

Inv D-8364

T
621.31922
H445

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

REGLAMENTO GENERAL PARA LINEAS
AEREAS DE ALTA TENSION



MARZO de 1974

POR

REYNALDO E. MATUTE GARCIA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO EN ELECTRICIDAD

1974



BIBLIOTECA



CIB-ESPOL

Escuela Superior
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Inv. No. P07-034

DIRECTOR DE TESIS

ING. PABLO ORTIZ SAN MARTIN



CIB-ESPOL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingenieria Electrica
BIBLIOTECA

No. _____



CIB-ESPOL

La propiedad intelectual de esta
Tesis corresponde a la ESCUELA
SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
Dpto. de Ingeniería
BIBLIOTECA
Inv. No. 207-034

CIB-ESPOL

La responsabilidad por los hechos
ideas y doctrinas expuestas en es
ta Tesis corresponde exclusivamen
te al Autor.

Art. Sexto del Reglamento de Exá-
menes y Títulos Profesionales de
1a ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL.

Guayaquil, Marzo de 1.974.

REYNALDO MATUTE GARCIA



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
Dpto. de Ingeniería y Arquitectura
BIBLIOTECA

Inv. No. _____



CIB-ESPE

Dedico la presente Tesis de Grado a
mis padres, mi esposa y mi hijo.



CIB-ESPE

R E S U M E N

La presente tesis resume las disposiciones mas importantes que deben tenerse en cuenta para la elaboración de los proyectos de líneas de alta tensión en lo que se refiere a las disposiciones generales, proyecto topográfico presentación de planos y diseño eléctrico. El diseño mecánico y disposiciones referentes a materiales son objeto de un trabajo presentado como tesis de grado por el señor Allan Swanton Farías.

Para la ejecución del presente trabajo se han tomado en consideración las normas y reglamentos ya existentes en otros países y las conclusiones a las que se ha llegado en la mayoría de las veces tienen como base la experiencia adquirida por aquellos durante muchos años de aplicación de las normas mas que fundamentos matemáticos propiamente dichos.

El Autor ha conducido las investigaciones pertinentes relacionadas con la elaboración de esta tesis con ayuda de la experiencia adquirida durante sus años de trabajo en la construcción y diseño de líneas de alta tensión.



BIB-ESPOL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA
Lav. No. _____AGRADECIMIENTO.-

Dejo constancia de mi agradecimiento, en general a los empleados y profesionales que laboran en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y en especial al Ing. César Maldonado, Jefe del Departamento de Proyectos Regionales y Normalización, a cuyo cargo estuvo la Supervisión, quienes prestaron su colaboración en todo momento para la ejecución del presente estudio.-

Agradezco también, y muy especialmente, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, a quien debo mi formación profesional.



I N D I C E

	Pag.
RESUMEN	I
INDICE	III
LISTA DE APENDICE	VII
<u>INTRODUCCION</u>	
A.- ANTECEDENTES	1
B.- LOS PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION	1
C.- LA NORMALIZACION TECNICA	4
D.- EL REGLAMENTO Y SU APLICACION	6
<u>REGLAMENTO</u>	
CAPITULO 1.-	9
OBJETO	
CAPITULO 2.-	9
COMPETENCIA	
CAPITULO 3.-	9
ALCANCE	
CAPITULO 4.-	
CONSIDERACIONES GENERALES	
4.1. CAMPO DE APLICACION	10
4.2. TENSIONES	11
4.3. CLASIFICACION DE LAS LINEAS	12
4.4. SIMBOLOGIA Y DESCRIPCION	13
4.5. NORMALIZACION DE PLANOS	13
4.5.1. GENERAL	14

IV



4.5.2.	ESCALAS	15
4.5.3.	TITULOS	15
4.5.4.	CONVENCIONES	16
4.5.5	NUMEROS DE EJEMPLARES A ENTREGAR	16
4.6.	DEFINICIONES	17
	CAPITULO 5	
	PROYECTO	27
5.1.	DIETRICE PARA LA ELABORACION DEL PROYECTO	27
5.2	PARTES CONSTITUTIVAS DEL PROYECTO	27
5.2.1.	MEMORIA	28
5.2.2.	PLANOS	29
5.2.3.	PRESUPUESTO	30
5.3.	CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL TRAZADO	31
5.4.	ANTEPROYECTO TOPOGRAFICO	32
5.5.	TRAZADO PRELIMINAR	32
5.6.	ESTUDIO TOPOGRAFICO DEFINITIVO Y ESTACAMIENTO	33
5.6.1.	TRABAJOS DE CAMPO	33
5.6.2.	TRABAJOS DE OFICINA	35
5.7.	UBICACION DE ESTRUCTURA	39
5.8.	REPLANTEO	39
	CAPITULO 6	
	DISEÑO ELECTRICO	42
6.1.	GENERALIDADES	42
6.2.	CLASIFICACION DE LAS LINEAS Y CIRCUITOS EQUIV.	44
6.2.1.	CLASIFICACION SEGUN SU LONGITUD	44

6.2.3	APLICACION DE CIRCUITOS EQUIVALENTES	45
6.2.4.	CIRCUITOS EQUIVALENTES	46
6.2.5.	CONSTANTES GENERALIZADAS DE LOS CIRCUITOS EQUIV.	50
6.3.	CALCULO DE LA REGULACION	52
6.4.	CALCULO DE PERDIDAS	56
6.5.	NIVEL DE AISLAMIENTO	58
6.6	EFFECTO CORONA	61
6.6.1.	GENERALIDADES	61
6.6.2	CALCULO DE EFECTOS CORONA	62
6.7.	PERTURBACIONES	65
6.8.	PROTECCIONES	68
6.8.1.	CONTRA SOBRETENSIONES	68
6.8.2.	CONTRA SOBRECORRIENTES	72
6.9.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	73
6.9.1.	GENERALIDADES	73
6.9.2.	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO	74
6.9.3.	DISTANCIA ENTRE LOS CONDUCTORES DE UNA MISMA LINEA Y ENTRE ESTOS Y LOS APOYOS	78
	<u>JUSTIFICACIONES</u>	
	TENSIONES	84
	CLASIFICACION DE LAS LINEAS	99
	NORMALIZACION DE PLANOS	99
	PROYECTO	100



VI

DISEÑO ELECTRICO: GENERALIDADES	101
DISEÑO ELECTRICO: EFECTO CORONA	102
DISEÑO ELECTRICO: DISTANCIAS DE SEGURIDAD	114
DISEÑO ELECTRICO: NIVEL DE AISLAMIENTO	142

A N E X O S

ANEXO 1: DISTANCIAS USADAS POR INECEL	155
ANEXO 2: DISTANCIAS CALCULADAS MEDIANTE FORMULA	156
ANEXO 3: CONTINUACION ANEXO 2	157
ANEXO 4: FORMAS DE INSTALACION DE CADENAS DE AISLADORES	158
ANEXO 5: EJEMPLO DE CALCULO DE VOLTAJE EN LA CADENA DE AISLADORES	159-169
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	171
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	173



LISTA DE APENDICES

<u>NUMERO</u>	<u>CONTENIDO</u>
4.2.1.	Cuadro de tensiones normalizadas.
4.4.1.	Símbolos Standard para redes de distribución.
4.4.2.	Continuación de 4.4.1.
4.4.3.	Continuación de 4.4.2.
4.4.4.	Símbolos Standard para líneas de transmisión.
4.4.5.	Símbolos Standard para programación de líneas de transmisión.
4.4.6.	Continuación de 4.4.5.
4.4.7.	Símbolos Standard para diagramas unipolares.
4.4.8.	Continuación de 4.4.7.
4.4.9.	Continuación de 4.4.8.
4.4.10.	Continuación de 4.4.9.
4.4.11	Continuación de 4.4.10.
4.5.1.	Planos tipos A y B.
4.5.2.	Planos tipos C.
4.5.3.	Tarjeta Standard.
4.5.4.	Dimensiones de planos y tarjeta standard.
4.5.5.	Doblado de plano tipo C.
5.2.1.	Representación de una línea de transmisión en plano tipo C.



INTRODUCCION



VII

<u>NUMERO</u>	<u>CONTENIDO</u>
5.2.2.	Cuadro de características de una línea
5.6.1.	Modelo de Autorización para el paso de una línea.
6.1.1.	Intensidades máximas de Corrientes en conductores.-
6.2.1.	Circuito equivalente de línea corta. circuito equivalente de línea mediana.
6.2.2.	Circuito equivalente de línea mediana. circuito equivalente de línea larga.
6.2.3.	Gráfico para el cálculo de Constante A_1
6.2.4.	Gráfico para el cálculo de Constante A_2
6.2.5.	Gráfico para el cálculo de Constante B_1
6.2.6.	Gráfico para el cálculo de Constante B_2
6.2.7.	Gráfico para el cálculo de Constante C_1
6.2.8.	Gráfico para el cálculo de Constante C_2
6.2.9.	Gráfico para el cálculo de la Impedancia característica (T_c).
6.5.1.	Cuadro de niveles básicos de aislamiento.
6.5.2.	Cuadro de presiones atmosféricas a diferentes alturas sobre el nivel del mar.
6.5.3.	Gráfico para el cálculo del factor de corrección K.

A) ANTECEDENTES

En el mes de Octubre del año próximo pasado, el Instituto Ecuatoriano de Normalización (I.N.E.N.), conjuntamente con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), auspiciaron la realización del presente trabajo que constituye uno de los primeros pasos en la elaboración de reglamentos y normas para el sector eléctrico en nuestro país.

El presente tema ya había sido analizado con anterioridad en un trabajo presentado como tesis de grado en la Escuela Politécnica Nacional y últimamente como parte del "Código Eléctrico Ecuatoriano", publicado por el Colegio de Ingenieros Eléctricos del Pichincha (CIEPI) en el año 1.973. La intención al abordar nuevamente este tema fue la de revisar el trabajo realizado anteriormente y aumentar, como en efecto se ha hecho, nuevas disposiciones que se han considerado de utilidad en la aplicación de la Ingeniería Eléctrica a la realización de proyectos y Construcciones de líneas aéreas de alta tensión.

B) LOS PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION

El desarrollo eléctrico del Ecuador, hasta la expedición de la Ley Básica de Electrificación en el año 1.961, y la creación del INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION (INECEL), estuvo a cargo en su mayor parte de los Municipios o Concejos Can

tonales. Estas entidades debido a sus limitados recursos económicos y sobre todo debido a la falta de la técnica necesaria tanto en el aspecto administrativo del servicio como en el aspecto operativo del Sistema, ofrecieron siempre con muy escasas excepciones, un servicio deficiente y de poca confiabilidad, lo cual dio como resultado que el servicio eléctrico se constituyera para sussexiguos presupuestos.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, inició su tarea dando asistencia técnica a dichos organismos, para lograr luego la creación de Empresas Eléctricas regionales que actuaran en forma independiente de los Municipios y con sentido altamente tecnificado.

Durante toda la etapa de creación de dichas empresas regionales y su posterior desarrollo, hasta alcanzar en la actualidad rendimientos positivos en la explotación de dichos servicio, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha tenido un papel muy importante tanto en la asistencia técnica como en la programación y financiamiento de los programas de electrificación. En la actualidad las empresas eléctricas regionales elaboran sus propios programas de electrificación, los cuales son sometidos lógicamente a la aprobación de INECEL.

Por su parte, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación,

con el concurso de sus profesionales experimentados y con la ayuda y asistencia de organismos similares de otros países, no ha descuidado la planificación a nivel nacional de los trabajos necesarios para suplir la demanda futura del país, realizando estudios para la explotación de los grandes recursos hidroeléctricos con que contamos y para la interconexión eléctrica de las distintas empresas regionales.

Es así como actualmente se encuentra ya en ejecución un plan nacional de electrificación que comprende además de la instalación de centrales de generación, la construcción de una RED NACIONAL DE INTERCONEXION, con el objeto de intercambiar energía eléctrica entre los diferentes centros de producción tanto de las empresas eléctricas regionales como del Estado.

Paralelamente se encuentra en estudio un plan de electrificación rural a nivel nacional, con el objeto de llevar finalmente energía eléctrica a todos los sectores del país.

El resultado de toda esta obra de infraestructura eléctrica será por consiguiente el fomento de la industria en general y de las industrias eléctricas en particular, así como la demanda de mano de obra calificada, técnicos y profesionales de la materia.

C) LA NORMALIZACION TECNICA

El actual desarrollo alcanzado por nuestro país en materia de electrificación y la programación realizada hasta el momento, se ha llevado a cabo siguiendo patrones o normas de procedimiento que actualmente están en vigencia en INECCEL, o tomando aquellos de uso actual en otros países.

No es posible hablar de planificación y programación, sin contar con reglamentos y normas que hagan posible el empleo de criterios similares y comprensibles por todos.

Por otro lado, debido a la influencia de los diferentes países mas desarrollados en el campo eléctrico, de los cuales recibimos asistencia técnica, sino contamos con una reglamentación propia a la cual puedan ceñirse todos los profesionales que laboren en este campo de la planificación y diseño, sus diferentes criterios y procedimientos creará un problema mayor de confusión y caos dentro de nuestros programas de desarrollo.

Si revisamos las actividades que han realizado y que realizan en este campo los países mas desarrollados económicamente, encontramos que toda su labor obedece a un ordenamiento condicionado por normas y reglamentos, y más aún, existen desde hace muchos años otros organismos que laboran sobre la materia

ria inclusive a nivel internacional, con el objeto de enfocar - criterios y procedimientos que faciliten su labor comercial.

En Europa existe el organismo denominado I.E.C. "International Electrotechnical Commission" que agrupa a su vez la mayoría de los países europeos incluyendo Canadá y Estados Unidos - de Norteamérica. En América del Norte tenemos organismos como - el A.S.T.M. "American Society for Testing Materials", C.S.A. -- "Canadian Standard Association", A.S.A. "American Standard -- Association", N.E.M.A. "National Electrical Manufacturing Association", etc. organismos de normalización que abarcan inclusive otros campos de la tecnología.

En América del Sur tenemos organismos tales como: CODE - LECTRA "Comité de Electricidad"- Venezuela- , el cual se dedica exclusivamente a labores de normalización en el campo eléctrico. I.C.E.L. "Instituto Colombiano de Electrificación", ENDESA- "Empresa Nacional de Electrificación"-Chile- , IRAN "Instituto de Racionalización y Normalización" -Argentina-, etc. los cuales son organismos similares a INECEL y que tienen a su vez la tarea de normalización eléctrica.

En nuestro país no contamos aún con reglamentación oficial en el campo eléctrico, pero este trabajo es uno de los mu-

chos que están actualmente realizándose, y su importancia radica en el hecho de que serán éstas disposiciones las que marquen la pauta para el desarrollo ordenado y responsable del sector eléctrico del Ecuador.

D) EL REGLAMENTO Y SU APLICACION

El presente trabajo representa la labor de recopilación de disposiciones que han estado en vigencia en INECEL y de revisión de las disposiciones y reglamentos actualmente en uso en otros países.

No se ha consignado nada que no esté ya establecido en otras normas, al contrario se ha aprovechado de las experiencias obtenidas por otros países en la aplicación de este tipo de documento.

No existen fundamentos concretos o matemáticos que respalden algunas disposiciones, solamente sirven de guías las experiencias adquiridas por quienes a través de años de labor y trabajos han logrado optimizar valores y cifras relacionadas con las normas.

Se ha tratado por otro lado de presentar este trabajo en la forma de un reglamento, por esta razón se han omitido en cuando

to ha sido posible conceptos, definiciones y explicaciones detalladas con relación a las disposiciones.

Sin embargo se consignan, después del reglamento, ciertas explicaciones y documentaciones para justificar aquellas disposiciones en las cuales el autor ha impuesto su criterio:

Un documento de este tipo será de gran utilidad para todos los profesionales que laboran en el campo de la ingeniería eléctrica de potencia y para las empresas eléctricas regionales por cuanto por un lado se señalan procedimientos básicos y valores mínimos y máximos tanto para la seguridad mecánica como eléctrica de las líneas, y por otro lado sirve como referencia técnica y legal para la contratación, fiscalización y recepción de obras de diseño y construcción de líneas -- por contrato.





REGLAMENTO



REGLAMENTO Y NORMAS GENERALES PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCION
DE LINEAS AEREAS DE ALTA TENSION

C A P I T U L O 1

OBJETO

- 1.1 El presente reglamento tiene por objeto señalar los requerimientos mínimos necesarios para la ejecución de proyectos y construcciones de líneas aéreas de alta tensión, destinadas al -- transporte de energía eléctrica en la República del Ecuador.

C A P I T U L O 2

COMPETENCIA

- 2.1 El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), organismo con personería jurídica y sede en la ciudad de Quito, es el encargado de hacer cumplir, modificar, ampliar o suprimir las disposiciones del presente reglamento.

C A P I T U L O 3

ALCANCE

3.1. Las disposiciones de este reglamento se aplicarán en la ejecución de proyectos y construcciones de líneas aéreas de alta -- tensión para tensiones de 1 KV y superiores.

En las partes de este reglamento en que se limite su alcance - hasta ciertos niveles de voltaje, se hará la debida aclaración.

3.2. Quedan excluidas de las mismas, las instalaciones con estructuras para cruces especiales no previstos, las que tienen conductores sujetos por medio de grapas deslizables y las que utilicen conductores aislados

C A P I T U L O 4

CONSIDERACIONES GENERALES

CAMPO DE APLICACION

4.1.1. Las disposiciones contenidas en el presente reglamento se re-- fieren a las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir las líneas aéreas de alta tensión, que se construyen en - la República del Ecuador.

4.1.2. Se entiende por líneas aéreas de alta tensión, las de corrien- te alterna trifásica a 60 ciclos de frecuencia, cuya tensión -

nominal sea igual o superior a 1 KV.

- 4.1.3. Para líneas en las que se prevea utilizar otros sistemas de -- transporte de energía eléctrica: corriente continua, corriente alterna monofásica o polifásica, etc., deberán ser objeto de -- una justificación especial por parte del proyectista, el cual -- deberá adaptar las disposiciones a las particularidades del -- sistema propuesto.
- 4.1.4. En aquellos casos especiales, en los que la aplicación estrictas de las presentes disposiciones, no conduzcan a la solución óptima del problema , podrá el organismo encargado del cumplimiento de este reglamento (INECEL), previa la debida justificación, autorizar valores o condiciones distintas a los establecidos con carácter general en este reglamento.

TENSIONES

- 4.2.1. Se entiende por "tensión nominal" el valor convencional de la -- tensión eficaz entre fases con que se designa a la línea y a -- la cual se refieren determinadas características de funcionamiento; y por "tensión más elevada" de la línea al mayor valor de la tensión eficaz entre fases que puede presentarse en un -- punto cualquiera de la línea, en condiciones normales de operacion

ción, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a defectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes.

- 4.2.2. Las tensiones nominales, así como los valores correspondientes a las tensiones más elevadas, se incluyen en el cuadro del Apéndice N° 4.2.1
- 4.2.3. Para los proyectos y construcciones nuevas, se adoptarán los niveles de tensión que no se señalan entre paréntesis en el cuadro del Apéndice N° 4.2.1, solamente para el caso de aumento o extensiones a líneas ya existentes, se permitirá el uso de niveles de tensión diferentes a los señalados.
- 4.2.4. Si durante la vigencia del presente reglamento, y en ausencia de disposiciones oficiales contrarias sobre la materia, se considera conveniente la adopción de un nivel de tensión mayor de 500 KV, deberá justificarse técnica y económicamente la elección del nuevo escalón de tensión propuesto.

CLASIFICACION DE LAS LINEAS

- 4.3.1. Las líneas aéreas de alta tensión, objeto del presente reglamento, se clasifican en la forma siguiente:

Categoría A: Aquellas cuya tensión nominal entre fases está comprendida entre y 1 y 20 KV.

Categoría B: Aquellas cuya tensión nominal entre fases está comprendida entre 20 y 100 KV.

Categoría C: Aquellas cuya tensión nominal entre fases es igual o superior a 100 KV.

SIMBOLOGIA Y DESCRIPCION



4.4.1. Se incluirá en cada hoja de plano una leyenda de los símbolos usados en dicho plano con su respectiva descripción.

4.4.2. En los apéndices 4.4.1 a 4.4.11 se incluyen los símbolos con sus respectivas descripciones, para sistemas de distribución, transmisión y diagramas eléctricos unifilares.

4.4.3. En el caso de no constar en la lista de símbolos el requerido para representar una parte cualquiera de la instalación, el proyectista podrá asumir según su criterio el símbolo correspondiente, el mismo que haría constar en la leyenda de símbolos con su respectiva descripción.

NORMALIZACION DE PLANOS



GENERAL

- 4.5.1.1. Las presentes disposiciones se refieren a la normalización de hojas de dibujo para planos de levantamientos en zonas urbanas y rurales, así como a las de hojas de uso múltiple-gráficos, detalles, informes, etc., relacionado con los proyectos de líneas de alta tensión.
- 4.5.1.2. Para la presentación de informes, memorias, presupuestos, etc. se usarán hojas de papel satinado de tamaños correspondientes a los tipos A o B sin recuadro. (Ver apéndice No. 4.5.1.) Las dimensiones exteriores y de recuadro están indicadas en la tabla del apéndice No. 4.5.4.
- 4.5.1.3. Para la elaboración de gráficos, cuadros estadísticos, ábacos, etc. se usarán hojas de papel satinado o de calco, de tamaño según los tipos A. A+2, A+4 y B, B+2, B+4, con recuadro, indicados en la tabla del apéndice No. 4.5.4.
- 4.5.1.4. Para la elaboración de planos de levantamientos topográficos, ubicación de estructuras, detalles de accesorios, diagramas unifilares, etc. y demás representaciones gráficas relacionadas con las líneas aéreas de alta tensión, se usarán hojas de papel calco de 115 gramos por metro cuadrado, y de dimen-

mensiones según los tipos C1 y C2 que se indican en los apéndices N° 4.5.2 y 4.5.4.

ESCALAS

- 4.5.2.1. En general las escalas de los dibujos estarán sujetas al criterio del proyectista y del dibujante, los mismos que deberán ajustar éstas al tamaño del plano normalizado, con el objeto de representar con suficiente claridad y nitidez los detalles que se quiere mostrar.

Se exceptúa de esta disposición a los planos de levantamientos topográficos, los cuales deberán ser dibujados según las escalas: Vertical 1: 500, Horizontal 1: 2.500.

TITULOS

- 4.5.3.1. Para planos y gráficos a que se refiere el numeral 4.5.1.3. se colocará el título general en la parte inferior de la hoja ocupando todo el espacio comprendido entre el margen izquierdo y el derecho.
- 4.5.3.2. Para planos y gráficos a que se refiere el numeral 4.5.1.4 se colocará el título y demás información relacionada a la ejecución del trabajo en una tarjeta del tamaño y forma que se indi

ca en el apéndice N°4.5.3, la misma que se colocará en la esquina inferior derecha del plano.

CONVENCIONES

4.5.4.1. Para los dibujos se usarán las convenciones que se indican en los apéndices Nos. 4.4.1 a 4.4.11. Las convenciones se dibujarán en cada plano.

NUMERO DE EJEMPLARES A ENTREGAR

4.5.5.1. A menos que la entidad contratante indique otra cosa, los planos de los tipos C1 y C2 se entregarán en original y dos (2) copias.

4.5.5.2. El plano original puede ser entregado en papel copia heliográfica del tipo diapositiva o en papel calco.

4.5.5.3. Los planos de copias deberán ser necesariamente del tipo Osolid.

CAPITULO 4

DEFINICIONES

LINEAS ELECTRICAS: TERMINOS GENERALES

- 4.6.1.1. LINEAS ELECTRICAS: Se designa así a-un conjunto de conductores con aislamiento y accesorios, usados para la transmisión y/o - distribución de la energía eléctrica.
- 4.6.1.2. REDES ELECTRICAS: Es un sistema eléctrico individual de distribución que sirve a un centro de carga al cual se conectan - las acometidas y los servicios de alumbrado público. Comprenden voltajes de 120 V a 13.800 V.
- 4.6.1.3. LINEAS DE DISTRIBUCION: Aquellas líneas eléctricas que son destinadas exclusivamente a la distribución de energía eléctrica a Voltajes comprendidos entre 120 V. y 13.800 V. Se usan para interconectar subestaciones con centros de carga.
- 4.6.1.4. LINEAS DE SUBTRANSMISION: Son aquellas líneas eléctricas destinadas al transporte y/o distribución de energía eléctrica a voltajes comprendidos entre 13.8 KV y 69 KV. Se usan para interconectar subestaciones.
- 4.6.1.5. LINEAS DE TRANSMISION: Son aquellas líneas eléctricas destinadas al transporte de energía eléctrica a voltaje nominales de 138 KV y superiores. Se usan para interconectar centrales ge-

neradoras con subestaciones.

- 4.6.1.6. DERIVACION: Una línea eléctrica conectada a una línea de mayor importancia.
- 4.6.1.7. ACOMETIDA: Una línea que conecta una instalación de consumo de energía eléctrica a una línea de distribución.
- 4.6.1.8. COLUMNA ASCENDENTE: Una línea eléctrica que corre hacia arriba dentro de un edificio de uso múltiple, y a la cual se conectan acometidas para diferentes pisos.
- 4.6.1.9. ALIMENTADORA: Una línea que provee energía eléctrica a un punto de una Red, y que no tiene derivaciones en ningún punto intermedio.
- 4.6.1.10. CONDUCTOR DE FASE: Aquella porción de la línea eléctrica, la cual tiene la función específica de transportar la corriente.
- 4.6.1.11. CONDUCTOR SENCILLO: Un conductor que consiste de un solo alambre.
- 4.6.1.12. CONDUCTOR TRENZADO: Un conductor compuesto de un haz de alambres, trenzados helicoidalmente y sin aislamientos intermedios.

- 4.6.1.13. TRANSPOSICION: Un cambio de posición de los conductores de una línea eléctrica con el objeto de establecer adecuada simetría eléctrica de los conductores entre sí, con respecto a tierra o con respecto a los sistemas vecinos.
- 4.6.1.14. INTERVALO DE TRANSPOSICION: Longitud de una sección de línea entre dos transposiciones sucesivas.
- 4.6.1.15. PASO DE TRANSPOSICION: En una línea de transpuesta es la sección de línea más corta que provee una simetría eléctrica completa o la mínima asimetría.
- 4.6.1.16. LINEAS AEREAS: Una línea eléctrica instalada sobre la tierra, generalmente con los conductores sujetos mediante aisladores, en apoyos apropiados y guardando debidas distancias de seguridad al terreno.
- 4.6.1.17. LINEAS SUBTERRANEAS: (SUBMARINAS) Una línea eléctrica instalada bajo tierra (bajo agua).

