angle -25,5915^\circ \text{ Amperios}
 \end{aligned}$$

Cálculo del ángulo φ_1 de desfaseamiento entre V_1 e I_1 .

El ángulo des desfaseamiento entre la tensión de envío y la corriente en el extremo generador es la diferencia entre los ángulos que tienen estas magnitudes.

$$\begin{aligned}
 \varphi_1 &= \varphi_{V_1} - \varphi_{I_1} \\
 \varphi_1 &= 1,528669^\circ - (-25,5915^\circ) \\
 \varphi_1 &= 27,1202^\circ
 \end{aligned}$$

Cálculo de la P_1 en el extremo de envío.

$$P_1 = \sqrt{3}V_1 I_1 \cos \phi_1$$

$$P_1 = 226932142.34 \text{ Watts}$$

$$P_1 = 226.93 \text{ MW.}$$

La potencia aparente es:

$$S_1 = \sqrt{3}VI$$

$$S_1 = 254964964.9 \text{ VA}$$

$$S_1 = 254.96 \text{ MVA}$$

Cálculo de la pérdida de potencia y del rendimiento de la línea.

La pérdida de potencia de la línea es:

$$p = P_1 - P_2$$

$$p = 226.93 \text{ MW} - 225 \text{ MW}$$

$$p = 1.93 \text{ MW}$$

$$p\% = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100$$

$$p\% = \frac{226.93 \text{ MW} - 225 \text{ MW}}{226.9 \text{ MW}} * 100$$

$$p\% = 0.8514\%$$

El rendimiento de la línea es:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} * 100$$

$$\eta = \frac{225 \text{ MW}}{226.93 \text{ MW}} * 100$$

$$\eta = 99.15\%$$

3.7.1.2 Cálculo de las condiciones en el extremo receptor de la línea en vacío.

Para las condiciones de funcionamiento en vacío consideraremos una potencia S_2 de 0 MVA en el extremo receptor o punto de entrega, con una tensión U_2 de 138 KV por lo que tendremos una tensión de fase V_2 de 79.78 KV y una corriente de:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2 \cos\varphi_2}$$

$$I_2 = \frac{0MW}{\sqrt{3} * 138KV * \cos\varphi_2}$$

$$I_2 = 0 \text{ Amp.}$$

Cálculo de la tensión de envío V_1

El cálculo de la tensión de envío V_1 o del inicio de la línea en el extremo del generador se procede aplicando una de las cuatro ecuaciones denominadas ecuación de propagación

$$\bar{V}_1 = \bar{A}\bar{V}_2 + \bar{B}\bar{I}_2$$

$$\bar{V}_1 = 79667,796756\angle 0,00107065^\circ + 0$$

$$\bar{V}_1 = 79667,796756\angle 0,00107065^\circ \text{ voltios}$$

Esta tensión así calculada corresponde a la tensión de fase, por lo que la tensión de línea será:

$$\bar{U}_1 = \bar{V}_1\sqrt{3} = (79667,796756\angle 0,00107065^\circ) * \sqrt{3}$$

$$\bar{U}_1 = 137988.67\angle 0.001076^\circ \text{ voltios}$$

Cálculo de la caída de tensión.

Para calcular la caída de tensión consideramos la tensión en el extremo de recepción o punto de entrega y la tensión de envío o extremo de generador, está será:

$$\begin{aligned}u &= U_1 - U_2 \\u &= 137988.67 - 138000 \\u &= -11.32 \text{ voltios}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}u\% &= \frac{U_1 - U_2}{U_1} * 100 \\u\% &= \frac{137988.68 - 138000}{137988.68} * 100 \\u\% &= -0.01\%\end{aligned}$$

Cálculo de la intensidad de envío I_1

Igual que la tensión de envío, la intensidad de envío la calcularemos con una de las ecuaciones de propagación.

$$\begin{aligned}\bar{I}_1 &= \bar{C}V_2 + \bar{D}I_2 \\ \bar{I}_1 &= 5,0465 \angle 90^\circ + 0 \\ \bar{I}_1 &= 5,0465 \angle 90^\circ \text{ Amperios}\end{aligned}$$

Cálculo del ángulo φ_1 de desfaseamiento entre V_1 e I_1 .

El ángulo de desfaseamiento entre la tensión de envío y la corriente en el extremo generador es la diferencia entre los ángulos que tienen estas magnitudes.

$$\begin{aligned}\varphi_1 &= \varphi_{V_1} - \varphi_{I_1} \\ \varphi_1 &= 0.001076^\circ - (90^\circ) \\ \varphi_1 &= -90.001076^\circ\end{aligned}$$

Cálculo de la P_1 en el extremo de envío.

$$P_1 = \sqrt{3}V_1 I_1 \cos \varphi_1$$

$$P_1 \cong 30Watts$$

La potencia aparente es:

$$S_1 = \sqrt{3}V_1 I_1$$

$$S_1 = 1206121.76VA$$

$$S_1 = 1.2061MVA$$

Cálculo de la pérdida de potencia y del rendimiento de la línea.