LINEAS AEREAS

- 4.6.2.1. LINEA SIMPLE: Una línea aérea que tiene solamente un circuito.
- 4.6.2.2. LINEA DOBLE: Una línea aérea compuesta por dos circuitos sepa

rados del mismo sistema e instaladas en el mismo grupo.

- 4.6.2.3. LINEA DOBLE TRIFASICA: Una línea doble con circuitos trifásicos.
- 4.6.2.4. VANO: La parte de una línea aérea comprendida entre dos apoyos consecutivos.
- 4.6.2.5. LONGITUD DE VANO: La distancia horizontal comprendida entre dos apoyos consecutivos de una línea aérea.
- 4.6.2.6. ANGULO DE PROTECCION: El ángulo entre el plano vertical y el plano que atravieza el cable de tierra entre los cuales deben estar comprendidos los conductores de fase a fin de asegurar un predeterminado grado de protección contra descargas atmosféricas directas.
- 4.6.2.7. DISPOSICION DE CONDUCTORES: Arreglo geométrico de los conductores con respecto al apoyo.
- 4.6.2.8. FLECHA: Máxima distancia vertical, en vano de una línea eléctrica, entre un conductor y una línea recta que pase a travez de los dos puntos de sujeción del conductor.

- 4.6.2.9. VIBRACION DE LOS CONDUCTORES: Vibración, generalmente de pequeña amplitud de los conductores de una línea aérea, los cuales pueden ser suprimidos por medio de amortizadores apropiados.
- 4.6.2.10. BALANCEO DE LOS CONDUCTORES: Oscilaciones, generalmente de gran amplitud, de los conductores de una línea eléctrica, los cuales pueden ser el resultado, por ejemplo: de la aplicación momentánea de fuerzas, debidas a vientos o corrientes de aire de gran magnitud.
- 4.6.2.11. CONDUCTOR EN HAZ: Se denomina a un número de conductores sencillos o trenzados unidos entre sí, mediante espaciadores y conectados en paralelo.
- 4.6.2.12. CONDUCTOR DUPLEX: Un conductor múltiple, con dos conductores sencillos o trenzados.
- 4.6.2.13. CONDUCTOR TRIPLEX: Un conductor múltiple, con tres conductores sencillos o trenzados.
- 4.6.2.14. HILO DE GUARDIA: Un conductor, el cual es puesto a tierra e instalado normalmente sobre los conductores de fase.

- 4.6.2.15 ANCLAJE: Método de sujeción de los apoyos que están sometidos a tensiones en un cierto sentido debido a la tensión de los conductores.
- 4.6.2.16 TENSOR: Medio de interconexión entre el apoyo y el anclaje, (generalmente cable de acero), el cual transmite la tensión de los conductores al punto de anclaje.
- 4.6.2.17 GRAPA: Una pieza de metal, diseñada para asegurar un conductor bajo tensión mecánica a un aislador o a un apoyo.
- 4.6.2.18 GRAPA DE DESLIZAMIENTO: Una grapa de suspensión la cual --- permite que el conductor se deslice a travéz de ellas.
- 4.6.2.19 PUENTE: Una pequeña longitud de conductor sin tensión mecánica que hace una conexión eléctrica entre dos longitudes de un conductor de una línea eléctrica.
- 4.6.2.20 MANGUITO (DE UNION): Una pieza destinada a unir en forma sólida, tanto mecánica como eléctricamente, dos secciones de un conductor de una línea eléctrica.
- 4.6.2.21 APOYO: Se designa así a cualquier objeto diseñado para sujetar los aisladores y mediante ellos a los conductores de

una línea aérea.

4.6.2.22 APOYO DE ALINEACION: Un apoyo localizado en una posición recta del curso de una línea aérea.

4.6.2.23 APOYO DE ANGULO: Un apoyo situado en un punto donde la línea cambia horizontalmente de dirección.

4.6.2.24 APOYO DE ENCLAJE: Un apoyo situado en la dirección de la línea, diseñado mediante construcción especial o por medio de tensor, para soportar el esfuerzo total de la tensión mecánica de la línea a cualquier lado del mismo.

4.6.2.25 APOYO DE EXTREMIDAD: Un apoyo de anclaje en el extremo de una línea aérea.

4.6.2.26 TORRE: Un apoyo que puede ser construido de cualquier material, que generalmente comprende cuatro partes y es construido mediante diagonales del mismo material y sujetos mediante pernos.

4.6.2.27 TORRE DE CELOSIA: Una torre que es construida de varias partes formando una estructura de celosía.



- 4.6.2.28 MONTANTE DE UNA TORRE: Los miembros principales de una torre de celosía generalmente en número de cuatro.
- 4.6.2.29 FUSTE (DE UNA TORRE): La parte vertical de la estructura de una torre.
- 4.6.2.30 POSTE: Un apoyo con un extremo empotrado en el suelo, ya sea directamente o por medio de una base separada. Generalmente es construido en una sola unidad.
- 4.6.2.31 PORTICO: Un apoyo consistente de dos postes verticales cuyas partes superiores están conectadas por una cruceta.
- 4.6.2.32 TENSOR-VIENTO: Una barra o cable de acero bajo tensión mecánica conectada entre el apoyo y el anclaje.
- 4.6.2.33 MENSULA: Miembro de un apoyo que se proyecta hacia afuera por un lado del mismo, al cual se sujetare uno o varios conductores mediante aisladores.
- 4.6.2.34 CRUCETA: Un miembro horizontal que se proyecta hacia uno o ambos lados de un apoyo, o que une a dos apoyos en la parte superior a la cual se sujetan los aisladores.

- 4.6.2.35 FUNDACION: Obra Civil que se construye en la base de una torre y que sirve para fijarla al terreno. Puede ser hormigón simple (agregado grueso, agua, hierro, agregado fino).
- 4.6.2.36 BASAMENTO DE LA TORRE: La parte metálica de la torre que se empotra en la fundación de concreto, y a la cual se fijan -- las patas de la torre.
- 4.6.2.37 ZANCA: Un miembro prefabricado fijado en el suelo y que -- sirve para soportar un poste de madera liberándolo de todo -- contacto con el terreno.
- 4.6.2.38 AISLADOR RIGIDO: Un aislador montado rígidamente sobre un -- pin o directamente sobre el apoyo.
- 4.6.2.39 AISLADOR DE TENSION: Un aislador que transmite la total -- tensión del conductor de la línea de apoyo.
- 4.6.2.40 AISLADOR DE SUSPENSION: Un aislador o cadena de aislado-- res, la cual no transmite la totalidad de la tensión de la línea al apoyo, sino mas propiamente soporta el peso del -- conductor.
- 4.6.2.41 AISLADOR DE CAPERUZA Y VASTAGO: Un aislador que tiene cam

pana en un extremo y un pin en el otro, donde la campana de un aislador en unión con el pin de otro aislador, son usados para dar flexibilidad a la unión entre ambos.

4.6.2.42 CADENA DE AISLADORES: Una cadena de varios aisladores unidos entre si en forma flexible.

4.6.2.43 ACCESORIOS DE UN AISLADOR: Las posiciones de un aislador - cuya finalidad es hacer una conexión mecánica entre si.

4.6.2.44 ANILLO DE GUARDIA: Un anillo metálico colocado en los extremos de una cadena de aisladores, conectados al conductor o al apoyo, para formar los puntos terminales del arco, si éste se forma a través de la cadena de aisladores, y para asegurar una mejor distribución del voltaje.



C A P I T U L O 5



P R O Y E C T O

5.1. DIRECTRICES PARA LA ELABORACION DEL PROYECTO:

Las directrices fundamentales que deben presidir la redacción del proyecto son las siguientes:

- 5.1.1. Exponer la finalidad de la línea eléctrica, razonando su necesidad o conveniencia.
- 5.1.2. Describir y definir la instalación, sus elementos integrantes y las características de funcionamiento.
- 5.1.3. Evidenciar el cumplimiento de las prescripciones técnicas impuestas por el presente reglamento en el cálculo eléctrico y mecánico de la línea.
- 5.1.4. Valorar claramente el conjunto de la instalación y el de aquellos tramos en los que, obligadamente deban intervenir otras instituciones u organismos.

5.2.- PARTES CONSTITUTIVAS DEL PROYECTO

El proyecto de una línea eléctrica aérea, constará en gene--



ral de los documentos siguientes:

MEMORIA, PLANOS, PRESUPUESTOS.

5.2.1. MEMORIA

El documento memoria deberá preceptivamente incluir los siguientes:

- A.- La descripción del trazado de la línea, indicando las provincias y jurisdicciones municipales afectadas.
- B.- La relación de cruzamientos, paralelismos y demás situaciones reguladas en el Capítulo: "Prescripciones Especiales" con los datos necesarios para su localización y para la identificación del propietario, entidad y organismos afectados.
- C.- La descripción de la instalación a establecer indicando sus características generales así como las de los materiales que se prevea utilizar.
- D.- Los cálculos eléctricos y mecánicos, justificativos de que el conjunto de la línea y en todos sus elementos, en especial

* Ref: "Reglamento para el diseño mecánico de líneas aéreas de alta tensión"
Tesis de grado Sr. Allan Swanton Farías.

en los cruzamientos, paralelismos, pasos y demás situaciones especiales reguladas en el capítulo "Prescripciones Especiales" se cumplen las normas que se establecen en el presente reglamento.

5.2.2. PLANOS

El documento planos deberá contener lo siguiente:

- A.- Plano de situación a escala suficiente para que su emplazamiento de la línea quede perfectamente definido.

En este plano se incluirá además el diagrama unifilar del sistema incluyendo subestaciones.

- B.- El perfil longitudinal y la planta, a escalas mínimas horizontal 1: 2.500 y vertical 1: 500, situándose en la planta todos los servicios que existan en una faja de 50 metros de ancho a cada lado del eje de la línea, tales como carreteras, ferrocarriles, cursos de agua, líneas eléctricas y de telecomunicaciones, etc. Se indicará la situación y numeración de los apoyos, su tipo y sistema de fijación de los conductores; la escala kilométrica, las longitudes de los vanos, longitudes de tendido, ángulos de trazado, numera---

ción de parcelas, nombres de propiedades y propietarios, límites de provincias y términos municipales, altura de la vegetación y árboles que estén situados de tal forma que al caer la alcancen según ejemplo mostrado en el apéndice 5.2.1.

- C.- Los planos de detalles de cruzamientos, paralelismos, pasos y de más situaciones reguladas en el capítulo "Prescripciones Especiales", señalado explícitamente y numéricamente para cada uno de ellos el cumplimiento de las separaciones mínimas que se imponen.
- D.- Los planos de cada tipo de apoyo y cimentación a una escala conveniente.
- E.- Los planos de aisladores, herrajes, tomas de tierra o de los distintos conjuntos utilizados, a una escala conveniente.
- F.- Los planos de cuadros de características de la línea, tal como se muestra en el ejemplo del apéndice 5.2.2.

5.2.3. PRESUPUESTO

El documento presupuesto, constará de dos partes. En la primera denominada LISTA DE MATERIALES, se indicarán los materiales que componen la instalación con indicación de las referencias de i-

dentificación de los mismos. En la segunda, denominadas PRESU
PUESTO DE LAS OBRAS, se indicará los costos correspondien-
tes a cada uno de los rubros de materiales según la clasifica-
ción que se presente en la primera parte.

5.2.4. LIMITACIONES

Se excluye de la disposición del numeral 5.2.2 lateral D a las
líneas de categoría A y B.

CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL TRAZADO

El trazado de una eléctrica de alta tensión se atenderá en gene
ral a las prescripciones siguientes:

- 5.3.1. En lo posible el recorrido de las líneas deberá ser recto de
fácil acceso para facilidad de construcción y mantenimiento, -
tratar de reducir el costo de materiales y evitar mayores pér-
didas de energía.
- 5.3.2. Cuando hayan varias alternativas para el trazado de una línea,
se preferirá la que esté próxima a vías de comunicación.

En tanto sea posible se evitará que las líneas crucen terrenos
inaccesibles, zonas densamente cultivadas, boscosas o pobladas,

gargantas profundas, etc. con el fin de no encarecer la obra - por pagos de derecho de vía y no hacer diseños especiales para pocas estructuras.

- 5.3.4. Cualquier cambio que modifique la ruta directa de la línea deberá ser justificado desde el punto de vista práctico y técnico.

ANTEPROYECTO TOPOGRAFICO

- 5.4.1. Con el fin de definir la ruta más conveniente, los anteproyectos de la línea podrán ser trazados sobre planos de la zona - publicada por el Instituto Geográfico Militar.

TRAZADO PRELIMINAR

- 5.5.1. El trazado preliminar de la ruta se hará sobre las hojas topográficas mencionadas en el numeral anterior, graficándose un mínimo de dos rutas alternativas, siendo prioridad de INECEL o de la Entidad contratante escoger la ruta final.
- 5.5.2. La ruta preliminar a la línea tendrán que ser estudiados en el terreno, conjuntamente con el representante de la Entidad Contratante, con el fin de seleccionar la más económica y determinar los puntos y tramos obligados

- 5.5.3. El proyectista debe entregar dos copias del estudio de rutas, incluyendo observaciones Y/O recomendaciones dadas por el representante, de la entidad contratante, de las cuales una copia se devolverá al proyectista y con la constancia de su aceptación.

ESTUDIO TOPOGRAFICO DEFINITIVO Y ESTACAMIENTO

TRABAJOS DE CAMPO

Los trabajos de campo necesarios para determinar la planimetría y el perfil longitudinal, se realizarán previo la ubicación de estructuras que se menciona en el numeral 5.7 atendiendo a las siguientes consideraciones:

- 5.6.1.1. En el terreno, los puntos de inflexión (P.I) estarán indicados por mojones de cemento con varillas al centro. Los mojones serán de forma prismática de 0.50 metros de alto y 0.10 x 0.10 metros de base inferior y base superior. Estarán enterrados 0.40 metros.
- 5.6.1.2. Se colocarán en el terreno estacas cada 50 metros aproximadamente, con las referencias necesarias para su fácil identificación.

- 5.6.1.3. El polígono localizado, deberá ser medido taquimétricamente y la nivelación de sus estaciones será también taquimétricas, debidamente comprobadas. El error máximo aceptable para la distancia horizontal será 2 por 1.000 (2 metros por kilómetro).
- 5.6.1.4. Para la iniciación del polígono se tomarán como puntos de referencia hitos del Instituto Geográfico Militar. De idéntica manera se comprobará la terminación del polígono. Solamente a falta de hitos, se determinará la iniciación y se comprobará la terminación del polígono por medio de observaciones solares.
- 5.6.1.5. La distancia entre estaciones no será superior a 200 metros.
- 5.6.1.6. El azimut deberá ser comprobado por medio de mediciones geográficas o topográficas utilizando los datos disponibles del Instituto Geográfico Militar. En ausencia de estos datos se recurrirá a observaciones solares cada 5 kilómetros.
- 5.6.1.7. La nivelación será comprobada por lo menos cada kilómetro aproximadamente, con lecturas de ida y vuelta, aceptándose un error de máximo 0,5 metros.
- 5.6.1.8. Con el objeto de determinar la ubicación conveniente de las es

estructuras y la longitud de sus patas, en lugares donde la pendiente sea tal que así lo aconseje, podrá requerirse la topografía (curvas de nivel o perfiles transversales).

Estos trabajos adicionales serán ordenados en todo caso por el representante de la entidad contratante.

- 5.6.1.9. Con el objeto de adelantar los trámites, relacionados con los contratos de servidumbres, indemnizaciones por derecho de paso, etc. el topógrafo debe realizar al mismo tiempo las gestiones pertinentes con los propietarios de los predios por los que atraviesa la línea, con el fin de auscultar el criterio de cada uno de ellos con respecto a la construcción de la línea.

A los propietarios que están de acuerdo con las concesiones de el derecho de paso, el topógrafo debe hacer firmar una autorización según se muestra en el Apéndice No 5.6.1, en caso contrario se informará al contratante la posición y criterios de dichos propietarios, para que se inicien las gestiones legales que autoriza la ley al respecto.

TRABAJOS DE OFICINA

Los trabajos de oficina deberán ser efectuados y entregados a la entidad contratante de acuerdo a las estipulaciones siguien



tes:

5.6.2.1. PLANIMETRIA

La planimetría se dibujará en coordenadas. Para el efecto las coordenadas de los puntos de partida y de llegada serán calculadas por trisección o mediciones geodésicas, en base a hitos del Instituto Geográfico Militar; solo a falta de éstos, se partirá de coordenadas arbitrarias.

5.6.2.1.2. Se emplearán hojas normalizadas, según se indica en el capítulo correspondiente a normalización de planos.

5.6.2.1.3. Se indicará la ubicación de todos los puntos utilizados como estaciones para la determinación del perfil altimétrico de la línea y la ubicación de los soportes. El eje de la línea será representado en la planimetría como una recta horizontal. Se indicará por cada PI el ángulo de inflexión correspondientes, quebrando la continuidad de la recta horizontal.

5.6.2.1.4. Se señalarán en los dibujos las características del recorrido, indicando sobre una franja de 25 metros a cada lado del eje del polígono, lo siguiente:

- a.- Construcciones (con indicación del tipo: no habitada, habitada, choza, casa, etc.,) alambrados, cercas, árboles en relación a los cuales se determinará la altura máxima y la distancia-

horizontal mínima a los conductores inclinados con el viento - máximo.

- b.- Líneas férreas, caminos, carreteras, senderos, quebradas, ríos y pantanos que atraviezan el polígono. En caso de no pasar el polígono sobre estas obras o accidentes, se deben indicar la distancia horizontal mínima a ellos. En igual forma se procederá para la indicación de nombres geográficos.
- c.- Líneas de energía o de comunicación. En caso de cruce se indicará la altura de las mismas en el punto de cruce. En caso de no cruzarlas se indicará, además la distancia horizontal mínima.

Se individualizarán las líneas de energía con la designación - A.T. para alta tensión con indicación de su tensión en KV, y sus propietarios, B.T. para baja tensión y T.C. para líneas de telecomunicación (Telegráficas o telefónicas) con indicación del número de hilos y estructuras. Para todos los tipos de líneas se indicará la distancia a las dos primeras estacas de referencia y a las primeras estaciones adyacentes.

- d.- Linderaciones de propiedades, con indicación del nombre y actividad de los propietarios y tipo de cultivo.



5.6.2.2. ALTIMETRIA (PERFIL LONGITUDINAL)

5.6.2.2.1. Será dibujada en las mismas hojas de la planimetría, en la parte superior, tal como se muestra en el gráfico del Apéndice - 5.2.1. Se usarán las escalas señaladas en el numeral 5.2. lateral B de este capítulo, y tendrán un traslape de por lo menos 200 metros a la escala correspondiente. Se representarán los soportes y la catenaria formada por los conductores a la temperatura máxima sin viento.

5.6.2.2.2. Se indicará sobre el perfil tanto los puntos de cambio de pendiente, lo que implicará puntos de nivelación taquimétrica en tales sitios, así como todas las estaciones de aparatos, los puntos tomados para establecer el perfil altimétrico y la ubicación de los soportes con la designación de número y tipo. Las cotas y abcisa de estos puntos deben ser indicadas respectivamente en dos casilleros horizontales.

En un tercer casillero se indicará la numeración o código que permita ubicar el mismo punto sobre la planimetría y altimetría.

Todos los obstáculos cruzados por la línea y dibujados en la planimetría deben representarse en la altimetría con indicación de la distancia mínima a los conductores no inclinados por-



el viento.

UBICACION DE ESTRUCTURAS

5.7.1. Se construirá una plantilla con la forma de las catenarias que forma el conductor en sus estados de flecha máxima y mínima.

5.7.2. La plantilla será la única herramienta u objeto de dibujo que servirá para ubicar las estructuras en el perfil longitudinal.

Conjuntamente con los planos, el proyectista deberá entregar a la entidad contratante, una copia de la plantilla utilizada en el trabajo de ubicación de estructuras.

REPLANTEO

Los trabajos de campo necesarios para el replanteo o ubicación de las estructuras de las líneas de transmisión, se efectuarán de acuerdo a las siguientes disposiciones:

5.8.1. Se localizarán en el terreno los puntos de inflexión (PI) de la línea de transmisión en toda su longitud. Si no se encuentran los mojones en los sitios, se reubicarán mediante triangulación utilizando para el efecto los hitos del Instituto Geográfico Militar y materializándolos en el terreno con mojones



de cemento con varillas al centro.

Los mojones serán de forma tronco piramidal de 0.50 metros de alto, 0.50 x 0.50 metros de base inferior y 0.15 x 0.15 metros de base superior. Estarán enterrados 0.40 metros de manera que queden firmemente fijos al suelo, llevarán grabado en la base superior el número de PI que indique los planos.

Se colocarán además cuatro mojones adicionales, dos que indiquen las direcciones de las tangentes distanciadas a 15 metros del PI y dos en la bisectriz distanciadas 15 metros del PI uno a cada lado.

- 5.8.2. Se ubicarán en el terreno todos los centros de las estructuras - en donde se construirán las torres según abscisas que indiquen los planos. Las medidas se efectuarán a cinta y en los sitios de perfil muy accidentados se lo realizará taquimetricamente debidamente comprobadas por el representante de la entidad contratante.
- 5.8.3. Se materializarán en el terreno los puntos donde se construirán las estructuras mediante mojones de cemento con una varilla al centro y en la base superior llevará grabada la abscisa correspondiente a la estructura.

Los mojones serán de forma prismática de 0.50 metros de altura y bases de 0.50 x 0.50 metros y de 0.15 x 0.15 metros enterrados en el suelo 0.40 metros.

Adicionalmente se colocarán cuatro mojones más, distanciados - 15 metros del mojón central que lleva grabado la abscisa, dos en la alineación de la tangente, uno antes y otro después del mojón central y dos mojones laterales a 15 metros del central formando ángulos rectos con la tangente.



C A P I T U L O 6



DISEÑO ELECTRICO

GENERALIDADES:

6.1.1. Las líneas de alta tensión tendrán voltajes comprendidos entre los niveles 13.8 KV y 500 KV.

El presente reglamento establece los niveles 13.8, --- 34.5, 69, 138, 230, 345, 460 y 500 KV, divididos en -- tres categorías, según se establece en el capítulo 4, numeral 4.3.

6.1.2. La selección del voltaje debe efectuarse en base de un análisis técnico económico, a partir de las características de las cargas, longitud de la línea, tipos de apoyo, conductores y costos correspondientes.

6.1.3. En general solo es necesario efectuar las evaluaciones para dos voltajes alternativos.

6.1.4. Las evaluaciones económicas de las alternativas deberán tener en cuenta, además del costo propio de la línea, los costos correspondientes de pérdidas y el de los equipos asociados en las subestaciones.

- 6.1.5. Para el diseño de las líneas de alta tensión se debe considerar básicamente la estimación correcta de la proyección de la demanda y la capacidad de intercambio de energía.
- 6.1.6. Una línea de alta tensión destinada al transporte de e--nergía eléctrica debe ser proyectada para suplir la de--manda en un periodo mínimo de 5 años.
- 6.1.7. Se realizarán los cálculos eléctricos de la línea para - los distintos regímenes de funcionamiento poniéndose claramente de manifiesto las intensidades máximas, caídas - e tensión y pérdidas de potencia.
- 6.1.8. Las intensidades máximas de corriente para los conducto--res en régimen de operación, no sobrepasarán los valores señalados en la tabla consignada en el apéndice. 6.1.1.
- 6.1.9. Se admitirán valores diferentes a los señalados en la tabla mencionada en el numeral anterior, en el caso de realizarse en el proyecto el estudio de la temperatura al--canzada por los conductores, tomando en cuenta las condiciones climatológicas y de carga de la línea.
- 6.1.10. Los valores de la tabla del apéndice 6.1.1 se refieren a

materiales de las resistividades señaladas en la tabla N° 1-1. del Reglamento para el Diseño Mecánico.*

CLASIFICACION DE LAS LINEAS Y CIRCUITOS EQUIVALENTES



6.2.1. CLASIFICACION SEGUN SU LONGITUD

Se clasificarán las líneas atendiendo a su longitud en:
líneas cortas, líneas medianas y líneas largas.

6.2.1.1. Las líneas cortas son aquellas que transmiten energía eléctrica a voltajes de categoría A y B, con longitud hasta de ochenta - kilómetros y cuya capacitancia puede despreciarse.

6.2.1.2. Las líneas medianas son aquellas que transmiten energía a voltajes de categoría B y C, con longitudes de hasta doscientos cuarenta kilómetros, cuya capacitancia no es despreciable pero - que no requiere cálculos rigurosos debido a que no es demasiado importante.

6.2.1.3. Las líneas largas son aquellas de la categoría C, con longitudes mayores a doscientos cuarenta kilómetros, y en las cuales el efecto de la capacitancia es tal que requiere de cálculos más rigurosos.

*Ref: " Reglamento para el diseño mecánico de las líneas aéreas de alta tensión"
Tesis de grado Sr. Allan Swanton Farías.



- 6.2.2. Para cálculos de regímenes transitorios como son sobretensiones, resonancia, ferrosresonancia, análisis de armónicas de origen superior, etc., la capacitancia de cualquier línea es elemento básico del cálculo.

6.2.3. APLICACION DE CIRCUITOS EQUIVALENTES

Se aplicarán de acuerdo al grado de exactitud de los cálculos exigidos por la línea. Estos requerimientos dependerán de la longitud de la línea y de su importancia.

Los siguientes criterios permiten seleccionar en forma general los circuitos equivalentes, que deben aplicarse para el cálculo.

- 6.2.3.1. Para los cálculos de las líneas cortas hasta de 50 KM y a voltajes menores de 69 KV, es suficiente aplicar el circuito equivalente simplificado que desprecia la capacitancia.

- 6.2.3.2. Para líneas cortas a voltajes iguales o superiores a

69 KV con longitudes entre 50 y 80 Kms. y para líneas medianas hasta 160 Krs. debe usarse el circuito equivalente en PI.



6.2.3.3. Para líneas medianas entre 160 Km. y 240 Km. cuyo cálculo requiere mayor exactitud y para líneas largas se debe utilizar un circuito equivalente que tenga en cuenta la distribución uniforme de los parámetros a lo largo de la línea o el circuito equivalente PI afectado por un factor de corrección que se explicará más adelante.