La pérdida de potencia de la línea es:

$$p = P_1 - P_2$$

$$p = 30W - 0W$$

$$p = 30W$$

$$p\% = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100$$

$$p\% = 100\%$$

El rendimiento de la línea es:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} * 100$$

$$\eta = \frac{0W}{30W} * 100$$

$$\eta = 0\%$$

CAPÍTULO 4

PROPUESTA

4.1 Introducción.

La aplicación Cálculo Eléctrico de Líneas Aéreas de Transmisión CELTA V1, es una herramienta informática desarrollada en FILEMARKER, el cual es una aplicación multiplataforma de base de datos.

Esta aplicación de cálculo eléctrico ha sido diseñada para obtener parámetros y determinar condiciones naturales de la línea de acuerdo a la introducción de variables de la línea a diseñar.

La aplicación realiza cálculos de las condiciones eléctricas al principio y al final de la línea, mostrando también los resultados de cálculos previos como el radio medio geométrico RMG, diámetro medio geométrico DMG, Constantes kilométricas, características de línea, momento eléctrico, limite térmico y las constantes auxiliares de propagación.

4.2 Proceso de instalación.

La aplicación CELTA V1 es una aplicación accesible, ya que es una aplicación ejecutable sin necesidad de instalarlo. Los requerimientos mínimos que debe tener el ordenador son:

1. Sistema operativo sea Windows XP, Windows 7.
2. Memoria RAM mínimo 250MB
3. Velocidad del procesador: mínimo 700 MHz.

Los distintos archivos que se vinculan para ejecutar la aplicación están contenidos dentro de la carpeta CELTA, que debe ser guardado en el disco duro del ordenador, para ejecutar la aplicación se debe encontrar el icono CELTA.EXE y dar doble click sobre él.

El acceso a la aplicación es mediante usuario y contraseña las mismas que deberán ser proporcionadas por un administrador.

4.3 Pestaña de datos de entrada

Al inicio de la aplicación se muestra una ventana con dos pestañas, Datos De Entrada y Datos De Salida.

La pestaña Datos De Entrada contiene las subpestañas Datos De Línea y Conductor, Configuración De La Línea, mientras que la pestaña Datos De Salida posee las subpestañas Constantes De Línea, Capacidad De Transporte, Constante Auxiliares y Condiciones De Funcionamiento.

Datos De Línea y Conductor		Configuración De La Línea	
Longitud Línea	200KM	Código	FALCON
Tension de Línea	138,00KV	CALIBRE	1590
Potencia Línea	500KVA	SECCIÓN	908,10 mm2
Factor Potencia	0,9	DIÁMETRO	39,24 mm
Frecuencia	60Hz	RADIO	15,89 mm
Caída de Tensión	7%	RESITENCIA 20°C	0,0353 OHM
Tension de Fase	79674,34V	AMPACIDAD	1193 A
Ángulo De La Carga	25,8419°		

Figura 4.1

4.3.1 La subpestaña Datos De Línea y Conductor.

Está diseñada para ingresar los datos de básico de líneas tales como:

1. Longitud de línea en KM.
2. Tensión de línea en KV.
3. Potencia de la línea en el extremo receptor en MVA.
4. Factor de potencia en el extremo receptor.
5. Frecuencia en Hz.
6. Porcentaje de caída de tensión máxima permisible de la línea.

La tensión de fase y el ángulo de desfase que se muestra debajo del casillero Caída de Tensión muestran los cálculos de estas magnitudes.

En el lado derecho podemos seleccionar el conductor a utilizar en la línea de transmisión mediante un menú desplegable al hacer click sobre el casillero junto a la palabra código. Una vez seleccionado el conductor se mostraran los siguientes datos, los mismos que aparecen en la figura 4.2.

1. Calibre.
2. Sección
3. Diámetro.
4. Radio.
5. Resistencia a 20°C.
6. Ampacidad.

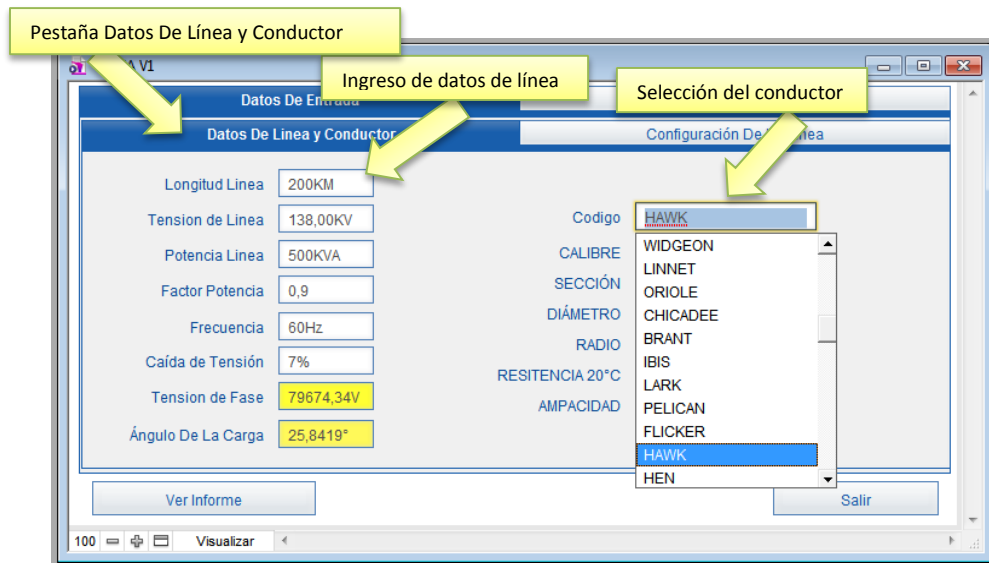


Figura 4.2

4.3.2 Subpestaña Configuración de la línea.

Esta Subpestaña brinda la posibilidad de escoger la configuración de la línea, las opciones de configuración son las básicas de una línea de transmisión eléctrica, ver figura 4.3.

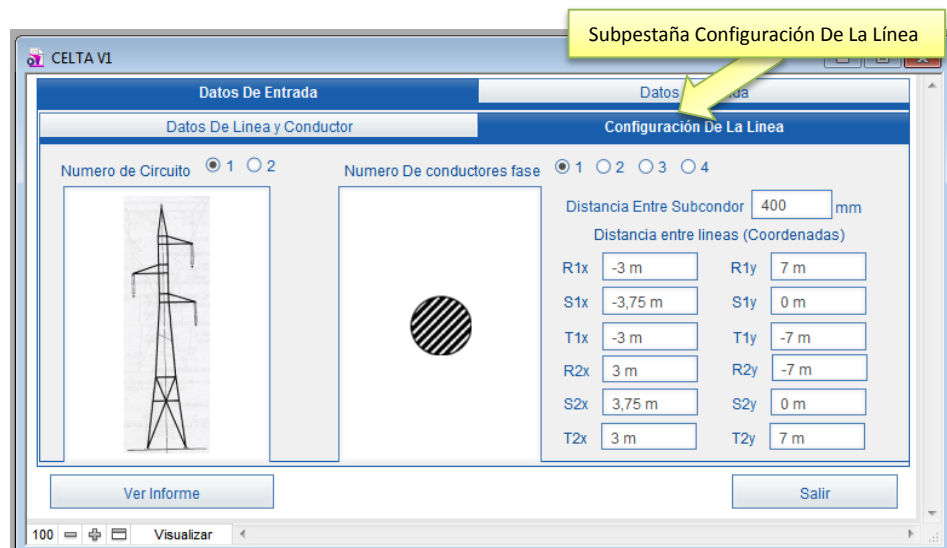


Figura 4.3

La primera alternativa que brinda esta pestaña es la de poder escoger el número de circuitos paralelos de la línea.; se puede escoger entre uno y dos circuitos, basta con hacer click en el botón de opción correspondiente.

Por otro lado podemos escoger el número de subconductores de línea, entre uno y cuatro conductores por fase-línea haciendo click en el botón de opción correspondiente, ver figura 4.4.