6.2.4. CIRCUITOS EQUIVALENTES

6.2.4.1. CONDICIONES:

La determinación de los circuitos equivalentes para el cálculo de líneas de transmisión y subtransmisión se basa en las siguientes condiciones:

- 1.- Las líneas funcionan con cargas trifásicas equilibradas.
- 2.- Aunque la disposición física de los conductores no sea equilateral y no exista transposición, la influencia de la asimetría en los parámetros es despreciable y se consideran las fases equilibradas.
- 3.- Los circuitos equivalentes se refieren a una fase, así como la corriente. El valor del voltaje es el de fase a neutro.

6.2.4.2. LINEAS CORTAS

El circuito equivalente se presenta en la fig. 1 apéndice 6.2.1. y se resuelve como un anillo sencillo de corriente alterna. Las ecuaciones deducidas del circuito equivalente son:

$$V_e = V_r + ZIr \quad (1)$$

$$I_e = I_r \quad (2)$$

En las fórmulas 1 y 2 las magnitudes son fasores y representan:

V_e = Voltaje en el extremo emisor

V_r = Voltaje en el extremo receptor

I_e = Corriente en el extremo emisor

I_r = Corriente en el extremo receptor

$Z = Zl$ = Producto entre la impedancia por unidad de longitud y la longitud de la línea ($z = r + jx$) (Resistencia + Reactancia inductiva de la línea)

6.2.4.3. LINEAS MEDIANAS.-

Para líneas de longitud media, se incluye en los cálculos la admitancia en derivación generalmente capacitancia pura.

Para la representación de las medianas líneas se utilizarán los circuitos TE o PI.

CIRCUITO TE.-

Este circuito se usa cuando toda la admitancia es concentrada en la mitad de la línea. Este circuito se muestra en la fig. 2 apéndice 6.2.1. Las ecuaciones para el circuito TE son:

$$V_e = \left(\frac{YZ}{2} + 1\right) V_r + Z \left(\frac{YZ}{4} + 1\right) I_r \quad (3)$$

$$I_e = YV_r + \left(Y\frac{Z}{2} + 1\right) I_r \quad (4)$$

En donde las magnitudes son fasores:

V_e = Voltaje del extremo emisor

I_e = Corriente del extremo emisor

V_r = Voltaje del extremo receptor

I_r = Corriente del extremo receptor

$Y = yl$ = Producto entre la admitancia en paralelo por unidad e longitud entre fase y neutro y la longitud de la línea.

$Z = zl$ = Producto entre la impedancia por unidad de longitud y por fase y la longitud de la línea.



CIRCUITO PI

En este circuito la admitancia en derivación se divide en dos -- partes iguales, que se colocan en lo extremos emisor y receptor de la línea. Este circuito que se muestra en la fig. 1 apéndice 6.2.2. es el más usado para representar líneas medianas.

Las ecuaciones para el circuito PI son:

$$V_e = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + Z I_r \quad (5)$$

$$I_e = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) V_r + \left(\frac{ZY+1}{2} \right) I_r \quad (6)$$

En donde V_e , I_e , Y y Z tienen el mismo significado de las ecuaciones 3 y 4

2.4.4. LINEAS LARGAS

Las líneas largas pueden representar con el mismo circuito equivalente PI, cuando no se tienen longitudes muy elevadas y no se requiere mayor precisión.

Para líneas de más de 240 KM. y de gran precisión se utiliza el -- circuito PI modificado o equivalente tal como se muestra en la -- fig. 2 apéndice 6.2.2.

Las ecuaciones del circuito son:

$$V_e = \left(\frac{Z'Y'}{2} + 1 \right) V_r + Z' I_r \quad (7)$$

$$Z' = Z \frac{\text{Sh } \gamma l}{\gamma l} \quad (8)$$

$$Y' / 2 = \frac{Y}{2} \frac{\text{Th } (\gamma L/2)}{L/2} \quad (9)$$

$$I_e = V_r Y' \left(1 + \frac{Z' Y'}{4} \right) + \left(\frac{Z' Y'}{2} + 1 \right) \quad (10)$$

$$\gamma = \sqrt{YZ} \quad \text{Constante de propagación} \quad (11)$$

CONSTANTES GENERALIZADAS DE LOS CIRCUITOS EQUIVALENTES

6.2.5.1. GENERALIDADES

6.2.5.1.1. En los numerales anteriores se definieron las ecuaciones para los circuitos equivalentes utilizables en las líneas cortas y medianas, en las que se observa una similitud de disposición, por lo cual pueden expresarse en la siguiente forma general:

$$V_e = A V_r + B I_r \quad (12)$$

$$I_e = C V_r + D I_r \quad (13)$$

En donde A, B, C y D se denominan "Constantes Generalizadas de los Circuitos" y tienen valores diferentes para las distintas clasificaciones de las líneas.

Para las líneas cortas, las constantes tienen los siguientes valores:

$$A = 1 \quad B = Z \quad C = 0 \quad D = 1$$

Para las líneas medianas, circuito equivalente en TE, los valores son:

$$A = \frac{YZ}{2} + 1$$

$$B = Z \left(\frac{YZ}{4} + 1 \right)$$

$$C = Y$$

$$D = \frac{ZY}{2} + 1$$

Para las líneas medianas circuito simétrico en PI, los valores son:

$$A = \frac{YZ}{2} + 1$$

$$B = Z$$

$$C = Y + \left(\frac{ZY}{4} + 1 \right)$$

$$D = \frac{ZY}{2} + 1$$

Para ambos casos $A = D$, por tratarse de circuitos simétricos y $AD - BC = 1$

Esta última expresión se utiliza para verificar los valores encontrados para las constantes.

Para las líneas largas y de precisión en las cuales se utiliza el circuito equivalente PI, los valores de las constantes son:

$$A = \text{Ch } \gamma L$$

$$B = Z_c \text{Sh } \gamma L$$

$$C = \frac{\text{SH } \gamma L}{Z_c}$$

$$D = \text{Ch } \gamma L$$

6.2.5.2. CALCULO DE LAS CONSTANTES GENERALIZADAS

Debido a que las constantes generalizadas son funciones complejas pueden expresarse como sigue:



$$A = A_1 + jA_2$$

$$B = B_1 + jB_2$$

$$C = C_1 + jC_2$$

$$D = A$$

Para el cálculo de las constantes D_1 , D_2 , B_1 , B_2 , C_1 y C_2 , se pueden utilizar los gráficos de los apéndices N^{os} 6.2.3 - 6.2.4 - 6.2.5 - 6.2.6 - 6.2.7 y 6.2.8.

En el gráfico de los apéndices N^o 6.2.8 se pueden obtener los valores de la impedancia característica (Z_c), en función de la reactancia inductora y la relación $\frac{R}{X_L}$, a la frecuencia de 60 ciclos por segundo.

La ecuación de Z_c es:

$$Z_c = \frac{10^3 X_L}{2.06} \sqrt{-j \frac{R}{X_L} + 1} \quad (14)$$

Par utilizar los gráficos, se calculan o se toman de tablas de valores de R y X_L en ohmios por kilómetro. Con la relación $\frac{R}{X_L}$ y la longitud de la línea se obtiene tanto por uno de los componentes reales o imaginarios de las constantes generalizadas.

CALCULO DE LA REGULACION

6.3.1. LINEAS CORTAS CONOCIENDO LAS CONDICIONES EN EL EXTREMO RECEPTOR

6.3.1.1. CALCULO EXACTO

La tensión en el extremo emisor en función de la tensión en el extremo receptor puede ser encontrada por medio de la fórmula siguiente:

$$V_e = \sqrt{\frac{(V_r + IR \cos \phi_r - IX_L \sin \phi_r)^2 + (IX_L \cos \phi + IR \sin \phi_r)^2}{\sin^2 \phi_r}} \quad (15)$$

V_e = Tensión en el extremo emisor

V_r = Tensión en el extremo receptor

I = Corriente de fase

R = Resistencia total por fase

$\cos \phi_r$ = Factor de potencia en el extremo receptor.

El porcentaje de regulación es igual a:

$$\frac{V_e - V_r}{V_r} \cdot 100$$

6.3.1.2. CALCULO APROXIMADO

Cuando tanto el valor de IR como el de IX exceden del 10% de V_r , la ecuación del numeral 6.3.1.1 puede simplificarse de la siguiente manera:

$$V_e = V_r + IR \cos \phi_r - IX \sin \phi_r \quad (16)$$

El porcentaje de regulación es:

$$\frac{V_e - V_r}{V_r} 100$$

LINEAS CORTAS CONOCIENDO LAS CONDICIONES EN EL EXTREMO EMISOR

6.3.2.1. CALCULO EXACTO

La tensión en el extremo receptor, conociendo las condiciones en el extremo emisor, puede calcularse mediante la siguiente fórmula:

$$V_r = \sqrt{(V_e - IR \cos \theta_e + IX \sin \theta_e)^2 + (IX \cos \theta_e + IR \sin \theta_e)^2}$$

V_r = Voltaje en el extremo receptor

V_e = Voltaje en el extremo emisor

I = Corriente de fase

R = Resistencia total de fase

X = Reactancia total de fase

$\cos \theta_e$ = Factor de potencia en el extremo emisor

Nota: El ángulo θ es positivo si la corriente es adelantada y negativo en caso contrario.

El porcentaje de regulación es igual a:

$$\frac{V_e - V_r}{V_r} 100$$

6.3.2.2. CALCULO APROXIMADO

Al igual que el numeral 6.3.1.2. la ecuación del numeral ante



rior puede simplificarse de la manera siguiente:

$$V_r = V_e - IR \cos \phi_e + IX \sin \phi_e$$

La regulación será:

$$\frac{V_e - V_r}{V_r} \cdot 100$$

6.3.3. LINEAS MEDIANAS CONOCIENDO LAS CONDICIONES EN EL EXTREMO RECEPTOR

La tensión en el extremo emisor se encuentra a partir de los circuitos equivalentes, determinando primero la corriente equivalente que fluye por la impedancia en serie (Z_{eq}) de la manera siguiente:

$$I_{eq} = I_r + \frac{V_r}{Z_{eq}}$$

I_{eq} = Corriente que circula por Z_{eq}

I_r = Corriente en el extremo receptor

V_r = Tensión en el extremo receptor

Z_{eq} = Impedación en derivación del circuito equivalente

Una vez obtenida la corriente equivalente se encontrará el voltaje en el extremo emisor por la fórmula:

$$V_e = V_r + I_{eq} Z_{eq}$$



La regulación es igual a:

$$\frac{V_e - V_r}{V_r} 100$$

6.3.4. LINEAS MEDIANAS CONOCIENDO LAS CONDICIONES EN EL EXTREMO EMISOR

Haciendo uso del mismo circuito que menciona en el Apéndice 6.2.1

6.2 .2 se calcula la corriente en el extremo receptor mediante la fórmula:

$$I_{eq} = I_e - \frac{V_e}{Z_{eq}}$$

V_e = Tensión en el extremo emisor.

I_e = Corriente en el extremo emisor.

I_{eq} = Corriente que circula por Z_{eq}

Z_{eq} = Impedancia en derivación del circuito equivalente.

La tensión en el extremo receptor se determina por la fórmula:

$$V_r = V_e - I_{eq} Z_{eq}$$

La regulación es igual a:

$$\frac{V_e - V_r}{V_r} 100$$

CALCULO DE PERDIDAS

6.4.1.1. LINEAS CORTAS

Las pérdidas de una línea pueden ser calculadas con la siguiente fórmula:



$$P = \frac{3 I^2 R}{1.000}$$



P = Pérdidas en KW.

I = Corriente total de fase, en amperios

R = Resistencia total de fase, en ohmios

6.4.2. LINEAS MEDIANAS

Las pérdidas en la líneas medianas se encuentra a partir de los circuitos equivalentes determinando las corrientes en la forma mencionada en los numerales anteriores, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

6.4.2.1. CONOCIDAS LAS CONDICIONES EN EL EXTREMO RECEPTOR

$$P = 3 R_{eq} \left(I_r^2 + \frac{2 I_r V_r}{Z_{eq}} \text{ sen } \phi_r + \frac{V_r^2}{Z_{eq}^2} \right) \text{ en vatios}$$

6.4.2.2. CONOCIDAS LAS CONDICIONES EN EL EXTREMO EMISOR

$$P = 3 R_{eq} \left(I_e^2 + \frac{2 I_e V_e \text{ sen } \phi_e}{Z_{eq}} + \frac{V_e^2}{Z_{eq}^2} \right) \text{ en vatios}$$

En las ecuaciones anteriores:

R_{eq} = Componente resistivo de Z_{eq}

I_e = Corriente en el extremo emisor

I_r = Corriente en el extremo receptor

V_e = Tensión en el extremo emisor

V_r = Tensión en el extremo receptor

Z_{eq} = Impedancia en derivación del circuito equivalente

ϕ_e = Angulo de fase en el extremo emisor

ϕ_r = Angulo de fase en el extremo receptor



NIVEL DE AISLAMIENTO.-

- 6.5.1. El nivel de aislamiento se define por las tensiones soportadas bajo lluvia, a 60 ciclos de frecuencia, durante un minuto y con onda de impulso de 1.2/40 microsegundos.
- 6.5.2. El nivel básico de aislamiento, correspondiente a un determinado voltaje de operación, se tomará de la tabla que se muestra en el apéndice N° 6.5.1.

Los valores mostrados en la tabla mencionada, servirán como referencia para el cálculo del nivel de aislamiento de una línea, pudiendo éste ser mayor, pero en ningún caso menor que los valores señalados en la tabla.

- 6.5.3. Para el cálculo de nivel de aislamiento de líneas de categoría A y B, podrán utilizarse directamente las curvas mostradas en los apéndices N° 6.5.4 - 6.5.5 - 6.5.6 - 6.5.7 - 6.5.8. - 6.5.9 y 6.5.10, cuyo uso estará limitado por la condición de que el número máximo permisible de fallas de líneas causadas por descargas atmosféricas directas no será mayor de 2. (dos).

6.5.4. Las curvas mencionadas en el numeral anterior han sido elaboradas en base a un nivel isoceráunico de 30, por el cual se deberá corregir los valores del número de falla de la línea calculadas según las curvas, para valores distintos de niveles isoceráunicos.

La corrección se realizará multiplicando la lectura efectuada por el factor de corrección C , que se calculará de la siguiente manera:

$$C = 30 \times \frac{1}{N_i} \quad \text{Para valores de nivel isoceráunicos menor de 30}$$

$$C = \frac{1}{30} \times N_i \quad \text{Para valores de nivel isoceráunicos mayor de 30}$$

donde:

C = factor de corrección

N_i = Nivel isoceráunico existente en la zona.

Los valores de niveles isoceráunicos podrán tomarse de el mapa que se consigna en el apéndice 6.5.11.

6.5.5. Para el cálculo del nivel de aislamiento de las líneas de la categoría C , el diseñador podría hacer uso de las curvas menciona

das en el numeral ^{65.3}, pero deberá además realizar el cálculo del voltaje que puede soportar la cadena de aisladores para el caso de descargas de hasta 50 KA. de amplitud y para todo el rango de resistencias a puesta a tierra justificables económicamente que puedan conseguirse en la zona de construcción de la línea.

También deberá el proyectista realizar la debida comprobación de que el nivel de aislamiento calculado no es menor que el requerido por la línea en relación a los requerimientos de aislamiento por contaminación ambiental de la zona.

6.5.7. FACTORES DE CORRECCION.- A los valores, conseguidos en la tabla del apéndice 6.5.1 se aplicarán los siguientes factores de corrección:

A.- Factor de corrección de Presión y Temperatura:

Se usará la siguiente fórmula: para calcular la densidad relativa del aire:

$$DRA = \frac{0.392 \times P_b}{273 + t}$$

Donde:

P_b = Presión atmosférica en Hg.

t = Temperatura ambiente en grados centígrados

En el cuadro del apéndice 6.5.2., se incluyen valores de la pre si ón atmosférica para diferentes alturas sobre el nivel del mar, los cuales se han calculado mediante la fórmula:

$$\text{Log } P_b = \text{log } 76 - \frac{h}{18.336}$$

en el cual h = altura sobre el nivel del mar en metros.

La relación entre la densidad relativa del aire (DRA) y el fac tor de corrección está dada por el cuadro siguiente:

<u>DRA</u>	<u>FACTOR_d</u>
0.70	0.72
0.75	0.77
0.80	0.85
0.85	0.86
0.90	0.91
0.95	0.95
1.00	1.00
1.05	1.05
1.10	1.09
1.15	1.13



Por último, el nivel de tensión tabulado en el apéndice 6.5.1 se corregirá de la forma siguiente:

$$N_c = \frac{NT}{d}$$

donde:

Nc = Nivel de aislamiento corregido

NT = Nivel de aislamiento tabulado

d = Factor de corrección.

B.- Factor de corrección de la humedad.

De igual manera, el nivel de aislamiento se corregirá para diferentes condiciones de humedad, utilizando el cuadro del apéndice 6.5.3 en el que se dan valores del factor K para varios - valores de la humedad a presión de vapor en mm. de Hg.

Para valores de la humedad por encima del valor standard (15,45 mm Hg) se adoptará el nivel básico de aislamiento propuesto en el apéndice 6.5.1.

La corrección del nivel de aislamiento debido al factor K, se - hará utilizando la relación siguiente:

$$N_c = N_t \times K$$

donde

Nc = Nivel de aislamiento corregido

Nt = Nivel de aislamiento tabulado

K = Factor de corrección.

6.5.8. Comprobación del efecto de contaminación ambiental.-

Se determinan los tipos de ambiente mediante la siguiente clasificación:

Tipo A: atmósfera limpia - ejemplo:

Zonas de bosques sin contaminación industrial.

Tipo B: atmósfera ligeramente contaminada - ejemplo: alrededor de zonas industriales, vías férreas, zonas de lluvia - frecuentes.

Tipo C: atmósfera de contaminación media - ejemplo: Zonas de hasta el 15 % de contenido de sales solubles, zonas mineras, zonas de basura, pequeñas zonas

Tipo D: atmósfera de alta contaminación - ejemplo: Zonas con mas de 15 % de sales solubles, zonas de fábricas productos químicos, plantas de cemento, zonas densamente agrícolas.

Tipo E: atmósfera de contaminación especial - ejemplo: único caso el de las zonas adyacentes a la costa del océano Pacífico.

De acuerdo a la clasificación de los ambientes, se determinaría la distancia de contorno en cm/KV. r.m.s (voltaje línea a neutro), de acuerdo a la tabla siguiente:*

* Tomada de E.H.V. transmission line reference book pag. 279 - tabla 7.2

TIPO DE AMBIENTE	Distancia de contorno cm/KV. r.m.s. (línea a neutro):dc
A	*
B	1,04
C	1,31
D	1,74
E	2,11

Cálculo de la distancia total de contorno para el nivel de voltaje V.

$$Dc = \frac{V}{3} \times dc$$

donde: Dc = Distancia total del contorno

dc = Valor tabulado: distancia de contorno cm/KV.

V = Voltaje línea a línea

Cálculo del mínimo de aisladores requeridos.

$$N_A = \frac{Dc}{ds}$$

donde: N_A = Número de aisladores requeridos en la cadena

Dc = Distancia total de contorno

ds = Distancia de contorno standard de cada aislador de 5 3/4" x 10"***

* Para este tipo de ambiente no se considera contaminación alguna.

***El aislador de 5 3/4"x10" se considera de uso standard en líneas de alta tensión, y a este tipo de aislador se refieren las curvas de los apéndices 6.5.4 - 6.5.10.

EFEECTO CORONA

6.6.1. GENERALIDADES

- 6.6.1.1. Se define por efecto corona al fenómeno que se produce en la superficie de un conductor aéreo cuando la tensión de éste se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica -- del aire, que rodea al conductor.
- 6.6.1.2. El fenómeno se manifiesta por luminiscencia o penachos azulados que aparecen en la superficie del conductor.
Se caracteriza por el acompañamiento de un sonido silbante y el olor a ozono.
- 6.6.1.3. El efecto corona origina pérdidas de energía en las líneas aéreas de transporte, y cuando alcanza valores de cierta importancia, produce corrosiones en los conductores a causa del ácido nitroso que se origina en presencia de humedad.
- 6.6.1.4. Se denomina "Tensión Crítica Disruptiva", a aquella en la cual comienzan las pérdidas a travez del aire, aún cuando el fenómeno no es todavía visible.



6.6.1.5. Se denomina "Tensión Crítica Visual" a aquella en la cual el fenómeno se hace visible.

6.6.1.6. Los factores naturales que afectan a los valores de la tensión crítica disruptiva y a las pérdidas son: la nieve, la lluvia, la niebla y la escarcha.

6.6.1.7. Otro factor que afecta a la tensión disruptiva es la densidad - relativa del aire, lo cual es función a su vez de la presión barométrica.

Por esta razón al hacer los cálculos relativos a este fenómeno, se tomarán muy en cuenta las diferencias de altura de la líneas, realizandose los cálculos por tramos que tengan aproximadamente igual presión barométrica.

6.6.1.8. En general se deberá tomar como tensión máxima de servicio de la línea a aquella que corresponde con el valor de la tensión crítica disruptiva en tiempo seco.

6.6.2. CALCULOS DE EFECTO CORONA

6.6.2.1. Para realizar los cálculos de efecto corona se podrán utilizar las formulas siguientes:

TENSION CRITICA DISRUPTIVA

(tiempo seco)



$$V_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \sqrt{3} \text{ mc } \delta \text{ rn } \log_e \frac{D}{r'}$$

Donde:

V_c = Tensión crítica disruptiva en KV.

29.8 = Valor en Kilovoltios por centímetro de la rigidez dieléctrica del aire en 25 °C de temperatura y a la presión barométrica de 760 mm de mercurio.

Para operar con valores eficaces, se lo divide por

mc = Coeficiente de rugosidad del conductor; sus valores son:

$mc = 1$ para hilos de superficie lisa

$mc = 0.93- 0.98$ para hilos oxidados y rugosos

$mc = 0.83- 0.87$ para cables.

δ = Factor de corrección de la densidad relativa del aire (DRA)

r = Radio del conductor en centímetros.

n = número de conductores del haz de cada fase:

$n = 1$ con fases simples

$n = 2$ con fases dobles



$n = 3$ con fases triples, etc.

D = Distancia entre eje de fases, en centímetros.

r' = Radio ficticio en centímetro, definido por la expresión:

$$r' = \sqrt[n]{nr^{n-1}R}$$

En la que:

n = Número de conductores del haz de cada fase.

r = Radio del conductor en centímetro.

R = Radio de la circunferencia que pase los centros de los conductores que forman la fase.

Para calcular los valores de la densidad relativa del aire (DRA); referirse al numeral 6.5.5. "Factor de Corrección de la presión y Temperatura".

PERDIDAS POR EFECTO CORONA

$$P_c = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} (V - V_c)^2 10^{-5} \text{ KW/KM}$$

Donde:

P_c = Pérdida por conductancia, KW/KM

f = Frecuencia en períodos por segundo.



r = Radio del conductor en centímetros

D = Distancia entre ejes de fases, en centímetros.

V = Tensión simple de la línea en KV.

$V_c = \frac{V_c}{3}$ Kilovoltios, siendo V_c la tensión crítica disruptiva,-
también en Kilovoltios.

δ = Factor de corrección de la densidad relativa del aire (DRA)



LIMITACIONES

- 6.6.3.1. Las comprobaciones del comportamiento de las líneas con respecto al efecto corona será obligatoria para los de categoría B y C.
- 6.6.3.2. Para las líneas de categoría A, no es necesario realizar cálculo alguno con respecto al fenómeno corona.

PERTURBACIONES

6.7.1. GENERALIDADES .- Entre las muchas causas que pueden causar perturbaciones en el servicio normal de generadores, transformadores, barras y líneas eléctricas, se puede enumerar las siguientes:

A.- Influencia destructoras de animales; por ejemplo roedores que corroen cables, gatos que producen cortocircuitos en-

tre barras, pájaros que provocan cortocircuitos en la líneas aéreas, etc.

- B.- Perforaciones en los aislantes de máquinas y cables, producidos por envejecimiento, por corrosión o por sobrecalentamiento.
- C.- Descargas atmosférica y sobre tensiones internas.
- D.- Factores humanos, como apertura de un seccionador bajo carga, falsas maniobras en las máquinas, etc.
- E.- Exceso de carga conectada a la línea por lo que los generadores han de trabajar en condiciones de sobrecarga.
- F.- Puestas a tierra intempestivas, producidas por la humedad del terreno.

Con lo anteriormente expuesto, se puede resumir las causas de perturbaciones en cinco grupos principales:

- | | | |
|--------------------|-------------------|--------------|
| 1.- Cortocircuito. | 2.- Sobrecarga. | 3.- Retorno |
| 4.- Subtensión. | 5.- Sobretensión. | de corriente |

A continuación se definen cada una de estas causas de perturbación:

6.7.2. CORTOCIRCUITO.- Se produce cortocircuito, cuando hay una conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase de un sistema eléctrico, o entre éstos y tierra.

El efecto producido por un cortocircuito es el aumento excesivo de la intensidad de la corriente del sistema, que puede causar desastres de gran magnitud sobre las maquinas, equipos y líneas eléctricas, si no son remediados rápidamente.

6.7.3. SOBRECARGA.- Un circuito está sobrecargado cuando éste trabaja con una intensidad de corriente mayor del que fue previsto en el diseño, durante periodos de tiempos prolongados.

6.7.4. RETORNO DE CORRIENTE.- Se produce cuando un generador es conectado a una red cuya tensión es superior a la fuerza electromotriz del generador; éste trabaja entonces como motor sincrónico, con el consiguiente peligro de avería para la máquina motriz.

6.7.5. SUBTENSION.- Aparece cuando, por una u otra razón, la tensión en la central es inferior a la normal. La subtensión puede ser perjudicial porque la carga conectada a la red no puede disminuir su potencia y al ser la tensión menor de la presente, compen

sa este efecto con una mayor intensidad absorbida, es decir, con una sobreintensidad.

- 6.7.6. SOBRETENCION.- Es lo contrario de la subtensión, o sea, una tensión en la central, mayor que la normal, con el consiguiente riesgo de perforación de los aislantes, peligro para el personal, etc.,

PROTECCIONES

6.8.1. CONTRA SOBRETENSIONES

6.8.1.1. GENERAL

La causa de producción de sobretensiones en las líneas son: descargas eléctricas directas, inducción por descargas eléctricas, en las vecindades de las líneas o entre nubes, fenómenos de oscilación debidos a aperturas o cierre de las líneas e impulsos ocasionados durante fallas desequilibradas. En el siguiente cuadro N^o 1 se muestran los rangos de sobretensiones producidos - por estas causas.

Para sobretensiones de origen distintas a las descargas atmosféricas, las líneas pueden protegerse mediante el diseño adecuado del aislamiento.

6.8.1.2. PROTECCION MEDIANTE HILO DE GUARDIA

CUADRO N° 1

TIPO DE PERTURBACION	MAGNITUD (línea a neutro)	MICROSEGUNDOS		FRECUENCIA DE OSCILACION
		FRENTE	LONGIT	
Descarga di- recta.	Hasta 20.000 KV	1 a 10	10 a 100	Usualmente u- nidireccional
Descarga in- directa	Menos de 500 KV	1 a 10	10 a 100	Usualmente u- nidireccional
Interrupción	Hasta 6 veces la tensión a neutro (proba- blemente menor)			1.000 a 1×10^6 ciclos
Arcos a tie- rra	Hasta 4 veces la tensión a neutro (proba- blemente menor)			60 más un va- lor de 1.000 a 100.000 ciclos
Fallas balan- ceadas	Hasta 3 veces la tensión a neutro			60 ciclos

Su uso tiene por objeto primordial interceptar las descargas atmosféricas, de modo que estas no alcancen los conductores de fase.

El cable de guardia se coloca en la parte superior de los apoyos, sobre los conductores de fase, en forma tal que haga una labor de apantallamiento.

La protección que ofrece el hilo de guardia, se determina por el "ángulo de protección" que es el formado por el vertical y una recta que une a éste con el conductor de fase mas exterior.

La determinación del ángulo de protección y su porcentaje de eficacia se encuentran definidos en la segunda parte de este reglamento "Eficacia del Cable de Tierra".*

El empleo de uno o dos hilos de guardia estarán determinados por el nivel isoceraúnico y la forma de la estructura.

En las estructuras metálicas, el hilo de guardia se conectará solidamente a la estructura; y en estructuras de material no conductor, deberá conectarse éste a tierra mediante conductores -- instalados a lo largo de la estructura.

Para líneas construidas en ambiente no salinos, se puede usar cable de acero galvanizado o de aluminio-acero de alta resistencia

*Ref: "Reglamento para el diseño mecánico de líneas aéreas de alta tensión"
Tesis de grado Sr. Allan Swanton Farías.

mecánica. En zonas de ambiente salino deberán usarse materiales resistentes a la corrosión tales como acero cobre (copperweld).

Los calibres mínimos de hilos de guardia así como las relaciones de flechas con respecto a las líneas de fase, están reguladas en la segunda parte de este reglamento. Sección 2.4.) *

1.3. PUESTA A TIERRA DE LOS APOYOS

La puesta a tierra en la base de los apoyos es factor preponderante en la efectividad del hilo de guardia.

Una resistencia baja, en caso de descarga atmosférica directa, trae las siguientes ventajas: reduce el potencial a que quedan sometidos los aisladores, limita la perturbación a unos pocos vanos y disminuye la duración de voltajes peligrosos.

El determinar el valor adecuado de la resistencia a tierra, está condicionado por el grado de protección que se desee dar a la línea, el cual a su vez depende del nivel isocerámico de la zona por donde pasa la línea y de la importancia de ésta.

* Ref: "Reglamento para el diseño mecánico de líneas aéreas de alta tensión".
Tesis de grado Sr. Allan Swanton Farías.

Un valor usual de resistencia a tierra para líneas de alta tensión es 10 ohmios y como máximo 25 ohmios.

El calibre mínimo de conductor a usar para la puesta a tierra, será el N°4 AWG cobre.

Se recomienda diseñar la línea para una resistencia a tierra -- dentro de los límites recomendados anteriormente y determinar -- posteriormente las reducciones necesarias de acuerdo con el -- comportamiento observado.

CONTRA SOBRECORRIENTES

- .8.2.1. Para sistemas radiales debe preferirse el empleo de sistemas de protección por sobrecorriente, con característica independiente y temporizada.
- 6.8.2.2. Para sistemas en anillo debe hacerse un análisis de la red, para determinar los barrajes en los que es necesario instalar sistemas de protección por sobrecorriente con característica independiente, temporizados, pero con relés direccionales. Esto es valido también para circuitos dobles.
- .8.2.3. Para redes enmalladas o líneas conalimentación por ambos extremos, debe acudirse al empleo de protecciones de distancias.

- 8.2.4. A fin de garantizar la continuidad en el servicio y reducir los gastos de mantenimiento de las líneas se recomienda el empleo de sistemas de reconexión automática.

En los casos en que no se justifique la instalación de sistemas completos de medida y protección, se recomienda la instalación de recierres automáticos, que operan bajo el mismo principio. Este es el caso de los circuitos primarios urbanos y rurales.

- 8.2.5. En el diseño de los sistemas de protección debe partirse siempre del criterio básico de la seguridad y selectividad en la desconexión y aislamiento de fallas.

- 8.2.6. Se procederá a configurar un diagrama de protección para establecer los tiempos de disparo y los valores de ajuste de sobrecorriente o distancia necesaria para dimensionar correctamente los tiempos de fusión de los hilos fusibles en cortocircuitos.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

GENERALIDADES

- 8.1.1. Los conductores deberán ser colocados de tal forma que no puedan ser accesibles, sin medios especiales, del suelo, techo, ventanas, balcones, ni cualquier otro lugar generalmente accesibles a las --



personas.

- 9.1.2. Los cercos de alambre, rejas metálicas y en general cualquier material conductor, no deben hacer contacto ni estar unidos a los apoyos.
- 9.1.3. Cuando sobre un apoyo común estén instalados diferentes circuitos, deben marcarse éstos, en forma de ser individualizables -- claramente desde el suelo y desde cada ménsula.
- 9.1.4. La disposición del numeral anterior puede suprimirse cuando exista la seguridad de que los trabajos sobre elementos de la construcción normalmente bajo tensión, o en la vecindad de ellos, se realizarían solamente cuando los circuitos fijados sobre soportes comunes estén sin tensión.

DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

- 9.2.1. Zonas despobladas accesibles.- En general, tratándose de zonas despobladas accesibles por personas a pie; tirados por animales y vehículos maquinaria agrícola, que se puede catalogar como zona rural, la distancia mínima de los conductores al suelo, en estado de flecha máxima, estará dada por la siguiente fórmula:

$$D_{\min} = 5,4 + \frac{V}{150}$$

En donde:

D_{\min} = Distancia mínima al suelo en m.

V = Tensión entre fases en KV.



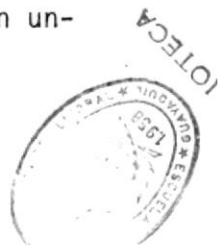
Para el cálculo de distancias mínimas con esta fórmula y los subsiguientes, se aproximarán los resultados al número inmediato superior cuando la cantidad decimal sea igual o mayor a cinco (5), y se aproximarán a este número, cuando la cantidad sea menor a (5). Ejemplo: 5,6 se aproximará a 6, y 5,3 se aproximará a 5,5.

Zonas despobladas inaccesibles a personas o deportistas.-

- 6.9.2.2. Para este caso, los valores obtenidos de la fórmula anterior, se pueden reducir en 1 m. cada uno.

Zonas pobladas urbanas y suburbanas de ciudades y pueblos, plantas industriales, granjas, etc.-

- 6.9.2.3. Las distancias mínimas al suelo, estarán dadas por la fórmula del numeral 6.8.2.1., pero con los resultados aumentados en un-



factor $K_1 = 1,3$

$$D_{\min} = 5,4 + \frac{V}{150} + K_1$$

Cruces de carreteras de primer orden y avenidas principales.-

9.2.4. Se mantendrán las distancias especificadas en el numeral 6.8.2.3.

Cruces de carreteras de segunda orden.-

9.2.5. Las distancias verticales al nivel de la calzada se ajustarán a la fórmula general con los resultados aumentados en un factor.

$$K_2 = 1$$

$$D_{\min} = 5,4 + \frac{V}{150} + K_2$$

Cruces de Vías de Ferrocarril.-

9.2.6. Las distancias mínimas verticales entre el conductor y el plano de situación de las rieles, estarán dadas por la fórmula general, aumentada en un factor.

$$K_3 = 2,5$$

$$D_{\min} = 5,4 + \frac{V}{150} + K_3$$



Cruces de Vías Navegables

6.9.2.7. Se usará la fórmula general con los resultados aumentados en un factor $K_4 = 0,3$

$$D_{\min} = 5,4 + \frac{V}{150} + K_4$$

La distancia dada por la presente fórmula será tomada en relación al nivel mas alto del agua.

El proyectista debera comprobar para cada caso, mediante consulta con el organismo encargado de la regulación del tráfico fluvial, la altura máxima permisible sobre el nivel del agua para las embarcaciones que circulan por el área en cuestión con el fin de guardar las distancias mínimas entre el conductor inferior de la línea (línea viva o muerta) y la parte mas alta del mástil.

En estas distancias mínimas se muestran en el cuadro siguiente, y corresponden al 40% del valor de la distancia mínima del Conductor al nivel mas alto de agua.

KV	13.8	34.5	69	138	230	345
Distancia al agua:m.	6	6	6,5	7	7,5	8
Distancia al mástil: m.	2,4	2,4	2,6	2,8	3	3,2

Cruces con Edificios

9.2.8. En general no se permitirán cruces de líneas de alta tensión por encima de edificaciones destinadas al uso de vivienda de personas, ni la construcción de estas por debajo de las líneas.

Se exceptúan de esta disposición las líneas construídas a la llegada de subestaciones y centrales de generación.

Para las líneas de la categoría B y C, se permitirán el paso de éstas por encima de edificaciones, solamente cuando ello - sea estrictamente necesario por razones técnicas y económicas que el proyectista deberá justificar. Para el presente caso- las distancias mínimas a respetar estarán dadas por el cuadro siguiente:

DISTANCIAS MINIMAS VERTICALES A EDIFICIOS

KV	34.5	69	138	230	345
METROS	3.5	4	5	6	7

DISTANCIA ENTRE LOS CONDUCTORES DE UNA MISMA LINEA Y ENTRE ESTOS
Y LOS APOYOS

- 3.1. Entre Conductores.- La distancia de los conductores sometidos a tensión mecánica entre si, así como entre los conductores y los- apoyos, debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito- ni entre fases ni a tierra, teniendo presente los afectos de -- las oscilaciones de los conductores debidas al viento.

Con este objeto, la separación mínima entre conductores se deter_uminará por la fórmula siguiente:

$$D = K \sqrt{f + 1} + \frac{V}{150}$$



donde:

D = Separación entre conductores en metros

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, según la tabla adjunta.

f = Flecha máxima en metros.

l = Longitud en metros de la cadena de suspensión.

Cuando se trata de aisladores rígidos, o cadena de amarre $l = 0$

V = Tensión nominal de la línea en KV.

VALORES DE K

ANGULO DE OSCILACION α	LINEAS DE CATEGORIA A	LINEAS DE CATEGORIAS "A" y "B"
Superior a 65°	0.65	0.7
Comprendido entre 40° y 65°	0.6	0.65
Inferior a 40°	0.55	0.6

Para determinar el ángulo de oscilación se usará la fórmula siguiente:

$$\alpha = \text{Ar tg} \frac{\text{sobrecarga del viento}}{\text{peso propio por m. de conductor}}$$

El valor de la sobrecarga de viento para conductores cilíndricos, se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$P = G^2 \times 0.0042$$

que corresponde al 60% del valor dado por la fórmula para presiones del viento en superficies planas. *

La velocidad del viento se tomará igual a 90 Km/h para todos los casos.

La fórmula anterior corresponde a conductores iguales y con la misma flecha. En el caso de conductores diferentes o con distinta flecha se justificará la separación entre ellos, analizando sus oscilaciones con el viento.

En el caso de conductores dispuestos en triángulo o exágono y siempre que se adopten separaciones menores de las deducidas de la fórmula anterior, deberán justificarse debidamente los hechos utilizados.

La separación entre conductores y cables de tierra se determinará de forma análoga a las separaciones entre conductores de acuerdo con todos los párrafos anteriores.

* Ref: "Reglamento para el diseño mecánico de líneas aéreas de alta tensión".
Tesis de grado Sr. Allan Swanton Farías.

6.9.3.2. Entre conductor y Apoyos.- La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a:

$$D_{\min} = 0,1 + \frac{V}{150}$$

con un mínimo de 0,2 metros.

donde:

D_{\min} = Distancia mínima en metros.

V = Tensión nominal de la línea en KV.

En el caso de cadenas de suspensión, la distancia de los conductores y sus accesorios en tensión al apoyo, será la misma de la fórmula anterior, considerados los conductores desviados bajo la acción de una presión del viento mitad de la fijada para ellos en el numeral 6.9.3.1., o sea .

$$p = \frac{G^2 \times 0.0042}{2}$$

En el caso de emplearse contrapesos para reducir la desviación de la cadena, el proyectista justificará los valores de las desviaciones y distancias al apoyo.



JUSTIFICACIONES





TENSIONES.-

En el presente reglamento se han definido un grupo de tensiones para uso en la distribución y transmisión de la energía eléctrica del país. A continuación se hará un análisis de este tema para poder explicar en mejor el criterio seguido para la elaboración del cuadro de tensiones normalizadas.

Tensiones de uso común en el Ecuador.- Desde la iniciación de los sistemas de distribución eléctrica en los diferentes sectores del país y por cuanto las entidades que tenían a su cargo la provisión de dicho servicio actuaban en forma independiente, se dió lugar a la proliferación de rangos de voltages puesto que cada uno adoptaba un nivel de acuerdo a sus conveniencias y a la mayor o menor facilidad de adquisición de los equipos de generación y transformación.

El posterior crecimiento de dichos sistemas eléctricos fué consolidando cada vez mas los diferentes niveles de tensión, de tal forma que en la presente fecha encontramos aún los rangos de voltajes que se muestran en el cuadro N°2

CUADRO No. 2

TENSIONES USADAS POR LAS EMPRESAS ELECTRICAS

Empresa	Tensión KV	Empresa	Tensión KV
E.E. Montúfar	6.3	E.E. Riobamba	4.16
E.E. Ibarra	13.8	E.E. Sto. Domingo	13.8
E.E. Tulcán	6.3	E.E. Quevedo	13.8
E.E. Quito	2.3	E.E. Portoviejo	13.8
	4.16	E.E. Manta	13.8 - 34.5
	6.3	E.E. Babahoyo	13.8
	13.8	E.E. Milagro	13.8 - 4.16
	23	E.E. del Ecuador	4.16
	44	(Emelec)	13.8
E.E. Esmeraldas	13.8		69
E.E. Ambato	2.4 - 69	Sistema Durán	13.8
E.E. Alausí	13.8	E.E. Pen.Sta.Elena	13.8
E.E. Bolívar	6.3	Coop. Eléc.Daule	13.8
E.E. Cuenca	2.4	E.E. El Oro	2.4
	6.3		13.8
	13.8	E.E. Loja	13.8
	22.		22.

Según el cuadro N°2, los rangos de voltajes usados en los diferentes lugares del país son: 2.4.KV, 4.16 KV, 6.3 KV, 22 KV, - 34.5 KV, y 69 KV. De todos estos valores de tensiones, los cuatro primeros son usados para distribución y los cuatro últimos para subtransmisión.

Para Inceel es una tarea sumamente árdua el atender las necesidades y requerimientos de cada una de las Empresas Eléctricas - que presentan diversas características en sus sistemas eléctricos, ya que el uso de diferentes tensiones significa variedad - de equipos de transformación, protección, estructuras, etc.

En el presente reglamento se ha escogido el nivel de 13.8 KV. - como el mínimo a usarse en distribución, así como también se -- han agregado niveles superiores de tensiones que serán usados - en las líneas de transmisión del sistema nacional interconectado.

En los sistemas modernos de distribución de energía eléctrica, - se está implantando el uso del nivel de 34.5 KV, debido a la - rápida expansión de los centros de carga y porque este nivel - se presta mejor para el transporte de energía a distancias medias con prestación de servicios en su recorrido. Los niveles - por debajo del valor 13.8 KV de desechan por antieconómicos y -

porque actualmente están en desuso.

Los sistemas que actualmente usan estos niveles de voltajes - (menor de 13.8 KV) deberán planificar en el futuro la conversión de sus líneas al nivel mínimo que se ha estipulado.

Tensiones normalizadas en otros países.- A continuación se consignan los valores de tensiones normalizadas en otros países para dar una idea mas clara de los criterios usados para la determinación de los niveles en el Ecuador.

TENSIONES NORMALIZADAS EN ESPAÑA

Tensiones nominales	Tensiones máximas de servicio	Tensiones nominales	Tensiones máximas de servicio
KV	KV	KV	KV
1	2	3	4
1	1.1	45	49.5
3	3.3	* 66	72.6
6	6.6	110	121
10	11	* 132	145.2
15	16.5	220	232
* 20		* 380	418
30	33		



CI B E S I

TENSIONES NORMALIZADAS EN ALEMANIA (VDE)

Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV	Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV
1	2	3	4
10	11.5	110	125
20	23	150	170
30	35	220	250
45	52	300	330
60	70	380	420

Las tensiones señaladas con asterisco (*) son las normalizadas por el reglamento Español.



BIBLIOTECA



TENSIONES NORMALIZADAS EN FRANCIA (U.T.E.)

Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV	Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV
1	2	3	4
10	12	63	72.5
15	17.5	90	100
20	24	150	170
30	36	225	245
45	52	280	420

TENSIONES NORMALIZADAS EN INGLATERRA (E.B.S.)

Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV	Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV
1	2	3	4
11	12.5	132	145
22	24	150	170
33	36	220	245
44	49	275	300
66	72,5	230	360
88	100	380	420
110	123		



TENSIONES NORMALIZADAS EN EE. UU. (A.I.E.E.)

Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV	Tensiones nominales KV	Tensiones máximas de servicio KV
1	2	3	4
13.2	15	161	169
22	23	230	245
33	34.5	287	302
44	46	345	362
66	69	460	483
115	121	500	525
138	145		



TENSIONES MAXIMAS DE SERVICIO RECOMENDADAS POR EL COMITE

ELECTRONICO INTERNACIONAL

(C.E.I.)

Tensiones máximas de servicio

KV	100	123	145	170	245	300	362	420	525
----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Análisis de las tensiones normalizadas en el Ecuador.- A continuación se muestra el cuadro de tensiones normalizadas en el Ecuador, de acuerdo con el criterio del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.



TENSIONES NOMINALES Y MAXIMAS DE SERVICIO POR CATE-
GORIAS DE LAS LINEAS

Categoría de la línea KV	Tension nominal KV	Tensión máxima de servicio KV
A	4,16 6,3 13,8 22	4,5 7 15 24
B	34,5 44 69	38 48 72
C	138 161 230 345 460 500	145 170 245 360 483 525



Nivel 13,8 KV: Ante la necesidad de unificar criterio tanto en el diseño como en la construcción, en aras de una mayor y completa intercambiabilidad de procedimientos y materiales entre los distintos sistemas eléctricos regionales, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación decidió desde hace algunos años la adopción de un nivel único de voltaje para ser usado en la distribución de la energía eléctrica en el país.

El voltaje seleccionado fué el más elevado entre la gama de niveles usado para tal efecto, por razones netamente económicas, por cuanto determinada sección de conductor se puede transportar más cantidad de energía a un voltaje mayor.

Actualmente este nivel de tensión se encuentra generalizado, e inclusive existen normas de construcción publicadas por INECEL al respecto. En este reglamento se ratifica esa decisión tomada anteriormente por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación señalándose como nivel de tensión mínimo a usarse en distribución el de 13,8 KV.

Cabe mencionar que existe en la actualidad, en la práctica común otro nivel de tensión cuyo valor es muy parecido al que se propone, éste es el nivel 13,2 KV el mismo que se ha excluido del cuadro de tensiones normalizadas por convenir a los propó



sitos del presente reglamento.

Nivel 34,5 KV: En los últimos tiempos, debido al rápido crecimiento de las áreas urbanas y rurales, y debido a una demanda cada vez más creciente de la industria en el país, algunas empresas eléctricas regionales han realizado estudios económicos comparativos con la finalidad de cambiar el voltaje de distribución de 13,8 KV. por el de 34,5 KV.

El voltaje de 34,5 KV será previsto para uso en líneas de sub-transmisión hacia áreas de consumo medio, pero por razones que mencionamos podrá usarse según convenga en sistemas de distribución.

Al respecto cabe hacer referencia a un estudio realizado por la Empresa Eléctrica Milagro C.A. (*), según el cual se deduce que es más económico, para las condiciones de determinada carga instalada, y la relación de crecimiento de la misma, usar el nivel de tensión 34,5 KV en lugar del nivel 13,8 KV.

Específicamente se dá un ejemplo: la línea a El Triunfo - Bucay que con un voltaje nominal de 13,8 KV y conductor más económico 266 MCM ACSR, tiene un costo inicial de S/. 3'211.985 y cos

(*) Líneas Primarias de Distribución y Transmisión - Estudio Económico Comparativo para Voltajes Diferentes - Empresa Eléctrica Milagro C.A.



to anual de operación de S/. 496.824; en cambio con el voltaje nominal de 34,5 KV y conductor más económico 2 ACSR tiene un costo inicial de S/. 1'711.885 y costo anual de operación de S/. 312.338.

Por las razones anteriormente expuestas, y con la tendencia actual a usar el nivel de 34,5 KV en distribución, se ha desechado definitivamente el nivel 22 KV, ya que al no representar ninguna ventaja económica crearía mayor confusión debido a la inclusión de materiales y normas de procedimientos particulares para ese nivel.

Nivel 69 KV: Por razones similares expuestas en el párrafo anterior, se decide escoger entre los niveles de subtransmisión usados en la actualidad, como son 44 KV y 69 KV, una de las dos tensiones, y por supuestos se ha seleccionado el último de los mencionados.

Actualmente ya existen líneas construídas al nivel de 69 KV, tanto en la Costa como en la Sierra y su construcción también será objeto de una normalización por parte de Inecel.

Niveles superiores: En la actualidad, debido a los grandes consumos de energía eléctrica, y debido a las grandes distan-



cias que separan las fuentes de generación hidroeléctricas de los centros de carga, ha sido necesario incrementar el voltaje de transporte con el fin de conseguir costos mínimos de instalación y operación.

Es una práctica actual denominar como líneas de alta tensión únicamente a aquellas cuya tensión está por debajo de los 200 KV. En cambio se han creado dos rangos mas de niveles de tensión, el "extra alto voltaje" que comprende niveles entre los 200 KV y 765 KV y el "ultra alto voltaje" para niveles sobre los 765 KV.

Los voltajes mas adecuados para ser aplicados en determinados proyectos, tratándose de rangos de voltajes por encima del grupo de altos voltajes, son aquellos que resultan del análisis exhaustivo y laborioso de los diferentes factores que tienen relación con una línea de transporte como son la carga, el costo de aislamiento, costo de estructuras, distancias de seguridad, pérdidas I^2R de la línea, pérdidas por efecto corona, regulación de voltaje, protecciones, etc.

De todos estos factores, el más importante es la mayor o menor exactitud en la predicción de la demanda, ya que una línea de transporte como se determina en otra parte del reglamento debe

ser calculado por un funcionamiento mínimo de 5 años, con lo cual resulta que si éste cálculo ha sido subdimensionado, la línea se copará antes del tiempo previsto y no alcanzará a amortizarse debiendo por el contrario invertirse en la construcción de una nueva línea.

En los estudios realizados con relación al sistema nacional interconectado, se elaboraron numerosas alternativas, con la adopción de varios niveles de tensión para las mismas líneas, resultando finalmente que la configuración del esquema de transmisiones más aceptable económicamente es el que contiene los niveles 138 - 230 y 345 KV.

Al tiempo de realizar este trabajo, ya se han adoptado los niveles de tensión mencionados para los distintos proyectos que están en realización, por lo cual se adoptan como voltajes normalizados.

En el cuadro correspondiente se han incluido además otros niveles por arriba y debajo de estos niveles, a los cuales deberán ajustarse en el futuro cualquier cálculo de alternativa o modificación al actual proyecto de interconexión. Estos niveles han sido tomados de la tabla de niveles de los Estados Unidos y guardan relación con las prescripciones para máximos voltajes de servicio recomendado por la Comisión Electrotécnica Internacional C.E.I.

CLASIFICACION DE LAS LINEAS.-

La clasificación que se propone en el presente reglamento se basa en el criterio de distinguir las líneas en razón de su fun - ción. Así, se ha clasificado en la categoría A a aquellas líneas que sirven únicamente para distribución, en la categoría B , las que sirven para subtransmisión y en la categoría C , las que sirven para la transmisión de la energía eléctrica.

La razón de distinguir a las líneas según éstas tres categorías no es otra que la de facilitar sus referencias en el presente reglamento.

NORMALIZACION DE PLANOS.-

La reglamentación sobre la forma y tamaños de los planos que se usan en los proyectos de líneas de alta tensión es muy importante desde el punto de vista de los objetivos del presente trabajo, cual es el de realizar un ordenamiento en todos los niveles del sector eléctrico del país.

Al respecto se han analizado las reglamentaciones existentes tanto en Inecel así como en otros países, con el objeto de aplicar criterios similares en aras de una mejor comprensibilidad en los procedimientos. Se investigaron las reglamentaciones existentes

en Colombia (ICEL) y en Alemania (Norma DIN), no encontrándose patrones similares en dichas reglamentaciones, por lo cual se decidió aplicar propios criterios en el presente reglamento, tomando en cuenta por el contrario las disposiciones puestas en uso por INECEL desde hace algún tiempo con el objeto de no causar molestias en la organización y planes de trabajo actualmente utilizados en el mencionado Instituto.

La oficialización de una reglamentación de este tipo será de beneficio para todas las entidades que se dedican a este tipo de trabajos relacionado con la realización de proyectos de líneas, ya que no solamente se hará más fácil la lectura e interpretación de planos sino que inclusive podrán mandar a confeccionar hojas de papel plano que tengan los recuadros, y tarjetas impresas, con lo cual se economizará tiempo en la ejecución de los trabajos de dibujo.

PROYECTO.-

En éste capítulo se realizó un estudio de toda la reglamentación utilizada por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación en las diferentes especificaciones técnicas elaboradas para la convocatoria a licitaciones y la fiscalización de las construcciones de líneas de alta tensión.

Del estudio realizado se consiguió eliminar algunas diferencias encontradas en una y otra publicación de dichas especificaciones y sobre todo aumentar disposiciones sobre el replanteo de las líneas, que no constaban en las mencionadas especificaciones.