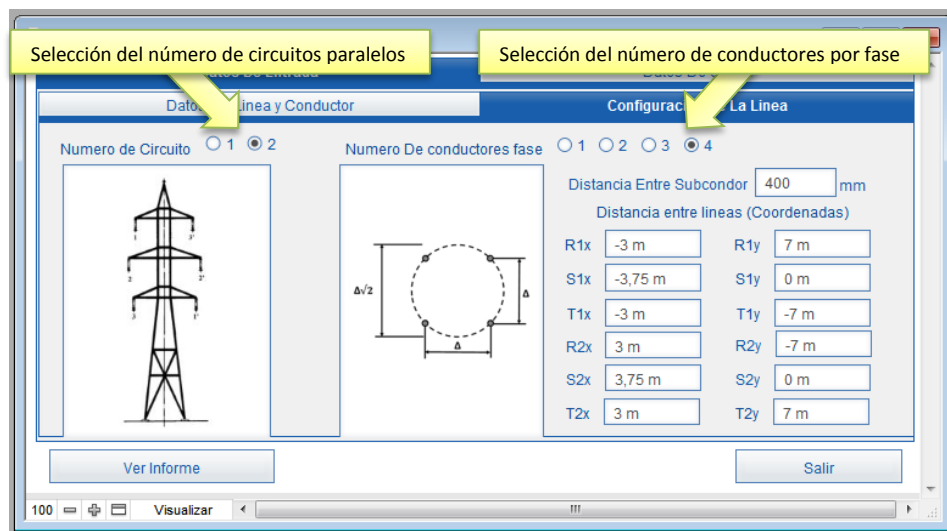


Figura 4.4

Finalmente en ésta Subpestaña podemos ingresar los datos de distancia entre subconductores en milímetros, y la distancia entre las líneas, la forma de ingreso de las distancia entre las líneas que permitirá que la aplicación calcule el DMG es mediante coordenadas cartesianas, ver figura 4.5.

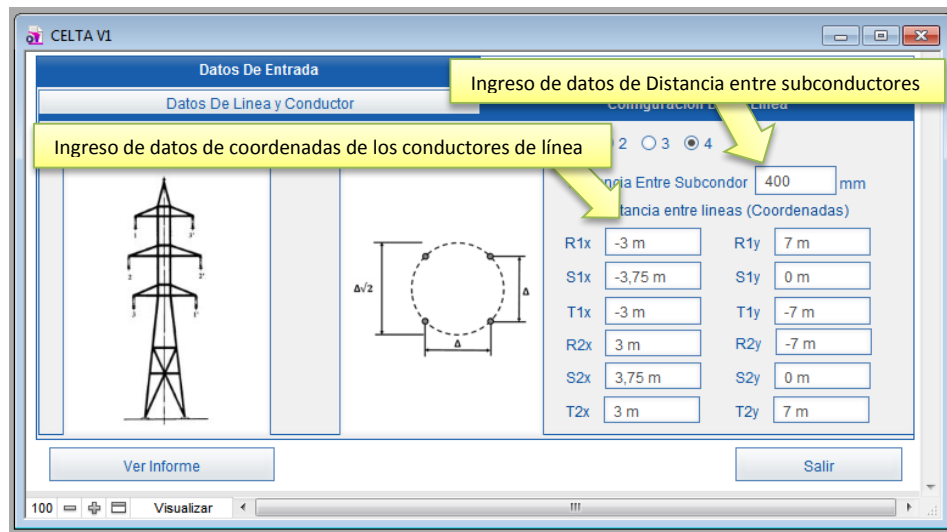


Figura 4.5

4.4 Pestaña de datos de salida.

La pestaña datos de salida, mostrará los resultados de los cálculos que realiza la aplicación una vez ingresados los datos de la línea.

La pestaña datos de salida posee cuatro subpestañas que son:

1. Constantes De Línea.
2. Capacidad De Transporte.
3. Constante Auxiliares, y
4. Condiciones De Funcionamiento.

Estas constantes se muestran en la figura 4.6.

4.4.1 Subpestaña Constantes De Línea

La subpestañas Constantes De Línea muestra los resultados de cálculo de las constantes kilométricas o características de la línea, y las características eléctricas de

la línea. Estas se encuentran expresadas en forma compleja en su notación polar y rectangular, ver figura 4.7.

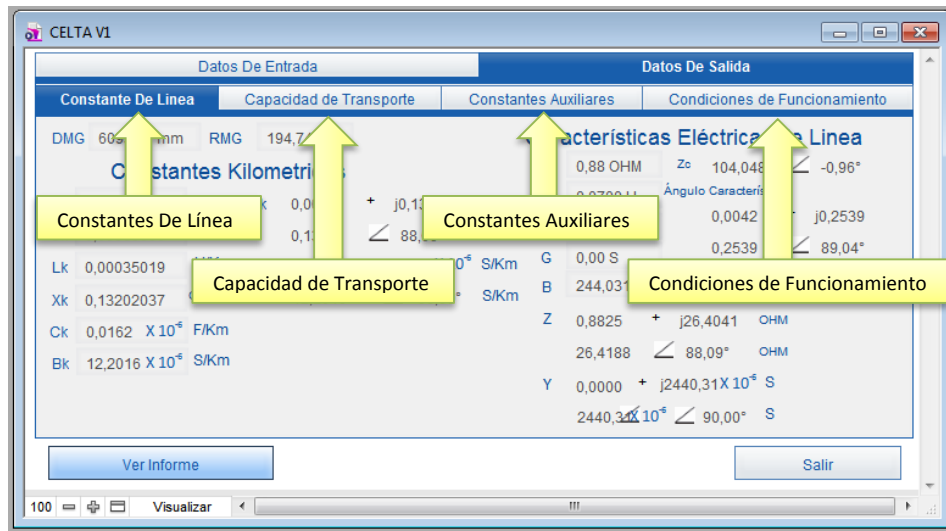


Figura 4.6

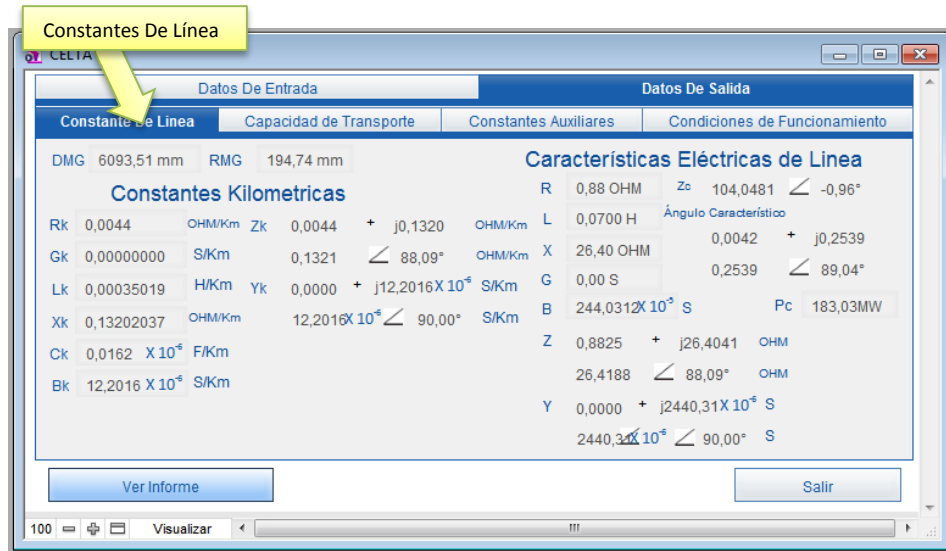


Figura 4.7

4.4.2 Subpestaña Capacidad De Transporte.

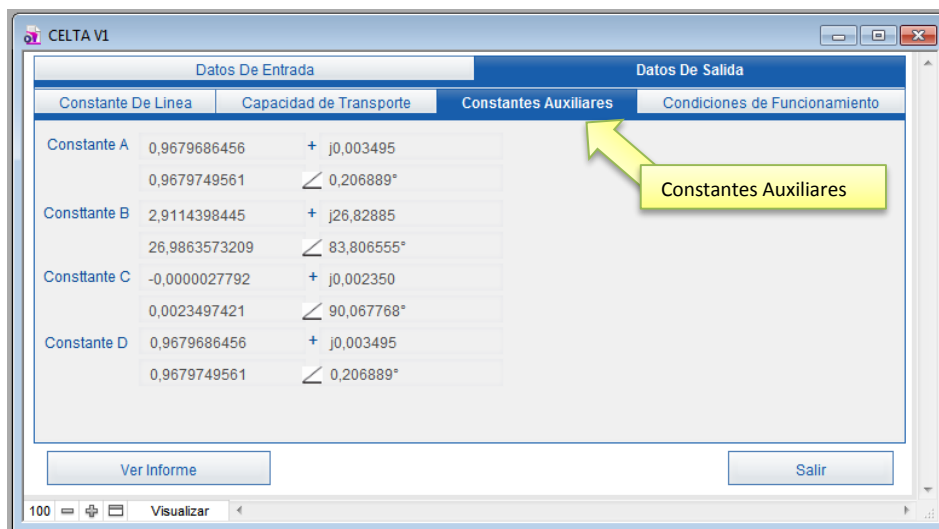
La subpestañas Capacidad De Transporte, muestra los resultados de cálculo de potencia de transporte, este cálculo resulta de la aplicación del método del momento eléctrico, además muestra los valores de pérdidas de potencia y tensión determinados a partir de la máxima potencia de transporte. Además se muestran los resultados de máxima potencia de transporte por límite térmico del conductor y la longitud máxima de la línea calculada a partir de ésta, ver figura 4.8.



Figura 4.8

4.4.3 Subpestaña Constantes Auxiliares.

La subpestañas Constante Auxiliares, muestra los resultados de cálculo de constantes auxiliares de propagación, que es el método que hemos escogido para determinar las condiciones de funcionamiento de la línea. La determinación de las constantes auxiliares de propagación se han calculado por el método analítico de las funciones hiperbólicas y circulares. Estas se encuentran expresadas en forma compleja en su notación polar y rectangular, ver figura 4.9.