Para la realización de éste trabajo particular, se contó con la ayuda y asesoramiento del Ingeniero Rafael Oña, experto topógrafo del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

DISEÑO ELECTRICO: Generalidades.-

Se menciona en el numeral 6.1.6 que "Una línea de alta tensión destinada al transporte de energía eléctrica debe ser proyectada para suplir la demanda en un período mínimo de cinco años".

Sobre ésta disposición cabe hacer una breve explicación del criterio utilizado al respecto. Se investigó acerca de la confiabilidad obtenida en los proyectos de líneas para plazo entre cinco y veinte años, observándose que en general, para plazos mayores de diez años la predicción de la demanda no resulta confiable por cuanto se aparta demasiado de los valores previstos.

Estas investigaciones se efectuaron en publicaciones de experiencias obtenidas en los Estados Unidos, por lo cual se tomó como -



Límite promedio máximo de cálculos de proyección de la demanda el plazo de diez años.

Por otro lado, considerando que las diferentes instituciones públicas del país realizan sus programaciones de trabajo por períodos de cinco años, o sea por quinquenios, se consideró conveniente limitar el cálculo de la proyección de la demanda al plazo mínimo de cinco años, por cuanto la planificación en el sector eléctrico está íntimamente relacionada con otros planes de desarrollo como son el agrícola, industrial, habitacional, etc.

DISEÑO ELECTRICICO: Efecto Corona.-

A.- Introducción:

Las pérdidas por efecto corona, o simplemente pérdidas por corona, ocurren en los conductores de las líneas de transmisión cuando el nivel de voltaje de los mismos alcanzan valores tales que igualan el esfuerzo de ruptura del aire.

Este fenómeno genera, en la región del conductor donde se produce, calor, luminosidad y radio interferencia, lo cual significa en definitiva desprendimiento de energía electromagnética que debe ser suplido por la fuente generadora.

Estas pérdidas de energía y sus consecuencias económicas han sido objeto de estudios por cerca de medio siglo. Aún en el período de construcciones de líneas de extra alto voltaje que siguieron a la segunda guerra mundial, no se conocían las causas que producían este fenómeno, ni peor aún la forma de controlarlo, - por lo cual resultaba imposible predecir la magnitud de los efectos económicos que tal efecto corona producía. Por esta razón los estudios del efecto corona ha sido incluido en la mayoría de las líneas construídas en los últimos años.

Los estudios realizados sobre la materia, han dado por resultado la recopilación de gran cantidad de datos estadísticos en base a diferentes factores como por ejemplo características geométricas de los conductores, niveles de tensión de los mismos o condiciones climatológicas asociadas a ellos.

Por estos mismos estudios se ha llegado a comprobar que las pérdidas por corona fluctúan entre valores que van desde unos pocos KWS por milla, en condiciones climatológicas normales, hasta valores de cientos de KWS por milla en condiciones de lluvia o nieve.

El promedio general de pérdidas por corona aún así es muy pequeño, comparado con las pérdidas I^2R de la línea, pero a pesar de ello,

donde si tiene importancia el fenómeno es en los picos de pérdidas ya que debemos considerar que esa energía debe ser suplida por las plantas generadoras y en el peor de los casos debe ser adquirida para satisfacer dicha demanda.

Visto el problema desde este punto, si consideramos que dicho pico de pérdida puede coincidir con el pico de demanda de la carga, se necesita que este fenómeno pueda ser bien definido para poder a su vez realizar un diseño adecuado de la línea.

En la actualidad, debido a los datos estadísticos mencionados que se han obtenido de las investigaciones realizadas en los últimos años, se puede realizar una predicción más aceptable acerca del comportamiento de una línea con relación a este fenómeno.

B.- Resumen de las investigaciones realizadas:

Experiencia en los Estados Unidos.- Las investigaciones acerca del fenómeno de corona comenzaron desde antes de la segunda guerra mundial, y se intensificaron después de la misma con la construcción de las líneas de extra alto voltaje y las investigaciones realizadas por las grandes industrias eléctricas como la Westinghouse y General Electric Company.

En 1911, Peek y sus colaboradores encontraron que para conductores secos y limpios, las pérdidas por corona a frecuencia industrial de estado estable podía ser expresado por la fórmula:

$$P = C (V - V_0)^2 \quad (1)$$

En la que:

P = Pérdidas de la línea en KW.

C = Constante.

V = Voltaje rms a neutro.

V₀ = Voltaje de inicio del efecto corona,
rms a neutro.



Sin embargo esta ley no fué válida para altos valores de voltaje.

En 1924, Ryan y Henline propusieron la ecuación para pérdidas en condiciones climatológicas normales, de la forma siguiente:

$$P = 4 f C V (V - V_0) \quad (2)$$

En donde:

f = Frecuencia del voltaje aplicado.



C = Capacitancia de línea a neutro.

V = Voltaje de inicio del efecto corona.

En la ecuación (2) se puede considerar que el término " $4 f C (V - V_0)$ " representa la corriente de corona, debido a la relación conocida $P = V I$.

En 1927 Holm investigó teóricamente el mecanismo de pérdidas por corona entre dos conductores paralelos y sus resultados coincidieron con la ecuación (2).

En 1933, Peterson, en una discusión de la A.I.E.E. propuso una fórmula para condiciones climatológicas normales, de las pérdidas monofásicas por corona.

$$P = \frac{0.0000337}{\left(\log \frac{2.5}{d}\right)^2} f V^2 F \quad (3)$$

Donde:

P = Pérdidas en KW/ milla de conductor.

f = Frecuencia en ciclos.

V = Voltaje efectivo aplicado, línea a neutro. KV.

s = Espaciamiento entre conductores.

d = Diámetro del conductor.

F = Un factor de corona, el mismo que fué determinado mediante pruebas y está en función de la relación $\frac{V}{V_0}$.

Una de las dificultades con el uso de estas fórmulas es que las pérdidas por corona en condiciones de clima normal son insignificantes, tanto eléctrica como económicamente hablando, para la mayoría de los casos.

Investigaciones realizadas en Canadá: Debido al gran desarrollo experimentado por Canadá en el sector eléctrico, y por cuanto las centrales hidroeléctricas se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo, este país tuvo que emprender en la construcción de líneas a voltajes comprendidos en el rango de extra alto voltaje.

Por esta razón se realizaron investigaciones acerca del fenómeno de corona en los distintos proyectos que se llevaron a cabo, muchos de los cuales se publicaron en un trabajo preparado por Ingenieros de la " Hydro Electric Power Commission" de Ontario.

Concretamente, las pruebas fueron ejecutadas en dos líneas de



500 KV y 2.500 piés de longitud, con las tres fases en el mismo plano horizontal y con estructuras de madera. Se usaron vatímetros para medir la energía perdida por corona.

Por otro lado, en un trabajo presentado por O. Nigol y J.G. Cassan, titulado " Corona loss Research at Ontario Hydro Cold Water Project " a la " A.I.E.E. Transactions ", se desarrolla una ecuación de pérdidas por corona, para conductores sencillos y cableados, de la siguiente forma:

$$P = (K f r^2) \Delta P \div 2 \pi E_e^2 \left(\ln \frac{E_e}{E_0} \right) \quad (4)$$

donde:

P = Pérdida por corona en KW/ milla.

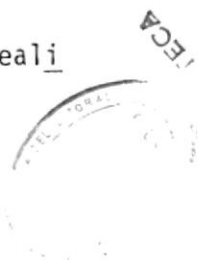
K = Constante condicionada por condiciones de superficie del conductor y de condiciones atmosféricas.

f = Frecuencia en Hertz.

E_e = Gradiente superficial efectivo en KV rms por centímetro.

ΔP = Porción angular de la superficie del conductor en gradientes de corona.

Aplicada esta fórmula a las medidas de pérdidas por corona reali





zadas según se detalló anteriormente, no produjeron buenos resultados, no encontrándose explicación alguna para esta discrepancia en los resultados. De todas maneras, por las pruebas realizadas se concluyó que las pérdidas por corona obtenidas en tiempo bueno son completamente despreciables desde el punto de vista económico y cuando se opera la línea en condiciones normales. En cambio las pérdidas obtenidas cuando la superficie del conductor se afectaron por la presencia de gotitas de agua o copos de nieve, fueron mayores y de consideración.

Investigaciones realizadas en Alemania.- Al igual que los Estados Unidos, la mayor parte de las investigaciones sobre el fenómeno de corona comenzaron a partir de la segunda guerra mundial, a pesar de que Prinz y otros ya realizaron importantes investigaciones por el año 1940 y antes.

Precisamente Prinz propuso que las pérdidas por corona, para tiempo bueno, podían representarse mediante la relación:

$$P = V^2 (V - V_0)$$

Donde:

V = Voltaje de cresta de línea a neutro y monofásico.

V_0 = Voltaje de inicio de corona.

P = Pérdida por corona.

Después de la segunda guerra mundial, se realizó un gran trabajo acerca de la investigación del fenómeno. Uno de los mas importantes trabajos fué realizado por R. Bartenstein y sus asociados, cuyos resultados fueron publicados en un libro en el año 1958.

Como resultado de estos trabajos se logró graficar numerosas curvas estadísticas de pérdidas por corona para diferentes condiciones eléctricas y atmosféricas.

Investigaciones realizadas en Rusia.-

Las investigaciones acerca del fenómeno en este país se han realizado también a lo largo de muchos años. Ellos han experimentado sobre una línea de 500 KV de las cuales han llegado a las siguientes conclusiones: Que las pérdidas obtenidas son del orden de los 12 KW/KM (tres fases) lo cual solamente representa el 5 o 7 por ciento de las pérdidas por I^2R obtenidas en el mismo período.

Además informan que los picos de pérdidas obtenidos son del orden

de los 313 KW/KM bajo lluvia y de 374 KW/KM bajo nieve.

C.- Estudios realizados en nuestro país:

Dentro del estudio que actualmente se realiza en el sistema nacional de interconexión, cabe mencionar los resultados obtenidos acerca del fenómeno de efecto corona, por cuanto dichos estudios han sido realizado tomando en cuenta nuestras condiciones tanto atmosféricas como eléctricas y por cuanto los cálculos al respecto se han realizado en base a voltajes y conductores optimizados para ser usados en el mencionado proyecto de interconexión nacional.

Me refiero particularmente a un estudio realizado para el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (*) realizado en base de los niveles 230 KV y 345 KV con conductores 1113 MCM ACSR un solo conductor por fase y 1272 MCM ACSR dos conductores por fase, respectivamente.

Lineas a 230 KV.- Para este nivel de tensión fueron determinadas las pérdidas en un rango de conductores desde 636 MCM ACSR y superiores, encontrándose que las pérdidas para dicho (636 MCM) fueron de 9 KW/ KM y para una densidad relativa del aire de 0,67,

* Ref: "Estudio realizado por el Ingeniero Nelson Salazar para IECO.- "
INTERNATIONAL ENGINEERING COMPANY.INC.

Para los diámetros superiores de conductores, dichas pérdidas se redujeron.

Líneas a 345 KV.- En este rango de tensión, los cálculos efectuados para líneas de un solo conductor por fase, resultaron de gran consideración, en cambio para líneas con dos conductores por fase el efecto corona se redujo notablemente.

Como conclusión del estudio realizado se muestra una tabla de pérdidas por corona en las diferentes secciones de líneas de transmisión del sistema nacional interconectado, la cual se muestra a continuación para dar una mejor idea de la magnitud de dichas pérdidas:

<u>LINEA</u>	<u>Pérdidas por corona KW/ KM/ circuito trifásico.</u>
Paute - Guayaquil	3,53
Paute - Boliche	3,75
Boliche - Guayaquil	2,45
Boliche - Toachi	2,51
Toachi - Quito	4,15
Quito - Coca	4,50



D.- Conclusiones:

Tomando en consideración lo anteriormente expuesto, se ha dispuesto en el presente reglamento que las líneas de la categoría A no necesitan de cálculos relacionados con el efecto corona, dejando solamente para la comprobación del mencionado fenómeno, a las líneas de las categorías B y C .



DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Generalidades

Se define por distancias de seguridad a las separaciones necesarias que deberán guardar las partes vivas de las líneas de alta tensión con el objeto de conservar un margen de seguridad tanto para las partes mismas de la instalación como para las personas que directa o indirectamente tienen relación con ellas durante las etapas de explotación y mantenimiento.

Estas distancias se resumen en los siguientes tipos, los cuales se analizarán más adelante:

- A) Distancia de conductores al terreno.
- B) Distancia de conductores entre sí.
- C) Distancia de conductores al apoyo.

Comprende además este capítulo, todas aquellas prescripciones de seguridad relacionadas con las construcciones, como son vegetación accidentes geográficos, etc. que son atravesados por las líneas durante su recorrido.

Criterios de seguridad

Existen en la práctica actual de construcción y explotación de líneas de alta tensión muy diversos criterios acerca de las distancias de seguridad.

En general todas las prácticas y disposiciones de uso común sobre esta materia tienen un fundamento empírico, ya que ellas se basan exclusivamente en la práctica y en la experiencia obtenidas a lo largo de años de trabajo sobre la materia. Por otro lado, el mayor o menor grado de importancia que tiene una construcción de éste tipo para determinada zona o sistema, es causa decisiva para aumentar o disminuir las distancias de seguridad.

El criterio de seguridad también depende en mucho del factor económico, así vemos por ejemplo que en países como los Estados Unidos de Norte América, se prefiere sacrificar costos iniciales en favor de una mayor y completa seguridad en el funcionamiento de una línea, mientras que en otros países como los europeos por ejemplo, se prefiere correr el riesgo antes que invertir mayores sumas de dinero en una seguridad excesiva que quizás nunca se utilice.

En el presente reglamento se han tomado ambos criterios como base para la selección de los valores mínimos de distancias, haciendo uso de la experiencia adquirida en este campo por los de más países que cuentan desde hace mucho tiempo atrás con regla-mentaciones de este tipo

Se han tomado en consideración por supuesto las condiciones particulares de nuestro país, tales como clima, altitudes, vegeta-ción, etc. de tal forma de no exagerar ni reducir demasiado las distancias de seguridad, que como se expresó anteriormente en de definitiva, se refleja en el aspecto económico del proyecto.

Distancias de seguridad usadas en otros países.-

Para una mayor claridad de las recomendaciones expuestas en el presente reglamento, a continuación se hará un análisis de las prácticas comunes de seguridad en otros países. Para mayor cla-ridad se evitará referirse a aquellas líneas o categorías de lí-neas cuya tensión no está comprendida dentro del alcance del pre-sente reglamento.

Primeramente se citarán aquellas que corresponden a países sudamericanos asociados al CIER "Comisión de Integración Eléctrica Regional", de cuyas publicaciones se han tomado los datos. Co-

mo en la mayoría de estos países, incluyendo al Ecuador, no existen todavía normas o reglamentos publicados con carácter nacional, se transcriben los criterios de las diversas empresas - más importantes de cada país.

ARGENTINA.- Empresa Provincial de Energía de Córdoba. EPEC.

ALTURAS LIBRES DE CONDUCTORES

	Telec.	66 KV	132 KV
zona urbana	8,50	8,50	9
En propiedad privada, crece o zona de camino rural. Por ruta o camino nacional o provincial a más de 15 m. del borde de la calzada	6	6,20	7
Cruce de ruta o camino nacional o provincial. Por ruta o camino nacional o provincial a 15 m. o menos del borde de la calzada	7	7,20	8

DISTANCIAS MINIMAS ENTRE CONDUCTORES DE LA MISMA LINEA.-

$$d = K \quad f_m + h_a + \frac{U}{150}$$

mínimo 0,5 m.

Donde:

d = distancias mínima en metros.

U = tensión entre fases en los conductores de energía a inducida en los de Telecomunicaciones en KV.

f_m = flecha máxima del conductor en reposo en m.

h_a = longitud de aislación suspendida en m.

K = coeficiente según la tabla siguiente:

Disposición de los conductores.	Angulo de inclinación del conductor			
	hasta 40°	más de 40° y hasta 55°	más de 55° y hasta 65°	mas de 65°
Todos en un mismo nivel	0,60	0,62	0,65	0,70
En triángulo equilátero con dos en un mismo nivel.	0,62	0,65	0,70	0,75
Cualquier otra disposición.	0,70	0,75	0,85	0,95

DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES DE LINEAS DISTINTAS QUE CORREN PA-RALELAS

$$d = k' f_m' + h_a' + \frac{U_s}{150}$$

mínimo 0,5 m.

Donde:

k' = mayor coeficiente que los que corresponden según la tabla anterior.

f_m' = mayor de las dos flechas máximas de los conductores en reposo, en ambas líneas.

h_a' = mayor de las dos longitudes de aislación en m. (con aislación de apoyo o suspensión en amarre $h_a' = 0$).

U_s = Suma de las dos tensiones nominales de ambas líneas.

DISTANCIA ENTRE PUNTOS FIJOS DE DOS CONDUCTORES

$$d = \frac{U_s'}{100} \quad \text{mínimo } 0,3 \text{ m.}$$

Donde:

U_s = suma de las dos tensiones de fase (tensiones con respecto a tierra de ambos conductores).

DISTANCIA ENTRE CONDUCTOR DE PROTECCION Y DEMAS CONDUCTORES.

Será la que resulte de aplicar el método de Langrehr para conductores en reposo, con las siguientes limitaciones:

- 1.- En la condición climática C - temperatura - 10°C, presión por viento o Kg/m^2 - , la flecha máxima del conductor de protección será el 10% menor que la de los conductores de energía.
- 2.- La distancia entre conductor de protección y cualquiera de los conductores de energía no podrá ser menor que la calculada para los conductores de energía entre sí.

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES DE LINEAS QUE SE CRUZAN

	Telec.	13,2 KV	33 KV	66 KV	132 KV
Telecomunicación	0,6	1,8	2,6	2,8	3,8
13,2 KV	---	1,2	1,2	1,5	2,8
33 KV	---	---	1,5	1,9	3,2
66 KV	---	---	---	2,5	3,8
132 KV	---	---	---	---	5.0

Para cruces en un mismo apoyo, las distancias se reducirán en un 40 %, con un mínimo de 0,3 m.

Para cruces de línea de cualquier tensión con líneas de baja tensión (230/380 V), la separación mínima será de 1,5 m.

Cuando una o ambas líneas que se cruzan tengan conductor de protección, las distancias de los conductores de energía de una al conductor de protección de otra será:

$$d = 0,1 \div \frac{U}{150} \quad \text{mínimo } 0,4 \text{ m.}$$

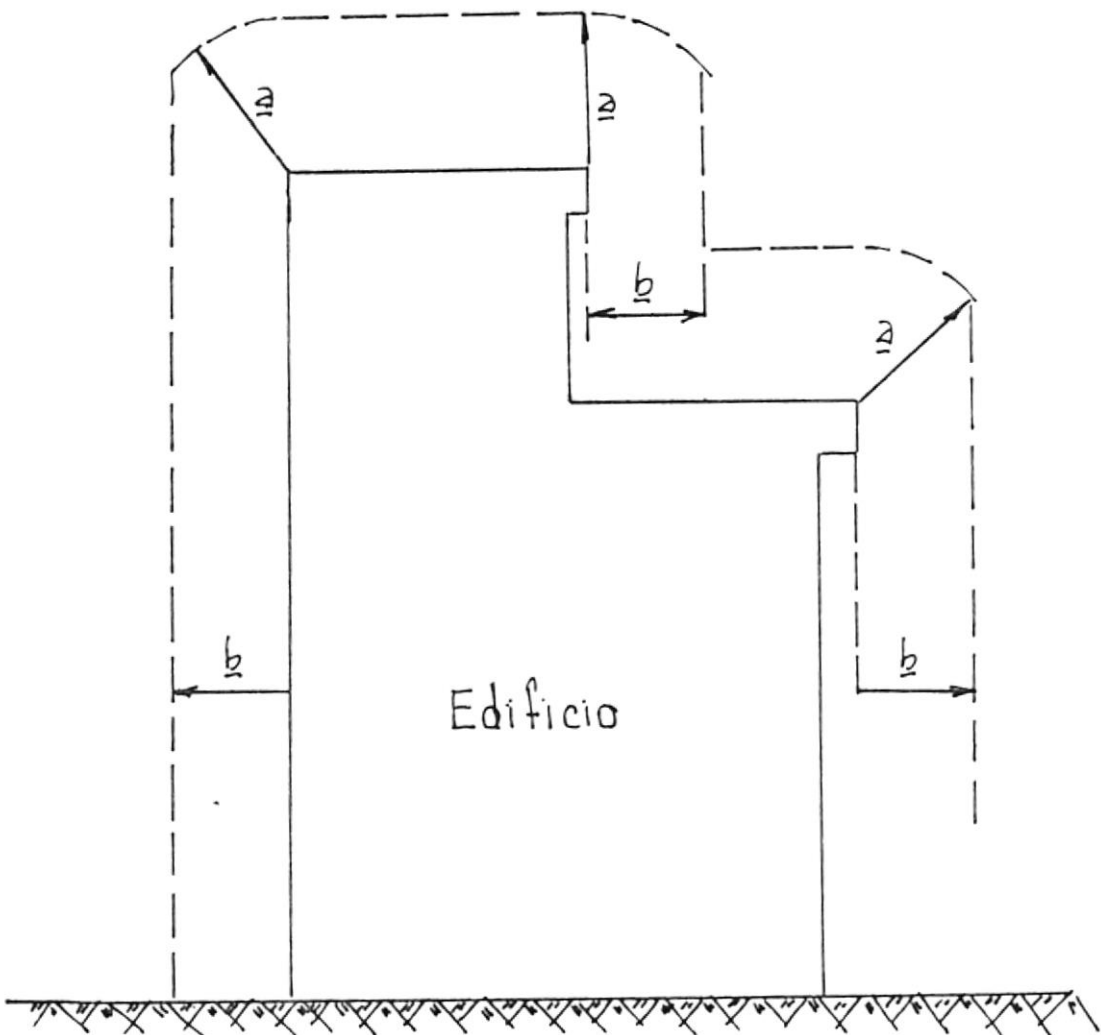
Esta distancia se aplicará cuando la suma de las distancias del punto de cruce con cada uno de los apoyos más cercanos de cada una de las líneas, sea igual o menos de 30 m. Si la suma es mayor de 30 m. la distancia vertical se aumentará en 1 m. por metro de exceso.

DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES DE ENERGIA Y EDIFICIOS, ESTRUCTURAS A TIERRA NO PERTENECIENTES A LAS LINEAS ELECTRICAS, O ACCIDENTES DEL TERRENO ACCESIBLES A PERSONAS.

(Ver gráfico en la siguiente página) La distancia a mínima

en la condición climática A - temperatura 50 °C presión por viento 0 Kg/m^2 -será de 4 m.

La distancia horizontal b mínima en la condición climática B -temperatura 10°C presión por viento 59 Kg/m^2 - será de 2,5 m. pa
ra líneas de 66 KV y de 3 m. para líneas de 132 KV.



Cuando la línea ocupa zonas públicas pertenecientes a calles o caminos, en zonas urbanas, se mantendrá la distancia b respecto a un plano vertical que pase por la línea de separación entre la vía pública y la propiedad privada y cumplirá con ambas distancias para cualquier parte que sobresalga de ese plano e invada el espacio aéreo de la zona pública.

Empresa Agua y Energía Eléctrica A.Y.E.E.

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES EN LA MITAD DEL VANO



$$D = b + c$$

$$\text{Distancia base } b = f \text{ máx} + 1 \quad k$$

$$\text{Distancia de tensión } c = \frac{U_n}{150}$$

$$D = k \quad f \text{ máx} + 1 + \frac{U_n}{150} \quad \text{m.}$$

Donde:

D = separación entre conductores (m).
mínimo el valor k expresado en me
tros.

k = Coeficiente que depende de la osci
lación de los conductores con el
viento. (ver tabla)

$f_{\text{máx}}$ = flecha máxima del conductor a la máxima temperatura (m).

l = longitud de la cadena de suspensión (m)

DISTANCIAS MINIMAS ENTRE CONDUCTORES DE LINEAS QUE SE CRUZAN

VANO (D)	distancia entre el lugar de cruce y el apoyo más próximo					
	$30 \leq \frac{d}{d} \leq 50$	$50 \leq \frac{d}{d} \leq 70$	$70 \leq \frac{d}{d} \leq 100$	$100 \leq \frac{d}{d} \leq 120$	$120 \leq \frac{d}{d} \leq 150$	$150 \leq \frac{d}{d}$
13,2 KV $D \leq 100$ $100 \leq D \leq 150$	2,0 2,0	2,0 2,5	2,5			
33/66 KV $D \leq 200$ $200 \leq D \leq 300$	3,0 3,0	3,0 3,0	3,0 4,0	3,0 4,5	4,0 5,0	
132/220 KV $D \leq 200$ $200 \leq D \leq 300$ $300 \leq D \leq 450$	4,0 4,0 4,0	4,0 4,0 4,0	4,0 4,0 5,0	4,0 4,5 6,0	5,0 5,0 6,5	5,5 7,0 7,0
330/500 KV $D \leq 200$ $200 \leq D \leq 300$ $300 \leq D \leq 450$	5,0 5,0 5,0	5,0 5,0 5,5	5,0 5,5 6,0	5,5 6,0 7,0	6,0 6,5 7,5	6,5 7,0 8,0

DISTANCIAS MINIMAS ADMISIBLES EN METROS

Características de la zona y accidentes que cruzan la línea	DISTANCIAS MINIMAS ADMISIBLES						
	TENSION DE SERVICIO (KV)						
	6,6 13,2	33	66	132	220	330	380 500
1.- Zonas pobladas urbanas y suburbanas de ciudades, pueblos y villas, indust., granjas, etc.							
a) distanc.al suelo	7	7	7,5	8	8	8,5	8,5
b) distanc.a edificio.	3	4	4	5	5	5,5	6
2.- Zonas rurales, campos de pastores y labrado, estancias, etc.							
a) distanc.al suelo	5,5	6,5	6,5	7	7,5	8	8,5
b) distanc. a árboles de alt. mayor a 4 m.	--	6	6	6,5	7	7,5	8

(Sigue en la siguiente página)

Continuación:

Características de la zona y accidentes que curzan la línea	DISTANCIAS MINIMAS ADMISIBLES						
	TENSION DE SERVICIO (KV)						
	6,6, 13,2	33	66	132	220	330	500
3.- Zonas despobladas y accesibles. a) distanc. al suelo	5,5	6	6	6,5	7	7,5	8
4.- Zonas despobladas no accesibles. a) distanc. al suelo.	4,5	5	5	5,5	6	6,5	7
5.- Campos de deporte	prohibido el cruce						
6.- Autopistas, rutas nacionales y provinciales. a) distanc. a la calzada	7	7	7,5	8	8	8,5	9,5

CHILEEmpresa Nacional de Electricidad (E.N.D.E.S.A.)