Datos De Entrada		Datos De Salida	
Constante De Línea	Capacidad de Transporte	Constantes Auxiliares	Condiciones de Funcionamiento
Constante A	0,9679686456	+ j0,003495	
	0,9679749561	∠ 0,206889°	
Constante B	2,9114398445	+ j26,82885	
	26,9863573209	∠ 83,806555°	
Constante C	-0,0000027792	+ j0,002350	
	0,0023497421	∠ 90,067768°	
Constante D	0,9679686456	+ j0,003495	
	0,9679749561	∠ 0,206889°	

Figura 4.9

4.4.4 Subpestaña Condiciones de Funcionamiento.

La subpestañas Condiciones de Funcionamiento, muestra los resultados de cálculo las condiciones se la línea tanto en punto de entrega o extremo receptor como en el punto de envío o extremo generador. Los resultados más significativos que se muestra en esta subpestaña son las pérdidas de tensión y perdidas de potencia de cuyo análisis podemos determinar si el conductor seleccionado y la configuración de la línea es la más adecuada. Algunas magnitudes se encuentran expresadas en forma compleja en su notación polar y rectangular, ver figura 4.10.

4.5 Generación de informe, vista previa e impresión.

La aplicación permite la generación de informe de los resultados de cálculos, también muestra los datos de entrada haciendo click en el botón Ver informe, este mostrará todos en forma secuencial, ver figura 4.11 y 4.12.

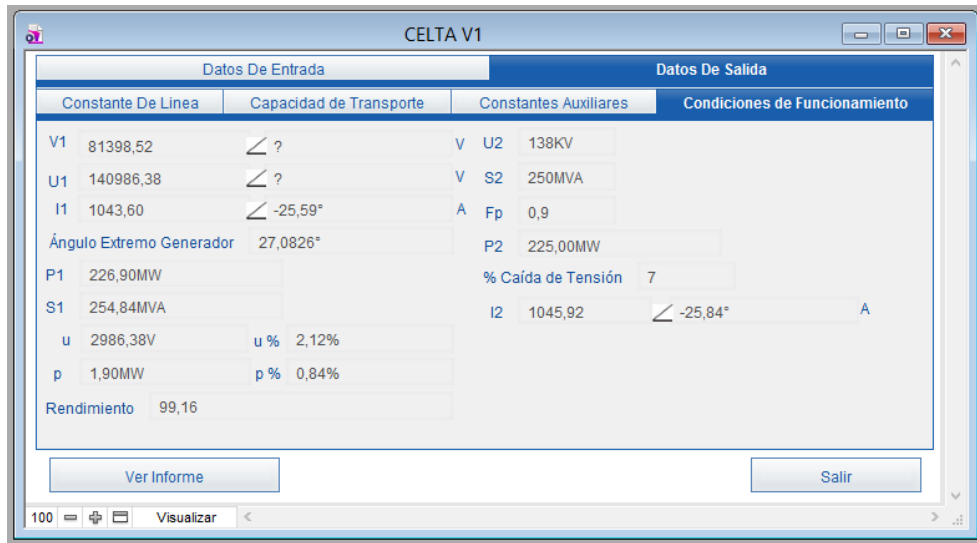


Figura 4.10

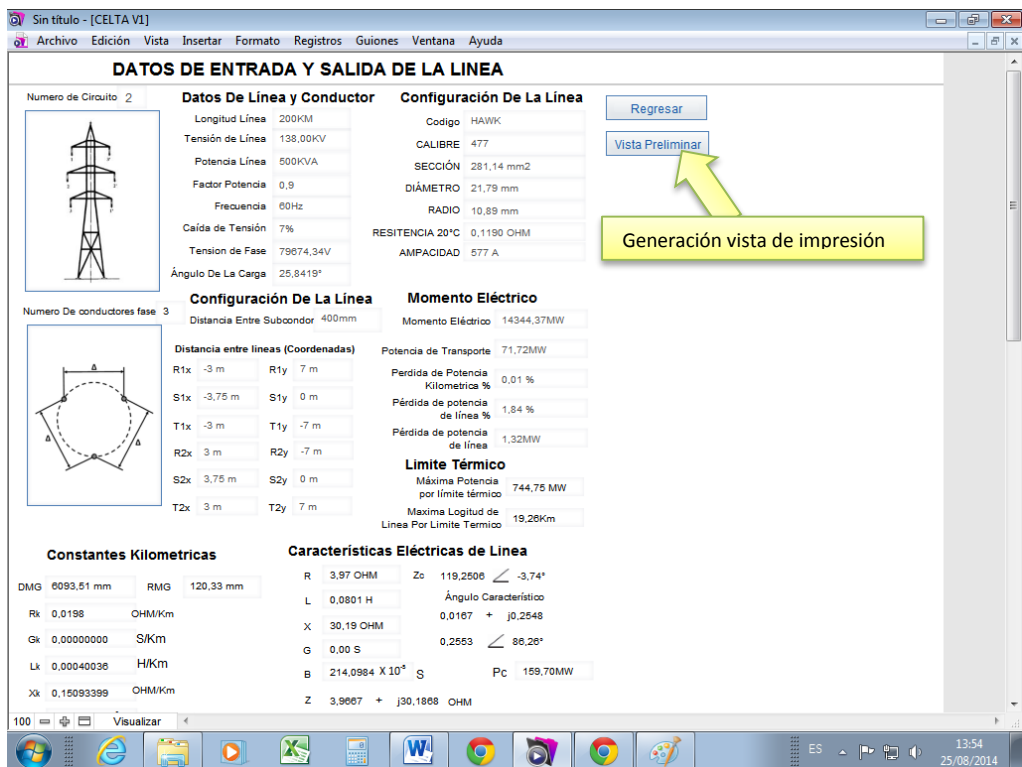


Figura 4.11

Para generar la impresión del informe hacemos click en el botón Vista Preliminar y luego la en el botón imprimir ubicada en la barra de herramientas, ver figura 4.11.

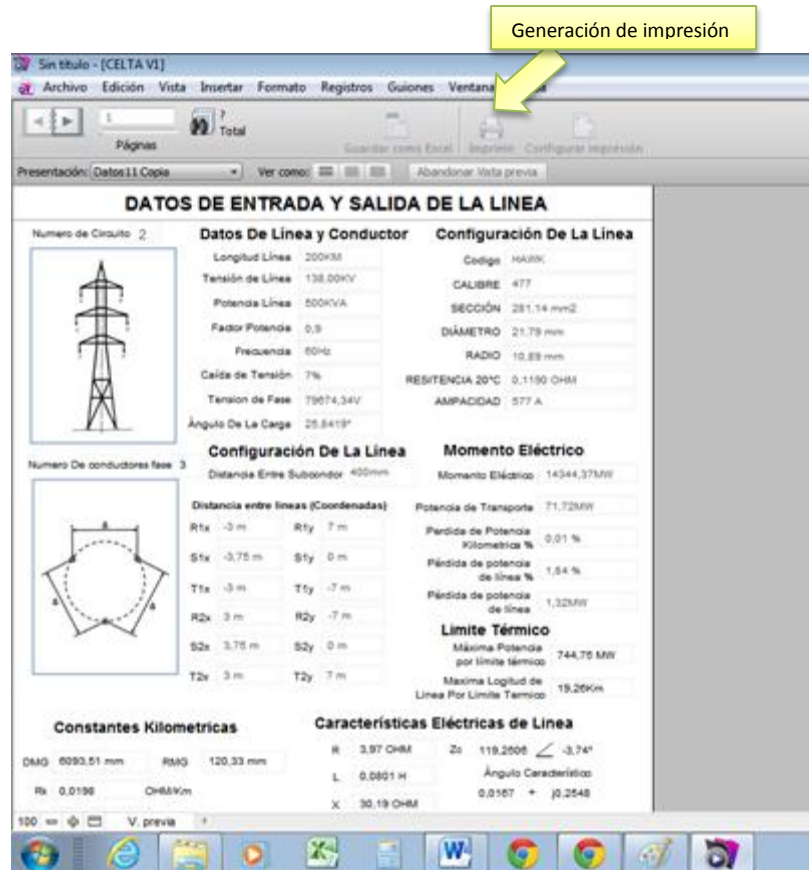


Figura 4.12

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones.

Al desarrollar el presente trabajo de titulación denominado Cálculo Eléctrico de una Línea de Transmisión Aérea de Alta Tensión Mediante Aplicación de Programa Informático se presenta las siguientes conclusiones:

- El método analítico escogido para el cálculo de líneas eléctricas es método analítico de las funciones hiperbólicas y circulares, este método es el más adecuado por lo que no considera la longitud de la línea.
- El método de momento eléctrico o aproximado nos permite obtener resultados muy cercanos a los que arroja el método analítico lo cual lo convierte en un método alternativo de comparación.
- La herramienta informática desarrollada se ha realizado en la aplicación multiplataforma de base de datos FILEMARKER.
- La aplicación desarrollada permitirá mediante el ingreso de datos obtener resultados de cálculos eléctricos fundamentales para el diseño de una línea de transmisión.