La República de Chile tiene una reglamentación en lo que se refiere a líneas aéreas de alta tensión, denominado "Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes".

El Artículo 107 del mencionado reglamento, a este respecto dice lo siguiente:

"Como regla general, la altura mínima de los conductores sobre el suelo, a la temperatura de 30°C y con el conductor sin sobrecarga será la indicada en la tabla que sigue"

	DISTANCIA MEDIDA VERTICALMENTE EN M.		
	Categoría B		Categoría C
	Fase	neutro	Fase
Regiones poco transitables (montañas, praderas cursos de agua no naveg.)	5,5,	4,6	6 + 0,006 por KV
Regiones transitables localid. caminos princ. calles y plazas públic.	6	5,5	6,5 + 0,006 por KV
En cruces de caminos y calles	6	5,5,	6,5 + 0,006 por KV



Nota: Categoría A: Baja tensión, voltaje hasta 1000 voltios
Categoría B: voltaje hasta 25.000 voltios
Categoría C: voltaje superior a 25.000
voltios.

"A título excepcional con la aprobación de la Dirección (hoy Superintendencia de sêrvicios eléctricos y telecomunicaciones), se podrá reducir esas alturas cuando por las características lo cales o por medidas especiales, es imposible entrar en contacto con la línea".

"Cuando se trata de cursos de agua navegables, la altura de los conductores deberá ser tal que permita el libre pase de los barcos".

"En los puntos de cruzamientos de líneas eléctricas con otras líneas o con vías férreas se tendrán presente las disposiciones del reglamento de cruces y paralelismos, al determinar la altura de los conductores".

ALEMANIA

Normas V D E

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

A.- Para conductores de igual sección, material y flecha, la distancia en la mitad del vano está dada por la fórmula:

$$a = k \sqrt{f + l_k} + \frac{U_n}{150} \quad \text{metros}$$

mínimo k metros.

Donde:

f = flecha del conductor a 40°C en metros.

l_k = longitud de la cadena de suspensión en m.

U_n = voltaje nominal en KV

k = factor dado por la tabla siguiente:

Nota: Ver tabla en la página siguiente.

B.- Para conductores con desiguales secciones, materiales o flechas, se tomarán los valores más altos de la tabla (factor) para la determinación de distancias de acuerdo con la fórmula en el literal A. En caso de flechas desiguales la separación mínima en la mitad del vano se tomarán con respecto a la mayor flecha. Estas separaciones serán chequeadas si se

mantienen cuando los conductores son desviados por el viento - con diferencia de velocidades de más de un 20%. En este caso una separación de $\frac{U_n}{150}$ en metros debe ser observado, mínimo

0,2 m.

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y ESTRUCTURA

Será igual a $\frac{U_n}{150}$ m. mínimo 0,15 m.

Cuando se trate de cadenas de aisladores, se considerará la desviación producida por el viento actuando sobre la misma.

(Sigue en la siguiente página)

VALORES PARA EL FACTOR K

No	1	2	3	4	5
	s e c c i ó n	n o m i n a l m m ²			
1	Cobre-bronce a- cero	16 *	25 35	50 70 95 *	95
2	Aluminio y sus aleaciones	35 50 70 95 120 * 150 *	150	---	
3	A.C.S.R.	35/6 * 50/8 * 70/12	95/15 120/20 150/25* 125L30* 50/30 44/32	185/30 385/35 210/35 450/40 240/40 560/50 265/35 170/40 300/50 210/50 340/30 95/55 380/50 120/70 435/55 105/75	550/70 680/85
		f a c t o r k			
4	Conductores ins- talados en forma vertical, una so- bre otro.	0,95 (0,85)	0,85 (0,75)	0,75 (0,70)	0,70
5	Conductores ins- talados en trián- gulo equilátero con dos conduc. a una misma alt.	0,75 (0,70)	0,70 (0,65)	0,65 (0,62)	0,62
6	Conduct. instala- dos a una misma alt. uno al lado del otro	0,70 (0,65)	0,65 (0,62)	0,62 (0,60)	(0,60)

* Para estas secciones se tomará el factor k encerrado en paréntesis, para voltajes ^{hasta} ~~mayores~~ de 30 KV y conductores situados los 20 m. del suelo.

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y EL TERRENO

Se considerarán los siguientes casos:

A.- Campo abierto:

- desde el terreno 6 m.
- desde elevaciones de terreno inaccesibles al tráfico o deporte. 3 m.

B.- Terreno con bosques o árboles aislados:

- desde árboles bajo la línea 2,5 m.
- desde árboles a un lado de la línea:

Tomando en cuenta lo especificado en A, se aplicará lo siguiente:

1.- Árboles que son escalados para realizar cualquier trabajo:

- 1.1. En caso de conductores no desviados 2,5 m.
- 1.2. En caso de conductores desviados $\frac{U_n}{150}$ m.

2.- Árboles que no son escalados para realizar trabajos

$$\frac{U_n}{150} \text{ m.}$$

DISTANCIAS ENTRE EDIFICACIONES (RESIDENCIAL - COMERCIAL -
INDUSTRIAL) Y ENTRE CONDUCTORES

A. Cruce

- Con techo de material duro e incombustible 3m.
- Con techo de material blando y combustible 12 m.

B. Acercamiento y líneas paralelas

- Distancia lateral a las partes mas sobresalientes del edificio 3 m.

C. Las distancias mínimas deben ser ampliadas o aumentadas de acuerdo a disposiciones del Dpto. de Prevención de Incendios.

D. Las instalaciones de antenas no son consideradas como partes del edificio.

La distancia mínima a la parte más próxima de una antena será 1,5 m.

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y CAMINOS Y
AUTOPISTAS

A.- Cruce

- Distancia vertical al camino 7 m.

B.- Acercamiento y líneas corriendo paralelamente.

- Se aplicarán las mismas distancias que para líneas cruces.

DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES Y VIAS NAVEGABLES

A.- Cruce.

- Distancia vertical al punto más alto permitido para embarcaciones 2,5 m.

ESPAÑA

Reglamento técnico para líneas de alta tensión.-

DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

Está dada por la fórmula:

$$5,3 + \frac{U}{150} \quad \text{metros}$$

con un mínimo de 6 metros.

DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES ENTRE SI Y ENTRE ESTOS Y LOSAPOYOS

A.- Entre conductores:

Está dada por la fórmula

$$D = k F + L + \frac{U}{150}$$

Donde:

D = Separación entre conductores en m.

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla adjunta.

F = Flecha máxima en metros.

I = Longitud en metros de la cadena de aisladores de suspensión.

En el caso de conductores fijados en el apoyo por cadena de anarre o aisladores rígidos $L = 0$

U = Tensión nominal de la línea en KV



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

VALORES DE K

Angulo de oscilación	Líneas de 1a. y 2da. categoría	Líneas de 3a. categoría
Superior a 65 °	0,7	0,65
Comprendido entre 40 ° y 60 °	0,65	0,6
Inferior a 40 °	0,6	0,55

B.- Entre conductores y apoyo:

Está dada por la fórmula:

$$0,1 + \frac{U}{150} \quad \text{metros}$$

mínimo 0,2 metros.

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

Tomado de la publicación: REA bulletin 62,1

Distancias verticales mínimas en pies de conductores sobre tierra o rieles para dibujo de estructuras sobre perfiles topográficos.-

TABLA I-II

Naturaleza del terreno o rieles bajo la línea	TENSIONES KV L - L							
	34.5	46	69	115	138	161	230	345
Vías ferroviarias de transporte pesado	32	32	33	35	35	36	38	42
Calles públicas y pasos a desnivel	25	25	26	28	28	29	31	35
Áreas accesibles a personas a pie	19	19	20	22	23	24	25	29
Campos vultados	20	20	21	23	24	25	26	30
A lo largo de caminos en distritos rurales	22	22	23	25	26	27	28	32
Naturaleza de líneas que crucen por debajo								
Líneas de comunicación	8	8	9	11	11	12	14	18
Líneas de corriente hasta 50 KV	6	6	7	9	9	10	12	16

DISTANCIAS HORIZONTALES ENTRE CONDUCTORES

Está dada por la fórmula:

$$(0,025 \text{ feet por KV}) + (F S) + (0,71 L)$$

Donde:

ICU = Voltaje nominal línea a línea

S = Flecha final a 60 °F

L = Longitud de la cadena de aisladores

F = Un factor dado por la experiencia

puede ser entre 0,67 y 1,4

Se recomienda que para luces de transmisión se use F = 1 mínimo.

Existe una fórmula empírica propuesta por Percy Thomas la cual toma en cuenta el peso, diámetro, flecha, longitud de vano y tensión del conductor.

A continuación se muestra una modificación usada comunmente de esa fórmula:

$$d = \frac{(CD)}{W} (\% \text{ flecha}) + A + \frac{L}{2} \quad \text{en pies}$$

donde:

d = distancia horizontal en pies

D = diámetro del conductor en pulgadas

W = Peso del conductor desnudo, lb/ft

A = (distancia por voltaje) = 0,025 pies por KV

L = Longitud de la cadena de aisladores en
pies.

C = Hn factor de experiencia, se recomien-
da generalmente que C sea mayor de 1.25



)L



Distancias de seguridad recomendadas en el presente reglamento

Según lo expuesto anteriormente, se puede apreciar que existe gran similitud en la práctica común de los distintos países cuyas reglamentaciones al respecto se han analizado. Por otro lado, una vez revisados los reportes sobre este tema que han presentado algunos de estos países mediante publicaciones del CIER, se puede concluir que no existen fundamentos concretos sobre los cuales se basan las distancias de seguridad, sino más bien que ellas se deben a criterios lógicos y sencillos que en la mayoría de los casos obedecen al único propósito de interponer una razonable separación entre las personas y las partes vivas de una línea aérea de alta tensión.

En el presente trabajo se dan además de las recomendaciones de distancia entre conductores y la superficie de la tierra, recomendaciones para separaciones mínimas entre conductores entre sí y entre éstos y los apoyos, las cuales si bien no tienen una utilidad primordial en el diseño de una línea de alta tensión, ya que como se explican en otra parte de estas justificaciones, (niveles de aislamiento) este tipo de separaciones se determinan bajo otro punto de vista, se considera de utilidad dejar estatuido estas distancias para cualquiera otra circunstancia que pudiera presentarse en el desarrollo de un proyecto de línea de alta tensión, especialmente en su fase -

de construcción, y en la cual no necesariamente tengan que intervenir los criterios sobre niveles de aislamiento. Estos casos podrían ser por ejemplo, instalaciones interiores dentro de subestaciones, plantas de generador, etc.

La reglamentación existente en nuestro país

Hasta la presente fecha, existe una reglamentación usada por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), en lo que se refiere a distancias de seguridad, y que se encuentran resumidas en una tabla que contiene además otras prescripciones de seguridad tal como puede apreciarse en su transcripción hecha en la tabla del anexo No. 1.

No se ha encontrado objeción alguna a los valores indicados en dicha tabla, especialmente en lo que respecta a las distancias de seguridad entre conductores y el terreno, ya que como se mencionó anteriormente existe gran similitud en la práctica común de los demás países, y éstas también son similares.

Las fórmulas propuestas

Las fórmulas propuestas en el presente reglamento, son empíricas y han sido determinadas en base precisamente de los datos obtenidos de distancias de seguridad usadas tanto por INECEL,

como por otros países.

El objeto de presentar las recomendaciones de distancias de seguridad en base a fórmulas y no a datos concretos, se basa en el criterio de tener siempre una referencia para el cálculo de éstas distancias no solamente para el caso común de niveles de tensión normalizados y usados actualmente, sino también para cualquier nivel de voltaje tanto en el rango de voltajes normalizados como en aquellos niveles superiores que serán utilizados posteriormente.

En general, las distancias calculadas mediante las fórmulas, son iguales a aquellas utilizadas por INECEL en un rango de niveles de 13,8 KV. hasta 230 KV. tal como puede apreciarse de los cuadros presentados en los anexos N° 2 y 3.

Diseño eléctrico : nivel de aislamiento

A- Generalidades

El aislamiento de una línea aérea de alta tensión, especialmente de aquellas de las categorías B y C, se determinan en base a sobrevoltajes transientes que puede soportar la línea en determinadas circunstancias o momentos y en base a consideraciones de contaminación continental que en los últi

tiempos ha adquirido una considerable importancia. Los sobrevoltajes pueden ser de origen atmosférico como ser descargas directas sobre la línea o en la vecindad de ellas y de origen interno como por ejemplo los producidos por operaciones de conexión y desconexión de interruptores, o salidas bruscas de cargas importantes debido a fallas en el sistema.

De estos tres factores que inciden en el diseño del aislamiento de una línea, puede afirmarse que el más importante y que prácticamente es el que se determina la elección de un cierto nivel de aislamiento, es el que se refiere a sobrevoltajes atmosféricos.

Al respecto se puede hacer una clasificación adicional en lo que respecta a las transientes producidas por descargas atmosféricas. Existen sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas en la vecindad de una línea, que han resultado ser de poca consideración comparadas con aquellos producidos por descargas directas en las líneas, las cuales son en definitiva los que marcan actualmente la pauta en el diseño de aislamiento.

En el año 1.930, el doctor Fortescue fué el primero en exponer la teoría de las descargas atmosféricas directas como causantes de descargas a través de aisladores, o como se desig

nará a lo largo de esta exposición, "flameos de las líneas;" y en el año siguiente, el mismo investigador, publicó en unión de Conwell, una recomendación para la aplicación de la teoría de las descargas directas al diseño de líneas.

Desde esa fecha hasta la actualidad, la mencionada teoría ha sido usada y por consiguiente aceptada por la mayoría de diseñadores de líneas, especialmente de los Estados Unidos, en donde se ha comprobado la eficacia de esta teoría en base al comportamiento observado por las líneas diseñadas en base a esta teoría durante muchos años de funcionamiento.

En general, esta teoría presenta como su principal forma de protección al cable de guardia o "cable de pantalla", denominado así por la labor de apantallamiento que cumple para con los conductores de fase contra las descargas atmosféricas directas. El cable de guardia debe tener además otros medios - complementarios de protección, como son: un medio de conducción del gran flujo de corriente producido por el fenómeno y valores adecuados de resistencia de puesta a tierra de la torre para su disipación inmediata y eficiente.

Este medio de protección tiene como finalidad primordial el de limitar al mínimo los flameos que se pudieran producir entre

los conductores de fase y la parte metálica de la estructura de soporte, lo cual constituye en sí el objetivo de un buen diseño de una línea.

Existen además otras alternativas de protección para el caso de no usar cables de guardia, tales como los tubos de expulsión que limitan los sobrevoltajes hasta niveles adecuados para mantener la continuidad del funcionamiento de la línea, pero la experiencia en el uso del cable de guardia indican que es el medio más confiable y seguro de protección.

B- factores de diseño.-

Según lo anterior puede decirse que existen tres factores principales:

- 1º Sobrevoltajes producidos durante la operación de la línea, por desconexión y reconexión de la misma.
- 2º Sobrevoltajes producidos durante la operación de la línea, por descargas atmosféricas directas sobre la misma; y,
- 3º Contaminación ambiental.

C- Análisis de los factores de diseño.-

Respecto de los tres factores principales antes mencionados, puede decirse que en general, los tres ejercen influencia correlacionadamente en el diseño del aislamiento.

Si bien es cierto, que para líneas cuya tensión está comprendida en el rango de altos voltajes, o sea hasta 230 Kv, el primero de los factores nombrados no ha tenido una mayor intervención en el problema de aislamiento, ya que el diseño del mismo se ha realizado en base casi exclusivamente del segundo factor mencionado, en cambio para tensiones de operación del rango del extra alto voltaje o sea valores entre los 230 KV y 760 KV, los sobrevoltajes por desconexión y reconexiones han merecido una consideración especial.

Como en nuestro país, de acuerdo a la programación ya puesta en marcha en lo referente a líneas de transmisión; tendremos en su mayor parte líneas cuyo rango estará comprendido en la denominación de alto voltaje y solamente en su última etapa, o sea después de diez años aproximadamente se usará una línea de 345 KV, en este estudio se ha considerado obviar recomendaciones y disposiciones relacionadas con la influencia de los sobrevoltajes de operación.

De todas maneras, y esto es una práctica común de los diseñadores, para los niveles de tensión cercanos al rango de ex

tra alto voltaje, específicamente para líneas de 230 Kv, se deben realizar consideraciones de la influencia que pueda ejercer en el cálculo del aislamiento el factor primeramente mencionado.

En relación al segundo factor, como se mencionó anteriormente, durante la etapa de construcción y explotación de líneas de alto voltaje en todo el mundo, ha sido factor decisivo en el cálculo del aislamiento de una línea.

Los estudios e investigaciones realizadas al respecto, así como la tabulación de datos recogidos de líneas en operación, han dado como resultado la confección de tablas y curvas con las cuales es posible calcular rápidamente el comportamiento que ha de tener una línea, en base a parámetros definidos y que se pueden considerar standard en la práctica de la construcción de líneas, por lo cual en este proyecto de reglamentación se ha dado cabida al método mencionado como una forma de evaluar con la suficiente sencillez y claridad los requerimientos de aislamiento para líneas de las categorías A y B.

Para las líneas de la categoría C, se deja la alternativa de usar el método de las tablas y curvas o en su lugar usar el método del análisis particular y detallado de los parámetros que intervienen en el diseño, como son condiciones meteorológicas

cas existentes, valores de resistencia de puesta a tierra de las torres, espaciamentos libres entre conductores, etc.

La consideración que determinaría el uso de uno u otro método, será del tipo seguridad y confiabilidad del funcionamiento de la línea, y esto lógicamente estará condicionado por la importancia que tenga la línea a diseñarse.

Por último tenemos el factor contaminación ambiental, cuya participación en el diseño del aislamiento ha venido incrementándose en los últimos años, y es usado principalmente en las líneas de extra alto voltaje actualmente en construcción y estudio en otros países.

Se ha considerado incluir en el presente reglamento disposiciones al respecto, por considerar que el problema de la contaminación ambiental, aunque no tan importante como en otros países más industrializados, en nuestro país dentro de los siguientes años irá en aumento y sobre todo por cuanto una gran parte de las líneas a construirse estarán situadas en la costa donde existe la contaminación del tipo salino y en general en todo país existe la contaminación causada por el uso de fertilizantes y abonos químicos, ya que son utilizados en el sector agrícola.



BIBLIOTECA

El mecanismo de las fallas que pueden ocurrir en una cadena de aisladores, debido a la contaminación ambiental, puede explicarse como sigue:

Existe en el aire, partículas en suspensión procedente de diversos lugares como son: fertilizantes agrícolas, partículas de cemento, sal procedente del océano, basura, carbón, vapores ácidos procedentes de zonas industriales, etc., las cuales se depositan en la superficie de los aisladores produciendo su acumulación, durante los períodos secos un gran problema de reducción del nivel o esfuerzo de aislamiento de la cadena de - aisladores.

Las mencionadas impurezas, que generalmente llegan con algo de humedad, una vez depositadas sobre la superficie del aislador aumentan la corriente de fuga propia del aislador, en una forma considerable, produciendo este aumento de corriente de fuga, calor que a su vez evapora la humedad que contiene las impurezas. Esto da lugar a que se formen bandas secas sobre la superficie del aislador creándose entre los extremos de dichas bandas una gran resistencia que disminuye la corriente de fuga y aumenta por el contrario el gradiente de potencial, hasta tal punto que supera el nivel de aislamiento propio del aire que rodea a la banda iniciándose entonces el arco que luego se extiende a lo largo de toda la cadena, si consideramos que el pro-

ceso mencionado puede producirse simultáneamente a lo largo de toda la cadena.

Al respecto, y en base también a pruebas realizadas en diferentes países* se ha logrado conformar una tabla** que clasifica los ambientes según el tipo de contaminación que puedan soportar y para cada una de las clasificaciones de el valor de la distancia de fuga en un KV. referido al voltaje de línea o neutro de la línea. En base a este valor, que depende de los diferentes tipos de contaminación se puede calcular el número de aisladores requeridos en la cadena de aisladores.

La comprobación, mediante el cálculo del número de aisladores, en consideración a la tabla mencionada, tiene por objeto comparar con el número de aisladores calculados en base a los sobrevoltajes y tensiones de flameo producidos por las descargas atmosféricas.

Una forma de contrarrestar la influencia de la contaminación ambiental en la cadena de aisladores, es realizando un diseño adecuado de la forma de instalación de la cadena, en consideración de la mayor o menor importancia de la línea y el mayor o menor requerimiento de comprobabilidad que se desee tener de la línea.

* E.H.V. Transmission Line Reference Book - Pag. 278 - Tabla 7.1

** E.H.V. Transmission Line Reference Book - Pag. 279 - Tabla 7.2

En el anexo número 4 se dan algunas recomendaciones a la instalación de la cadena de aisladores, las mismas que están clasificadas en orden de eficacia para contrarrestar los efectos de contaminantes.

En efecto, el tipo de instalación mostrado en la figura (A) es el que más probabilidades tiene de fallas, debido a que la lluvia que cae sobre la cadena, no alcanza a lavar totalmente el aislador, en cambio el arreglo mostrado en la figura (D), es el de mayor eficacia y facilidad de instalación ya que se presenta como una cadena de suspensión normal, pero en cambio las dos cadenas laterales y extendidas casi horizontalmente ofrecen una porción correcta para un perfecto lavado del aislador durante la lluvia.

D- Descripción de los Parámetros de diseño

Los Parámetros que tienen que ver con la elección de tal o cual nivel de aislamiento de una línea, son los siguientes:

- A.- Hilo de guardia
- B.- Número de Aisladores
- C.- Resistencia de puesta en tierra
- D.- Distancias libres

E.- Condiciones Meteorológicas.

El hilos de guardia como se vió anteriormente tiene por objeto proteger a los conductores de fase de las descargas directas sobre la línea, y su forma de instalacion es sencilla y no tiene mayores complicaciones. Solamente tiene que cumplir tres condiciones básicas como son: el ángulo que forma una línea que une al cable de guardia con el conductor más exterior y una recta vertical pasando por el cable de guardia no debe ser mayor de 30°(grados). la resistencia mecánica del cable utilizado debe ser tal que pueda soportar con seguridad los esfuerzos mecánicos producidos por las descargas atmosféricas y por último, deberá estar conectado mediante una conductor apropiado o por medio de la estructura metálica de la torre a la resistencia de puesta a tierra.

El número de aisladores requerido para instalar en la cadena de suspensión, es objeto de diseño y para el efecto se utilizan unidades de porcelana de 5-3/4" x 10" de diámetro, los mismos que han sido standarizados, tanto por fabricametes como por diseñadores. Además, las tablas y curvas que se mencionaron anteriormente están confeccionadas en base a este tipo de aislador.

La resistencia de puesta a tierra, depende principalmente

del tipo de suelo que se tenga en el lugar por donde pasará la línea, de tal suerte que se recomienda en el presente trabajo que se realice una investigación más profunda en este aspecto para que los diseñadores de líneas puedan tener a la mano un medio mas seguro y confiable para realizar las evalua - ciones de tipo económico que son necesarias hacer en lo refe - rente al problema de la resistencia de puesta a tierra.

Respecto al último de los parámetros nombrados, o sea a las condiciones meteorológicas existentes, se dan también en el presente trabajo unas recomendaciones para realizar las debidias correcciones de los valores encontrados en el terreno ya que los gráficos y las tablas de los manuales están referidos a valores de pruebas standard que dificilmente se encuentran en la práctica.

Las condiciones meteorológicas standard usadas en Estados Unidos y Canadá, y a la cual se refieren las tablas y gráfi - cos son los siguientes:

Temperatura de aire: 77°F. 25°C.

Presión barométrica: 29,92 plg Hg. 760 mm. Hg.

Humedad (presión de vapor) 0,6085 plg Hg. 15,45 mm. Hg.

Resistencia de lluvia 7.000 ohm/Hg. 17.800 ohm/Hg.

Cantidad de precipitación	0,2 pl/mm.	50,08 mm/mm.
Angulo de precipitación	45 °	45°

Como puede observarse, estas condiciones son raramente en contradas en la práctica, por lo cual es muy importante aplicar los factores de corrección correspondientes.

ANEXO 1

Renglón	Tipos de cruces	DISTANCIAS MINIMAS ADMISIBLES (m)					
		Tensión Nom.	VERTICAL				
			13,8	34,5	69KV	138KV	220KV
I	Zona rural	De la superficie del suelo	5,5	6	6,5	7	7,5
II	Zonas pobladas y terrenos de fábrica	Idem	7	7	7,5	8	8
III	Caminos principales pavimentados	De la rasante del camino	7	7	7,5	8	8
IV	Caminos secundarios pavimentados	Idem	6,5	6,5	7	7	7,5
V	Vías de ferrocarril	Desde la máxima altura de galibo	3	3	3,5	4,5	5,5
VI	Vías navegables	1) Del nivel más alto del agua	6	6	6,5	7	7,5
		2) Del mástil más alto de barcos con el nivel más alto de agua	2	2	2	3	4
VII	Edificios	De la parte más cercana del edificio en la peor condición	3,5	3,5	4	5	6
VIII	Líneas de alta y baja tensión. Incluye líneas de telecomunicaciones.	1) Ambas líneas con hilo guardia.	3	3	3	4	4
		2) Línea superior protegida y línea inferior no protegida.	Ver figura N° 1				
		3) Ambas líneas no protegidas					

A N E X O 2

ZONAS DESPOBLADAS ACCESIBLES

$$D = 5,4 + \frac{V}{150}$$

KV	13,8	34,5	69	138	230	345
Distancia al suelo en m.	5,5	6	6	6,5	7	8

ZONAS DESPOBLADAS INACCESIBLES A PERSONAS O DEPORTISTAS

$$D = 4,4 + \frac{V}{150}$$

KV	13,8	34,5	69	138	230	345
Distancia al suelo en m.	4,5	5	5	5,5	6	7

ZONAS POBLADAS URBANAS Y SUBURBANAS DE CIUDADES Y PUEBLOS -
 PLANTAS INDUSTRIALES - GRANJAS - ETC.

CRUCES CON CARRETERAS DE PRIMER ORDEN Y AVENIDAS PRINCIPALES.-

$$D = 5,4 + \frac{V}{150} + K_1 \quad (K_1 = 1.3)$$

KV	13,8	34,5	69	138	230	345
Distancia al suelo en m.	7	7	7,5	8	8,5	9



A N E X O 3

CRUCES CON CARRETERAS DE SEGUNDO ORDEN

$$D = 5,4 + \frac{V}{150} + K_2 \quad (K_2 = 1)$$

KV	13,8	34,5	69	138	230	345
Distancia al suelo en m.	6,5	7	7	7,5	8	9

CRUCES CON VIAS DE FERROCARRIL.

$$D = 5,4 + \frac{V}{150} + K_3 \quad (K_3 = 2,5)$$

KV	13,8	34,5	69	138	230	345
Distancia al suelo en m.	8	8,5	8,5	9	9,5	10,5

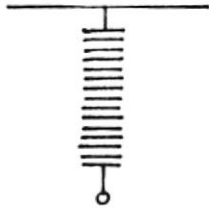
CRUCES CON VIAS NAVEGABLES.

$$D = 5,4 + \frac{V}{150} + K_4 \quad (K_4 = 0,3)$$

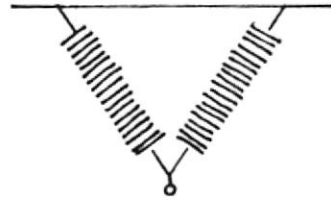
KV	13,8	34,5	69	138	230	345
Distancia al nivel de agua (m).	6	6	6,5	7	7,5	8

A N E X O 4

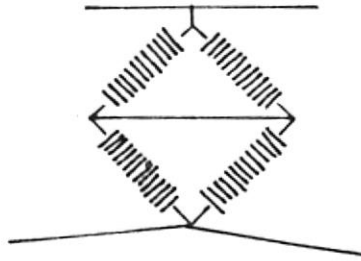
FORMAS DE INSTALACION DE CADENAS DE AISLADORES



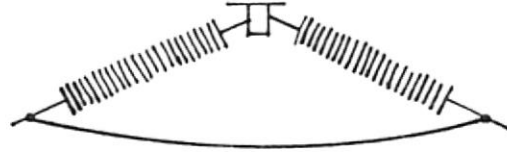
(A)
POSICION VERTICAL



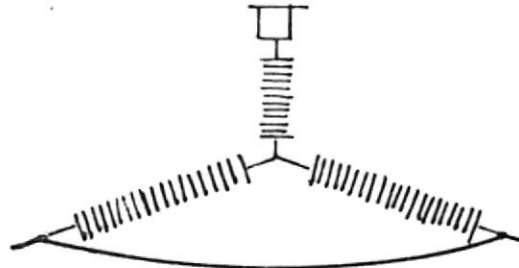
(B)
POSICION EN V



(C)
DISPOSICION ROMBO



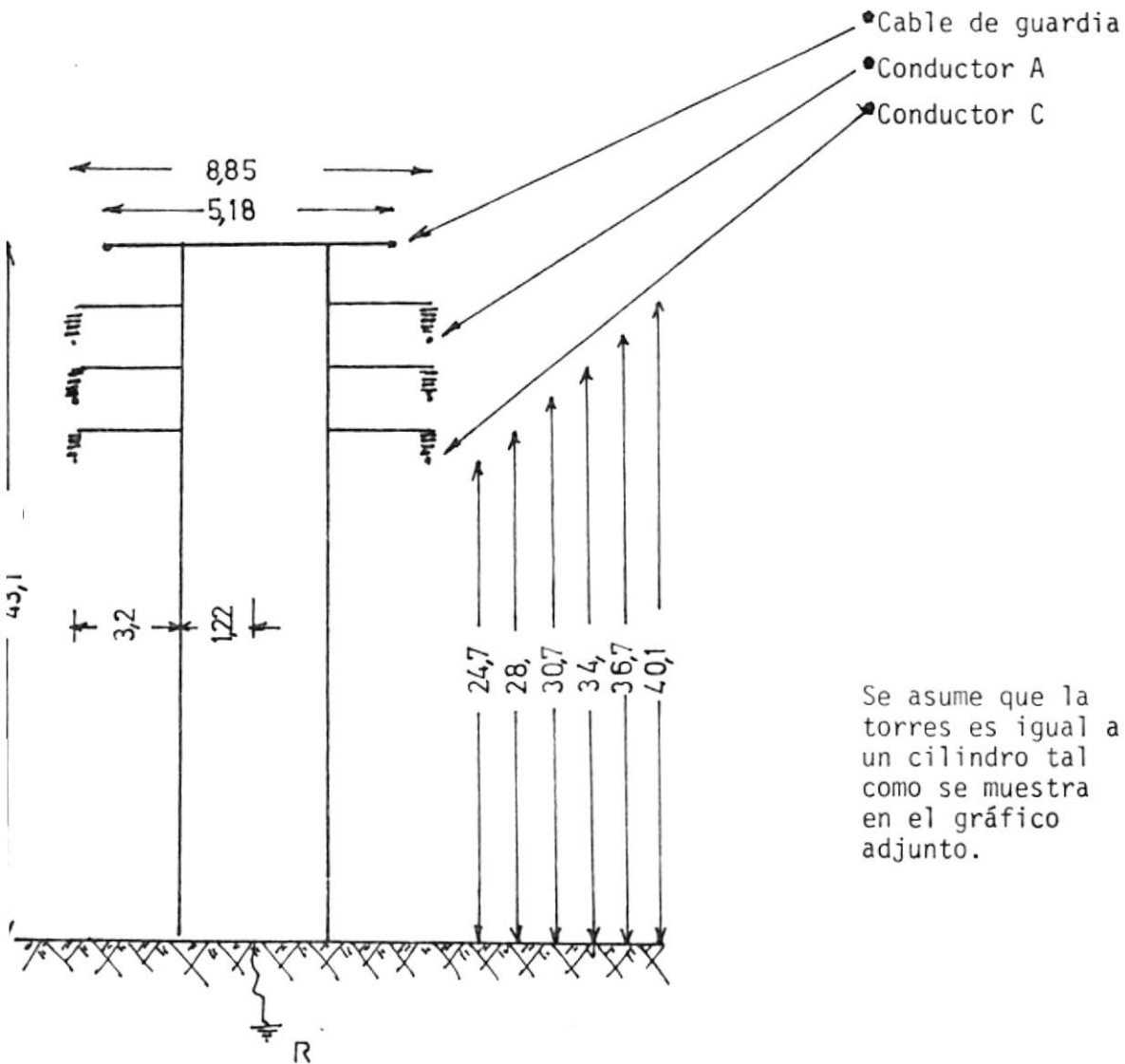
(D)
POSICION HORIZONTAL



(F)
POSICION EN T

ANEXO 5

EJEMPLO DE CALCULO DE VOLTAJE EN LA CADENA DE AISLADORES
PARA UNA TORRES DE DIMENSIONES DADAS*.



ESPE-ESPO

Se asume que la torres es igual a un cilindro tal como se muestra en el gráfico adjunto.

* Tomado de un trabajo realizado por el Ingeniero Nelson Salazar - I.E.C.O.- "International Engineering Company INC".
Febrero 18/74 - Quito.

A N E X O 6

1º Cálculo de la impedancia característica de la torre .-

Usando la fórmula de JORDAN* se puede determinar la impedancia característica de la torre.

$$Z_{DT} = 60 \left[\ln \frac{h(h + Za)}{r(h + a)} + \frac{a}{h} \ln \frac{(h + 2a)^2}{(h + a)(2a + 4a^2 + r^2)} \right] + \frac{30}{h} \left[\sqrt{4a^2 + r^2} - 2(h + a - r) \right]$$

donde:

$h = 43.1$ metros (altura de la torre)

$r = 1.22$ metros (radio del cilindro)

$a = 0$ (profundidad del plano de tierra verdadero)

$$Z_{DT} = 60 \left[\ln \frac{h^2}{rh} \right] + \frac{30}{h} \left[r - 2(h - r) \right]$$

$$= 60 \ln \frac{43.1}{1.22} + \frac{30}{43.1} (1.22 - 2 \times 41.88)$$

* Traveling waves on Transmission systems. L.V. BEWLEY - CAP. 9 - PAG. 199.

A N E X O 7

$$Z_{DT} = 213,96 - 57,1 = 156,86$$

$$Z_{DT} = 156,86 \text{ ohmios}$$

=====

2º Cálculo de la inductancia equivalente de la torre.-



CIB-ESPOL

$$Z_{DT} = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

$$V = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

$$Z_{DT} = 156,86$$

$$C = \frac{L}{Z_{DT}^2}$$

$$L = \frac{Z_{DT}}{V}$$

$$V = 300.000 \text{ Km/seg.}$$

$$L = \frac{156,86}{300.000} = 0,5216 \text{ } \mu\text{H/m.}$$

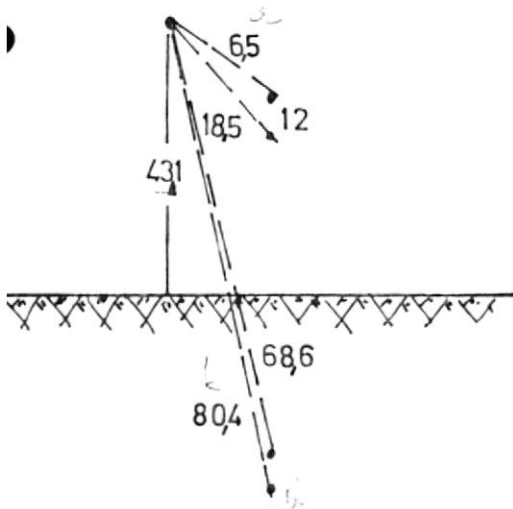
$$L_T = 0,5216 \times 43,1 = 22,49 \text{ } \mu\text{H}$$

$$L_T = 22,49 \text{ } \mu\text{H.}$$

=====

3º Cálculo de la impedancia de acoplamiento entre un conductor de guardia y los conductores A y C.

ANEXO 8



$$\begin{aligned}
 Z_{LG} &= 60 \ln \frac{2 \times 43,1}{9,54 \times 10^{-4}} \\
 &= 60 \ln 9,04 \times 10^{-4} \\
 &= 546,65 \text{ ohms.}
 \end{aligned}$$

$$Z_{LG} = \underline{\underline{546,65 \text{ ohms}}}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{GA} &= 60 \ln \frac{b}{a} \\
 &= 60 \ln 12,4 \\
 &= 150,69 \text{ ohms}
 \end{aligned}$$

$$= Z_{GA} = \underline{\underline{150,69 \text{ ohms}}}$$

$$Z_{LG} = 60 \ln \frac{2h}{r}$$

Z_{LG} = Impedancia del
conductor de
guardia

$$h = 43,1 \text{ metros.}$$

$$r = 0,0312' = 9,54 \times 10^{-4} \text{ m.}$$

$$b = 80,4 \text{ metros}$$

$$a = 6,5 \text{ metros}$$

A N E X O 9

$$\begin{aligned} Z_{GC} &= 60 \ln \frac{b}{a} \\ &= 60 \ln 3,71 \\ &= 77,9 \text{ ohms} \end{aligned}$$

$$b = 68,6$$

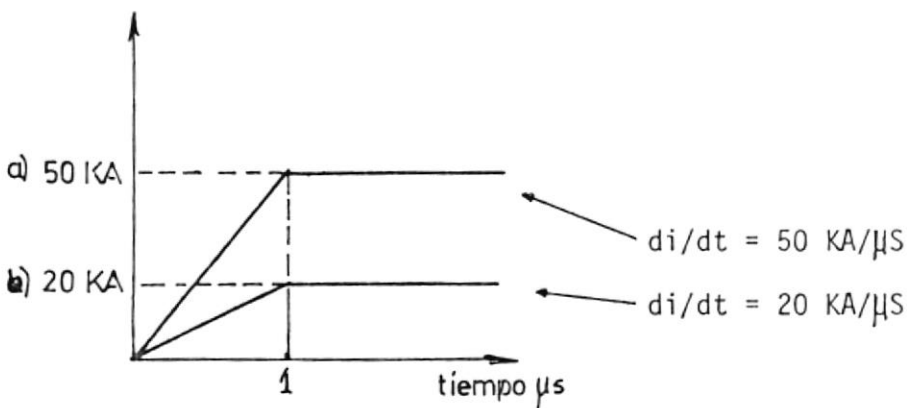
$$a = 18,5$$

$$Z_{GC} = 77,9 \text{ ohms}$$

=====

4º Amplitud y forma de onda del voltaje en la cadena de aisladores.

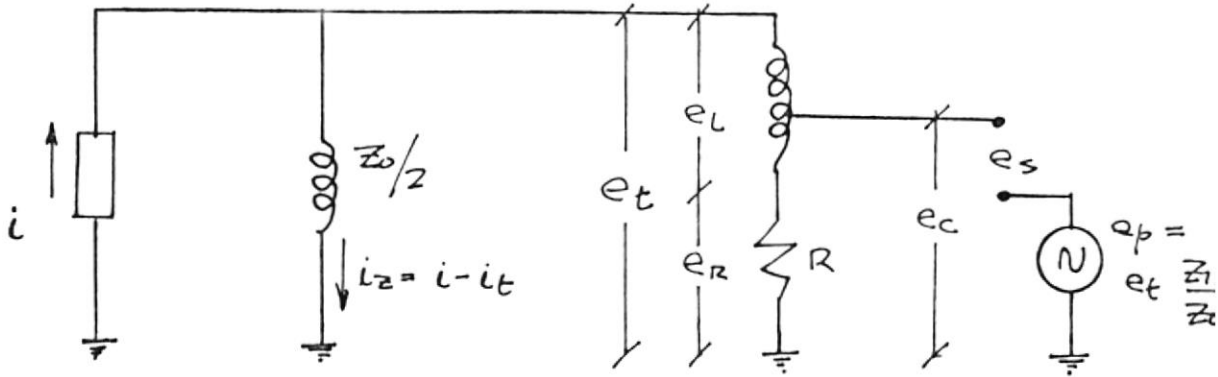
Se asume que una descarga de las siguientes características cae en la torre:



A continuación se calculará la amplitud y forma de onda en la cadena de aisladores usando la inductancia de la torre y los componentes de acoplamiento calculados. Para esto se asume que las torres adyacentes se encuentran a distancia infinita.

El circuito equivalente puede representarse de la siguiente manera:

ANEXO 10



Para el caso a)

$$0 < t < 1.0 \mu\text{s}$$

$$i = 50 \times 10^9 t$$

$$1.0 < t < \infty \mu\text{s}$$

$$i = 50 \text{KA} = \bar{I}_{\text{max}}$$

Para el caso b)

$$0 < t < 1 \mu\text{s}$$

$$i = 20 \times 10^9 t$$

$$1.0 < t < \infty \mu\text{s}$$

$$i = 20 \text{KA} = \bar{I}_{\text{max}}$$

El procedimiento a seguir para obtener (voltaje en la cadena de aisladores) es el siguiente:

$$i_t = f(t)$$

$$0 < t < 1 \mu\text{s}$$

$$I_{\text{max}} = 50 \text{KA}$$

$$e_L = f(t)$$

$$1 < t < \infty \mu\text{s}$$

$$e_R = iTR$$

$$0 < t < 1 \mu\text{s}$$

$$I_{\text{max}} = 20 \text{KA}$$

$$e_t = e_L + e_R$$

$$1 < t < \infty$$

$$e_c = e_R + e_L$$

$$e_p = \frac{Z_{12}}{Z_{11}} e_T$$

Varía en conductores A y C

ANEXO 11

Aplicando la ecuación de voltaje en la malla:

$$e_T = \frac{Z_0}{2} \dot{i}_Z = L \frac{di_T}{dt} + i_T R$$

$$\dot{i}_Z = i - i_T$$

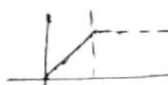
$$\frac{Z_0}{2} (i - i_T) = L \frac{di_T}{dt} + i_T R$$

$$\frac{Z_0}{2} i = L \frac{di_T}{dt} + (R + \frac{Z_0}{2}) i_T$$

$$\frac{Z_0}{2} Kt = L \frac{di_T}{dt} + (R + \frac{Z_0}{2}) i_T$$

Resolviendo esta ecuación se obtiene:

A.- $0 < t < 1 \mu s$



$$i_T = \frac{K(Z_0/2)t}{R + Z_0/2} - \frac{K(Z_0/2)L}{(R + Z_0/2)^2} \left[1 - e^{-\left(\frac{R + Z_0/2}{L}\right)t} \right]$$

$$e_L = L \frac{di_T}{dt}$$

$$e_L = \frac{KL Z_0/2}{R + Z_0/2} \left[1 - e^{-\left(\frac{R + Z_0/2}{L}\right)t} \right]$$

$$Z_0 = Z_{LG} = 546,65 \text{ ohms.}$$

Solamente se calculará la solución para el caso A).

$I_{max} = 50 \text{ KA}$ y para $R = 10 \Omega$ (Resistencia de puesta a tierra de la torre).

Para $R = 10 \text{ ohms}$

A N E X O 12

$$i_T = \frac{50 \times 10^9 \times 273,33 t}{10 + 273,33} - \frac{50 \times 10^9 \times 273,33 \times 22,49 \times 10^{-6}}{(10 + 273,33)^2} \left[1 - e^{-\left(\frac{10+273,33}{22,49 \times 10^{-6}}\right)t} \right]$$

$$i_T = 48,24 \times 10^9 t - 3,83 \times 10^3 (1 - e^{-12,60 \times 10^6 t})$$

$$e_L = \frac{50 \times 10^9 \times 273,33 \times 22,49 \times 10^{-6}}{10 + 273,33} \left[1 - e^{-\left(\frac{10+273,33}{22,49 \times 10^{-6}}\right)t} \right]$$

$$e_L = 1,085 \times 10^6 (1 - e^{-12,60 \times 10^6 t})$$

B.- $1 < t < \infty$



Se sigue el mismo procedimiento que el anterior.-

$$i = I_{\max} = 50 \text{ KA}$$

$$\frac{Z_0}{2} I_{\max} = L \frac{di}{dt} + (R + Z_0/2) i_T$$

Resolviendo esta ecuación diferencial con:

$$i_{cT} = i_T \text{ (para } t = t_c = 1 \mu\text{S)}$$

$$i_T = \frac{Z_0/2 I_{\max}}{R + Z_0/2} - \frac{KL Z_0/2}{(R + Z_0/2)^2} \left[(1 - e^{-\frac{R + Z_0/2}{L} t_c}) (e^{-\frac{R + Z_0/2}{L} t}) \right]$$

$$e_L = L \frac{di_T}{dt}$$

$$e_L = \frac{KLZ_0/2}{R + Z_0/2} (1 - e^{-\frac{R + Z_0/2}{L} t_c}) e^{-\frac{R + Z_0/2}{L} t}$$

Para $R = 10$ ohms.

A N E X O 13

$$i_T = \frac{273,33 \times 50 \times 10^3}{10 + 273,33} - \frac{50 \times 10^9 \times 22,49 \times 10^{-6} \times 273,33}{(10 + 273,33)^2}$$

$$\left[\left(1 - e^{-\frac{10 + 273,33}{22,49 \times 10^{-6}} t} \right) \left(e^{-\frac{10 + 273,33}{22,49 \times 10^{-6}} t} \right) \right]$$

$$i_T = 48,24 \times 10^3 - 3,83 \times 10^3 (1 - e^{-12,60}) e^{-12,60 \times 10^6 t}$$

$$e_L = \frac{50 \times 10^9 \times 22,49 \times 10^{-6} \times 273,33}{10 + 273,33} (1 - e^{-12,60}) e^{-12,60 \times 10^6 t}$$

$$e_L = 1,085 \times 10^6 (1 - e^{-12,60}) e^{-12,60 \times 10^6 t}$$

Siguiendo el mismo procedimiento, se pueden calcular los distintos valores de i_T y e_L para diferentes valores de resistencia de puesta a tierra.-

A continuación se muestra un cuadro, con valores calculados según el procedimiento anterior.-

R = 10 ohms

t(μs)	i_t [KA]	e_L [KV]	$e_r = i_T R$ [KV]	$e = e_L + e_R$ [KV]	Tiempo
0.00	0	0	0.00	0	0.1 > 1 μs
0.01	0,029	128,45	0.29	128,74	
0.10	2,080	777,24	20,80	798,04	
0.50	20,297	1083,00	202,97	1285,97	
1.00	44,410	1085,00	444,10	1529,10	
1.50	48,24	0.00	482,4	482,4	
2.00	48,24	0.00	482,4	482,4	
5.00	48,24	0.00	482,4	482,4	

A N E X O 14

A continuación se calculará el valor de e_s , para el conductor A de la siguiente manera:

$$e_c = e_R + e_L \times f \qquad f = \frac{40,1}{43,1}$$

$$= e_R + 0,93 e_L$$

$$e_p = \frac{Z_{12}}{Z_{11}} e_T = \frac{Z_{GA}}{Z_{LG}} e_T = \frac{150,69}{546,65} e_T = 0,276 e_T$$

Con estas dos ecuaciones se calculan los distintos valores de e_c y e_p para varios valores de t (μS) para finalmente calcular e_s para diferenciar ($e_s = e_c - e_p$)

R = 10 ohms

$t(\mu S)$	$e_c = e_R + 0,93e_L$ (KV)	$e_p = 0,276e_T$ (KV)	$e_s = e_c - e_p$
0,00	0	0	0
0,01	119,75	35,53	84,22
0,10	743,63	220,26	523,37
0,50	1210,16	354,93	855,23
1,00	1453,15	422,03	1031,12
1,50	482,4	133,14	349,26
2,00	482,4	133,14	349,26
5,00	482,4	133,14	349,26

Este procedimiento se repite para otros valores de resistencia de puesta a tierra, lográndose finalmente graficar una -

A N E X O 15

curva para ambos conductores A y C, en base al voltaje que soporta la cadena y los distintos valores de resistencia de puesta a tierra.

Fianlmente con los datos mencionados anteriormente se calculara el número de aisladores necesarios para soportar el voltaje en la cadena de suspensión.





CONCLUSIONES

Y

RECOMENDACIONES



Del estudio realizado no solamente a las normas y reglamentos utilizados en otros países, sino a la reglamentación que aunque no oficializada existe en nuestro país, se puede concluir lo siguiente:

- Las normas y reglamentos en materia de electricidad y en tratándose de aquellos a nivel nacional, no pueden por ninguna circunstancia ser objeto de estudio solamente de uno o varios de los sectores afectados.
- De acuerdo al avance tecnológico en materia de electri
ficación no solamente a nivel nacional sino internacional, se requiere que documentos de esta naturaleza sean revisados periódicamente so pena de volverse inaplicable cualquiera de sus partes por quedar obsoletas sus disposiciones.
- No existen en el país un ordenamiento justo en lo que al sector eléctrico se refiere y lo cual es motivado por la ausencia de un organismo que regule y legisle en todo lo referente a las actividades eléctrica, a nivel nacional, ya que en los actuales momentos el máximo organismo existente es juez y parte en la problemática men
cionada.

Por lo tanto, presento a continuación mis sugerencias con





relación a lo anteriormente mencionado:

- Que se cree un organismo con poderes y facultades suficientes para dedicarse a labores exclusivas de regla mentación y control de las actividades que realizan en el campo de la Ingeniería Eléctrica, todas las empresas u organismos existentes, sean estos públicos o privados.
- Que la comisión que conformaría el organismo antes men cionado, para que labores en la reglamentación y norma lización del sector eléctrico, esté conformada también por representantes de los Institutos Politécnicos de e ducación superior y Universidades encargadas de la for mación profesional en los nuevos campos de la Ingeniería Eléctrica, ya que de esta manera se podrá contar siempre con las opiniones y sugerencias nunca desestimables de los futuros profesionales de la materia.
- Que los reglamentos y normas sean revisadas por lo menos cada cinco años, y que después de cada reunión aquellos sean publicados indicándose claramente los cam bios realizados cuando éstos los hubieren.



BIBLIOGRAFIA

<u>TITULO</u>	<u>AUTOR</u>
1.- Transmisión Line Manual (Electrical Design)	REA BULLETIN 62-1
2.- Overhead Line Practice	JOHN McCOMBE
3.- Overhead Electrical Power Lines	G. C. GRACEY
4.- Extra High Voltage Transmission Line Reference Book	EDISON INSTITUTE
5.- Transmission and Distribution Reference Book	WESTINGHOUSE
6.- Líneas y Redes Eléctricas	P. MARCELIC
7.- La Escuela del Técnico Electricista	PAUL HERING
8.- Líneas Aéreas de Alta Tensión (Nueva Edición)	L.M. CHECA
9.- Enciclopedia CEAC de Electricidad.	
10.- Líneas Aéreas de Alta Tensión. ENDESA (CHILE).	
11.- Especificaciones para Construcción (INECEL)	
12.- Líneas Aéreas de Transmisión y Distri bución de Energía Eléctrica y de Comu	

nicaciones (Código Eléctrico del Perú).












- 13.- Líneas Aéreas de Alta Tensión.
(Reglamento Español)
- 14.- Especificaciones Técnicas Generales para Proyecto y Construcción de Líneas de Transmisión. (INECEL)
- 15.- Línea de Transmisión de Alto Voltaje. (Constructora Edison S.A.) MEXICO.
- 16.- Regulations for the Construction of Overhead Power lines.
(especificaciones VDE)
- 17.- Reglamento para Redes de Distribución y Líneas de Alimentación (VENEZUELA).
- 18.- Normas de Distribución C.F.E. (MEXICO)
- 19.- Especificaciones A.S.A. (AMERICAN STANDARD ASSOCIATION)
E.N.A.
- 20.- Reglamento para Líneas de Alta Tensión. (ICEL) COLOMBIA.

CATEGORIA DE LA LINEA	TENSION NOMINAL Kv	TENSION MAS ELEVADA Kv
A	(4.16)	4.5
	(6.3)	7
	13.8	15
	(22)	24
B	34.5	38
	(44)	46
	69	72
C	138	145
	161	170
	230	245
	345	360
	460	483
	500	523




NOTA: () tensiones desechadas por el presente reglamento.