- Los datos que permite ingresar en forma numérica, son los de distancia, potencia de la línea, tensión de la línea y factor de potencia datos del extremo receptor o punto de entrega.
- El usuario de la aplicación podrá seleccionar el conductor de una lista desplegable obtenida desde una base de datos, que puede ser alimentada, además de poder escoger el tipo de configuración de la línea, es decir establecer el número de circuitos y el número de conductores por línea o fase llamado también subconductores por línea.
- La aplicación calculará las constantes características o kilométricas de la línea según el conductor seleccionado y la configuración de ésta.
- Para determinar si el conductor seleccionado es el adecuado la aplicación, mediante el método del momento eléctrico y por límite térmico, calculará la potencia de transporte y el la máxima potencia por límite térmico del conductor. El método del momento eléctrico constituye un método en el que se considera la pérdida de tensión en la línea.
- El usuario de la aplicación debe comparar los valores de potencia máxima de transporte en el conductor por límite térmico y por caída de tensión, lo que se espera es que ambos resultados superen o sean iguales a la potencia de diseño.

- La aplicación arrojará una alerta si el conductor seleccionado no cumple con las condiciones de transporte por límite térmico de la potencia de a transmitir. Si se presenta esta condición el usuario deberá cambiar el conductor por uno de mayor sección o cambiar la configuración de la línea.
- La aplicación determina las condiciones de la línea en el extremo de envío, el método utilizado para esto es mediante las constantes auxiliares, las mismas que son determinadas mediante el método analítico de las funciones hiperbólicas y circulares.
- La aplicación muestra los resultados en vista previa y puede obtenerse una impresión de los datos tanto de ingreso como los calculados o de salida.
- La aplicación desarrollada logra obtener resultados de los cálculos eléctricos de una línea de transmisión con una alta precisión, lo que permitirá reducir el tiempo que conlleva a que dichos cálculos se realicen en forma manual.

5.2 Recomendaciones

- Si bien los resultados que arroja la aplicación informática CELTA V1 son precisos, este no constituye un software profesional, más bien se constituye una herramienta educativa en el desarrollo de la asignatura de líneas de transmisión, por lo que se recomienda su aplicación solo en el campo educativo y académico.

- La aplicación informática es de uso libre, por lo que no requiere un pago por licencia de utilización, solo basta con solicitar la autorización respectiva.
- Si bien se recomienda el desarrollo de mejoras de la aplicación informática, el desarrollador debe mencionar la base y el origen así como su autor.
- La aplicación informática CELTA V1 se ha desarrollado en la aplicación multiplataforma de base de datos FILEMARKER. Se utiliza mediante un ejecutable por lo que no es necesario instalar el software FILEMARKER.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. LIBROS

Wildi, T. (2007) *Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. México editorial Persson, sexta edición.

Gilberto, Harper E. (2006) “*Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*”. México editorial Limusa.

Cardona Leonardo C. (2004) *Guía prácticas de fenómenos transitorios electromagnética*. Medellín editorial Universidad Nacional de Colombia.

William D., Stevenson Jr. (2008) *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México editorial McGraw-Hill

García Trasancos José (2010) *Instalaciones eléctricas en media y baja tensión*. Madrid-España ediciones Paraninfo S.A.

Barrero González Fermín (2004) *Sistemas de energía eléctrica* Madrid-España ediciones Paraninfo.

Sanz Serrano José Luis (2009) *Instalaciones eléctricas* Madrid-España ediciones Paraninfo.

W. Hart. Daniel (2000) *Electrónica de Potencia* Madrid-España editorial Prentice Hall.

2. PÁGINAS WEB:

http://www.pfisterer.com/download_download/d_8849.pdf

<http://ramaucsa.files.wordpress.com/2010/12/resumen-lc3adneas-de-transmisi3b3n-elc3a9ctric1.pdf>

<http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/11777/Capitulo3.pdf>

http://www.pfisterer.com/download_download/d_8849.pdf

http://www.docentes.utonet.edu.bo/gnavab/wp-content/uploads/LINEAS_CAP%C3%8DTULO_4.pdf
<http://ramaucsa.files.wordpress.com/2010/12/resumen-lc3adneas-de-transmisi3b3n-elc3a9ctric1.pdf>.

<http://temesa.com/cat/condumex/ficha02.pdf>.

<http://www.ealuro.com/ealgx/CABLES-DE-GUARDA-EN-TORRES-DE-ALTA-TENSION-Y-RAYOS.pdf>

http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb_08_II/pb0802t.pdf