● cuadro de tensiones normalizadas

SIMBOLOS STANDAR PARA PAREDES DE DISTRIBUCION

SIMBOLO	DESCRIPCION
	poste de madera de X metros, para alta tensión
	poste de madera de X metros, para baja tensión
	poste de hormigón de X metros para alta tensión
	poste de hormigón de X metros para baja tensión
	poste de hierro tubular de X metros, para alta tensión
	poste de hierro tubular de X metros, para baja tensión
	transformador de distribución instalada
	transformador de distribución por instalar con indicacion de la fecha en que entra en funcionamiento
	desconectador con fusible
	desconectador sin fusible
	tensor farol







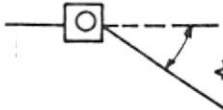
SIMBOLO	DESCRIPCION
	tensor riel
	tensor a tierra
	tensor aéreo
	separación de circuitos
	conexión eléctrica aérea
	conexión floja (puente) (vano flojo)
	relé de control unipolar
	relé de control bipolar
	célula fotoeléctrica
	interruptor horario
<u>3x4 acsr</u>	línea de alta tensión con tres conductores Nº 4 de ACSR

SIMBOLO	DESCRIPCION
<u>2x2+1x4 AA</u>	línea de baja tensión con dos conductores N° 2 de fase y un conductor N° 4 para neutro, de aleación de aluminio
	puesta a tierra
	poste con luminaria incandescente
	poste con luminaria de vapor de mercurio





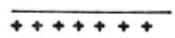
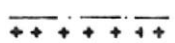

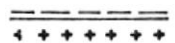






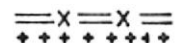

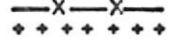




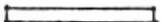

CIB-ESPOL

SIMBOLOS STANDAR PARA LINEAS DE TRANSMISION

SIMBOLO	DESCRIPCION
	postes (con indicacion del tipo de estructura)
	torre (con indicacion del tipo de estructura)
	mojones de referencia
	estaca correspondiente a una estación de levantamiento.
	estacas correspondientes a un punto de referencia.
	acotacion para traslapes
	centro de flecha
	indicativo de flexiones en las flexiones

$\alpha = 13^{\circ} 30'$

SIMBOLOS STANDAR PARA PROGRAMACION DE LINEAS DE TRANSMISION

SIMBOLOS		DESCRIPCION
programadas	existentes	
		líneas menores a 13. 8 KV
		línea de 13. 8 KV
		lineas de 22 KV
		lineas de 34.5 KV
		lineas de 44 KV
		lineas de 69 KV
		lineas de 138 KV
		lineas de 230 KV
		lineas de 345 KV
		sub estaciones
		centrales térmicas
		centrales hidroeléctricas

SIMBOLO		DESCRIPCION
Programadas	existentes	



capital de república



capital de provincia



cantones



parroquias



caseríos



CIB-ESPOL

SIMBOLOS STANDAR PARA DIAGRAMAS UNIFILARES

SIMBOLO	DESCRIPCION
	dos conductores
	tres conductores
	conexión de conductores
	cruce sin conexión
	corriente alterna trifásica
	conexión delta o triángulo
	conexión ye o estrella
	conexión estrella con neutro a tierra
	resistencia
	bobina
	condensador
	resistencia de regulación según el tipo



SIMBOLO

DESCRIPCION



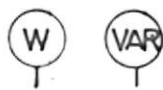
instrumento indicador en general



amperímetro



voltímetro



vatímetro = W medidor de VAR = VAR



medidor de factor de potencia



instrumento registrador



contador de vatio hora monofásico



regulador automático de tensión



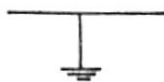
contador en general



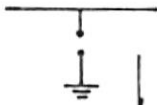
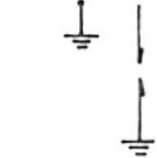










sincronoscopio

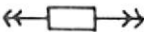


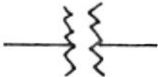

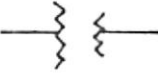
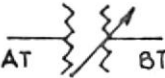
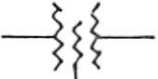
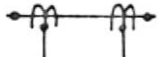
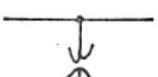

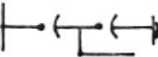


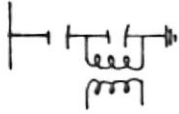
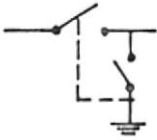
relé (N° = número que indica la clase de relé)



puesta a tierra

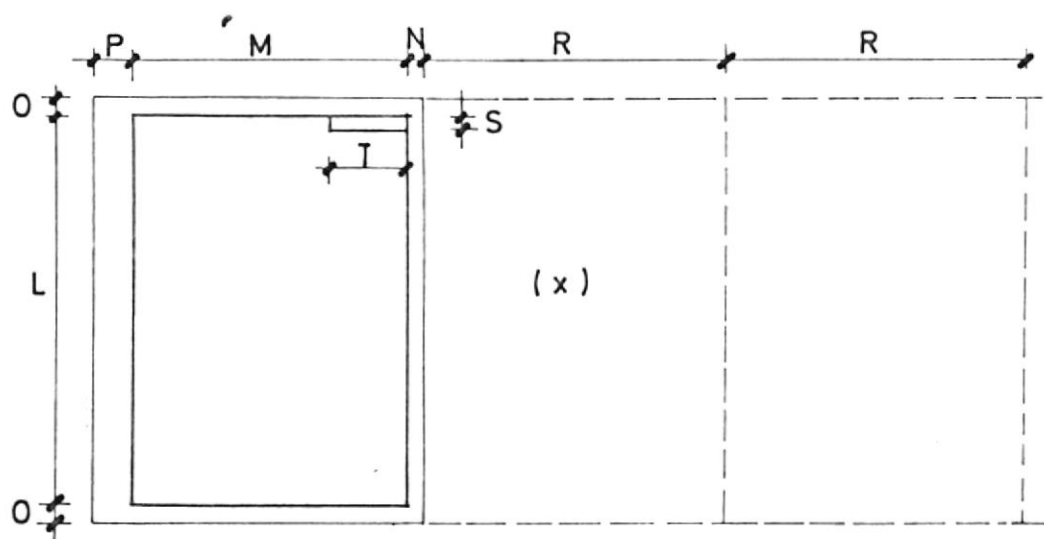
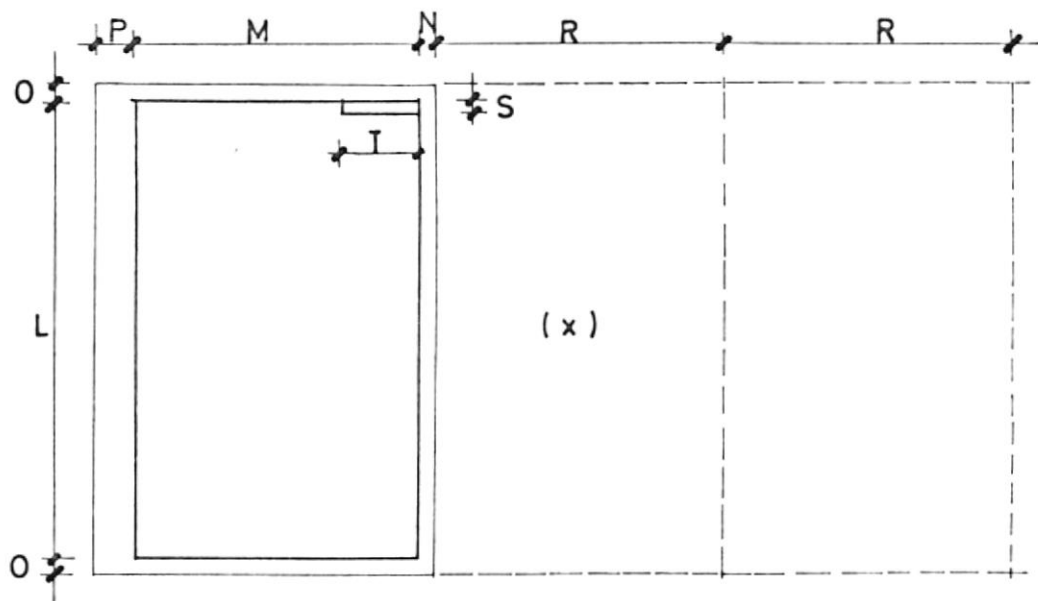
SIMBOLO	DESCRIPCION
	pararrayo
	explosor de cuernos con puesta a tierra
	fusible de fuerza
	seccionador o interruptor no automática
	seccionador o pantógrafo
	seccionador rotativo
	conmutador
	fusible seccionador de fuerza
	seccionador con comando eléctrico a distancia
	seccionador automático en aire
	seccionador automático en aire, desmontable
	seccionador automático en aceite

SIMBOLO	DESCRIPCION
	seccionador automático en aceite, desmontable
	alternador de corriente alterna trifásica
	motor trifásico
	transformador de fuerza
	autotransformador de fuerza
	transformador para servicios auxiliares
	transformador de fuerza con regulación bajo carga en baja tensión
	transformador de fuerza con tres arrollamientos
	transformador de corriente con dos secundarios
	transformador de potencial
	bobina de choque
	condensador de acoplamiento

SIMBOLO	DESCRIPCION
	divisor de potencial
	seccionador tripolar con cuchilla de puesta a tierra



● plano tipo A



● plano tipo B

plano tipo C



LEYENDA

- ingeniero responsable
- dibujante
- jefe de dibujo
- jefe de sección
- jefe de departamento
- jefe de división
- director técnico
- tipo de dibujo: C-M-E
- N° de referencia de la obra
- tamaño del plano
- N° ordinal del plano dentro de cada obra



EV. N°	FECHA	NATURALEZA DE LA REVISION

A

B

● tarjeta standar



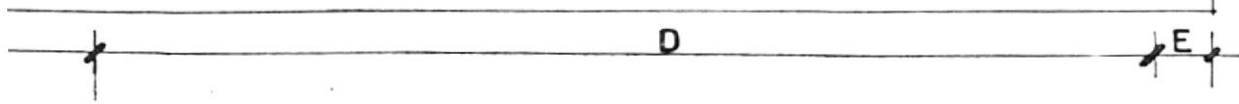
			NOMBRE DE LA	
			HOJA	DE
			DISEÑADO:	1
			DIBUJADO:	2
			REVISADO:	4
POR	VERIFICADO	APROBADO	FECHA:	

C

límite de la hoja



ESA CONTRATANTE	
d - ecuador	
del proyecto	
de la obra.	
ESCALA	
RECOMENDADO:	6
APROBADO:	7
REF:	8 - 9 - 10 - 11



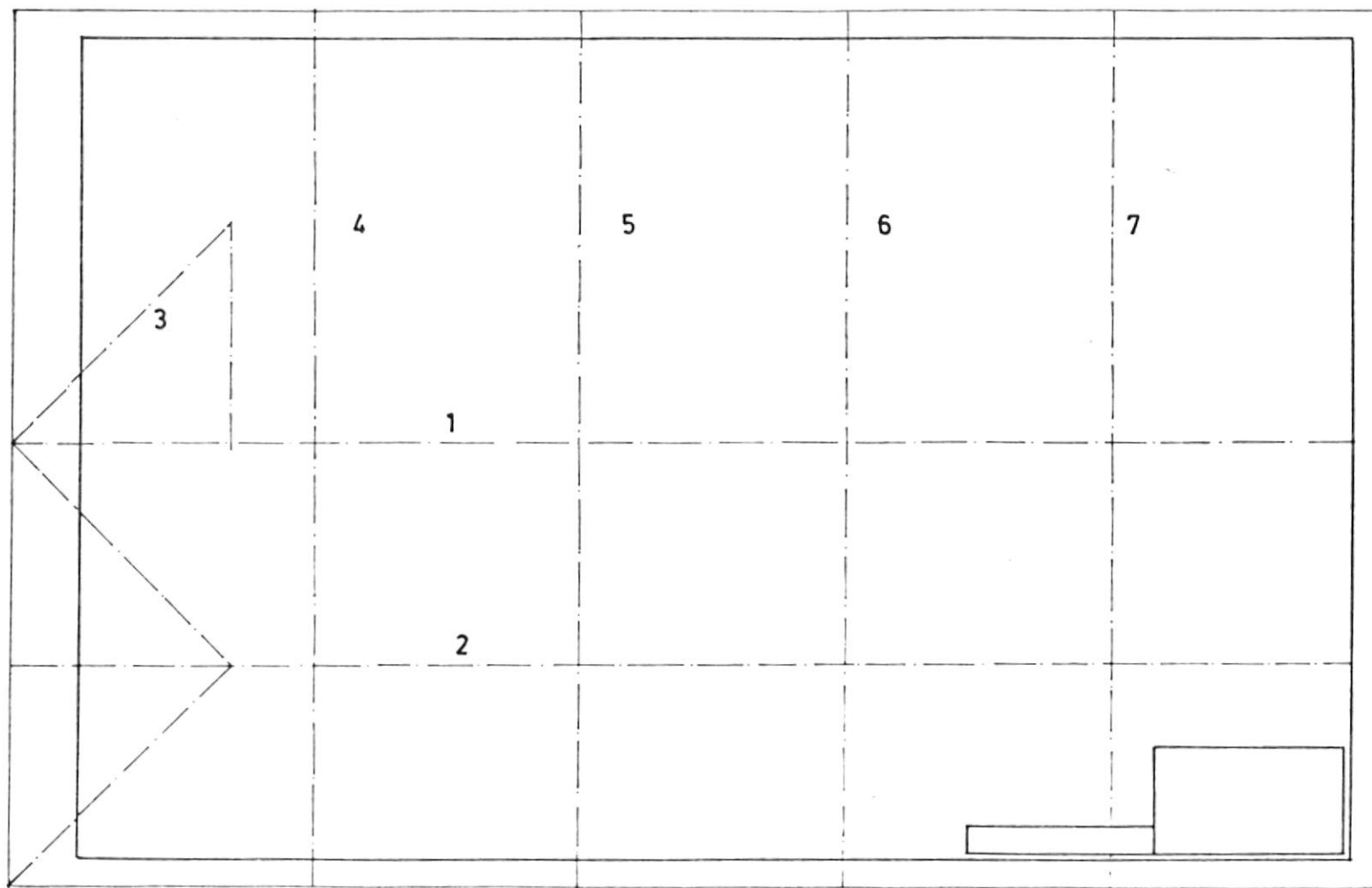
tipo	L	M	N	O	P	R	S	T
A	260	180	10	10	25		8	50
A+2x	280	595	10	10	25	190	12	75
A+4x	280	975	15	15	25	190	16	100
B	300	185	10	10	25		8	50
B+2x	300	610	10	10	25	195	12	75
B+4x	300	1 000	15	15	25	195	16	100
C ₁	650	980	20	20	50			
C ₂	650	980	20	20	25			

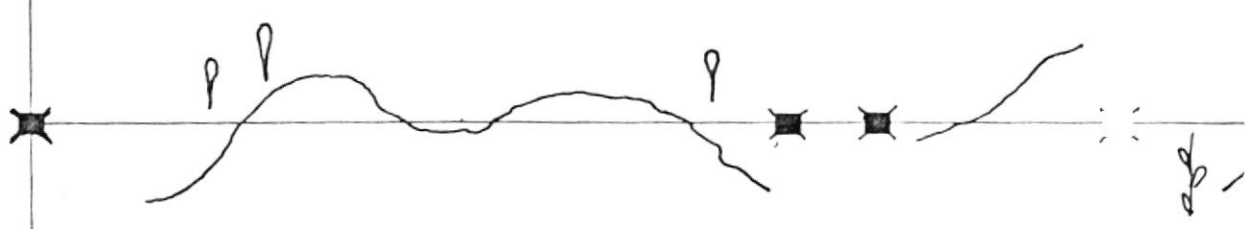
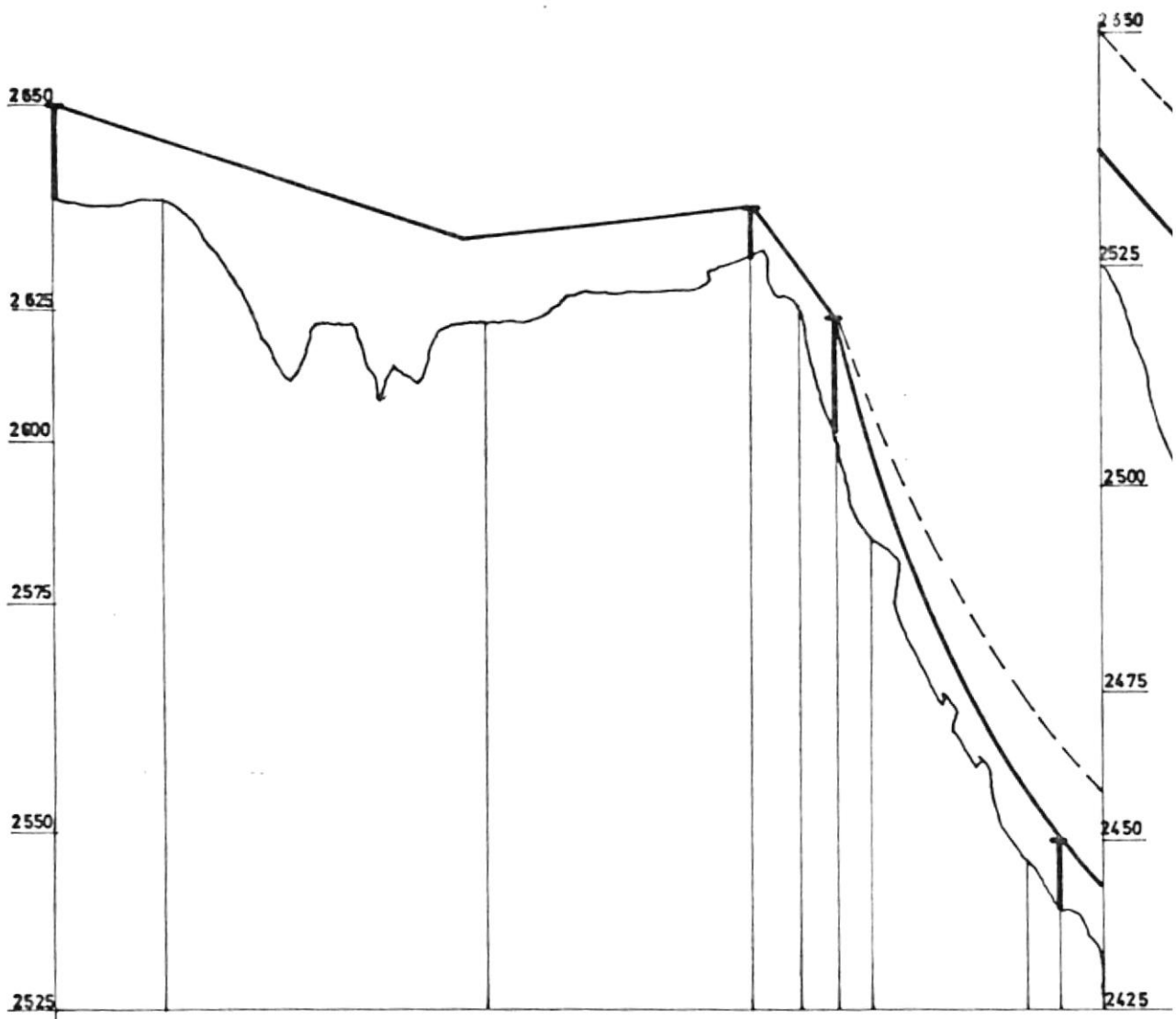
● dimensiones de planos

A	B	C	D	E	F	G	H	I
15	125	70	70	5	10	20	30	20

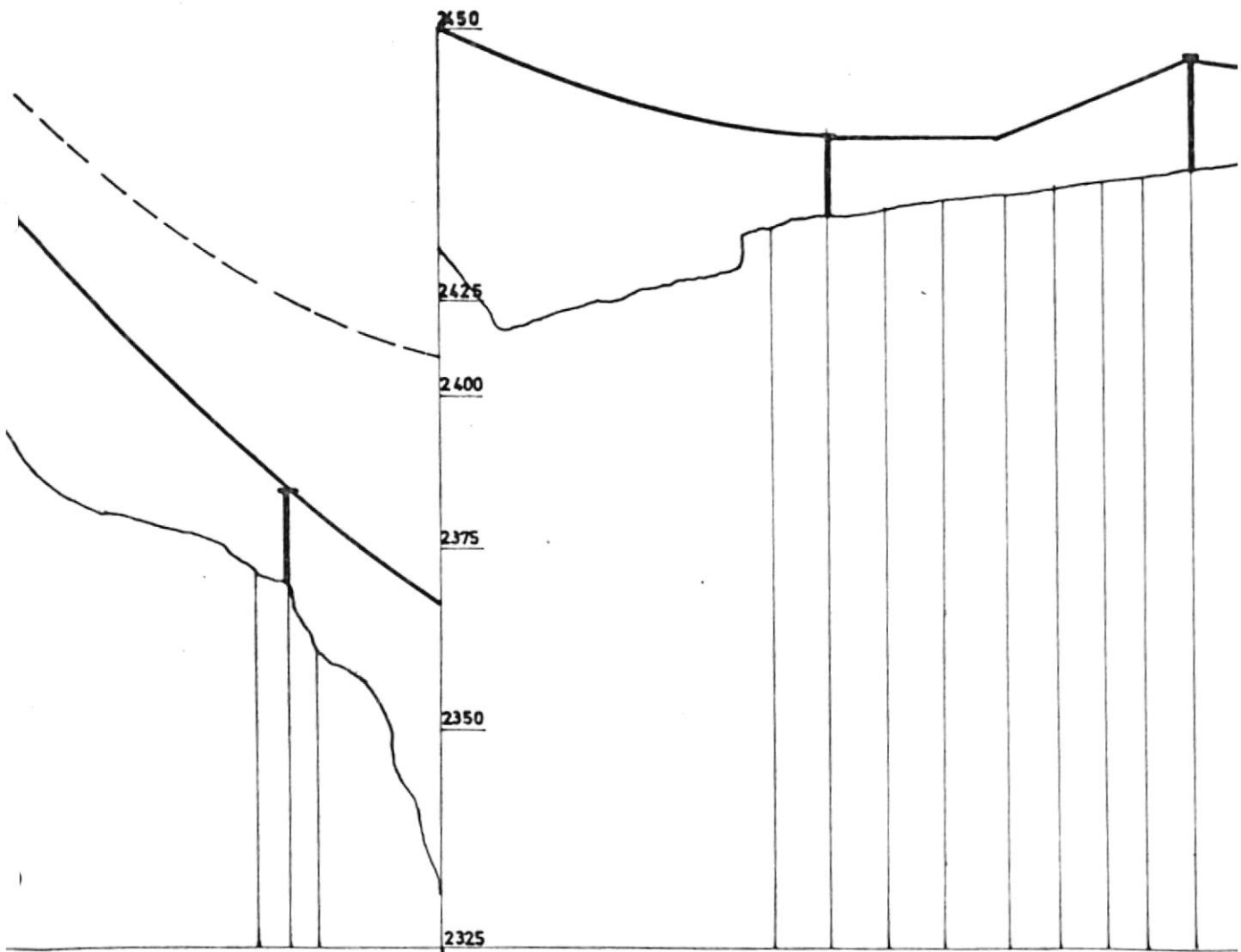
● dimensiones de tarjeta standar

doblado del plano





5
6
7
8
9
10
11
12
13



A series of horizontal lines, likely a template for notes or a continuation of the drawing.

● cuadro de característica de la línea

TORRES			CRUCES	CADENAS		CARGAS
Nº	tipo	vano		tipo	aislad/ cadena	VERTICALS Kg
ambato						
1					6	
2		358	línea A.T.-B.T. línea A.T. 4 hilos camino secundario			
3		69	línea B.T.			
4		118				
5		229	línea B.T. 2 hilos			
6		318	río Ambato camino secundario			
7		267				
8		268				
9		546	línea A.T. 2 circuitos línea B.T. río Ambato			
10		336				
		342	líneas eléctricas carretera panamericana			

A U T O R I Z A C I O N

En conocimiento del Artículo 35 de la Ley Básica de Electrificación publicada en el Registro Oficial N° 387 de Septiembre 10 de 1973, AUTORIZO a

..... para que construya y haga mantenimiento de la línea de alta tensión

..... en el terreno de mi propiedad cuyo nombre es

ubicado en el cantónprovincia, de acuerdo con el trazado de la línea indicado en el plano N°

.....

firma

Céd. N°

.....de.....de 19...

NOMBRE DEL PROPIETARIO

INTENSIDADES MAXIMAS PERMISIBLES PARA CONDUCTORES
DE COBRE - 97,3 - POR CIENTO DE CONDUCTIVIDAD

Calibre		número de hilos	capacidad de corriente
Circular mils	AWG o B & S		
1.000.000	---	37	1.300
900.000	---	37	1.220
800.000	---	37n	1.130
750.000	---	37	1.090
700.000	---	37	1.040
600.000	---	37	940
500.000	---	37	840
500.000	---	19	840
450.000	---	19	780
400.000	---	19	730
350.000	---	19	670
350.000	---	12	670
300.000	---	19	610
300.000	---	12	610
250.000	---	19	540
250.000	---	12	540
211.600	4/0	19	480
211.600	4/0	12	490
211.600	4/0	7	480
167.800	3/0	12	420
167.800	3/0	7	420
133.100	2/0	7	360
105.500	1/0	7	310
83.690	1	7	270
83.690	1	3	270
66.370	2	7	230
66.370	2	3	240
66.370	2	1	220
52.630	3	7	200
52.630	3	3	200
52.630	3	1	190
41.740	4	3	180
41.740	4	1	170
26.250	6	3	130
16.510	8	1	90

● circuito equivalente de una línea corta

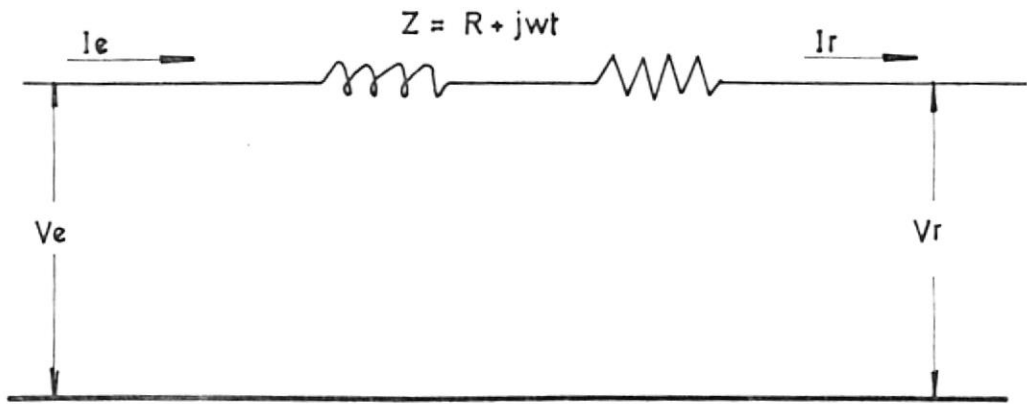


figura 1

● circuito nominal para líneas medianas
circuito en te

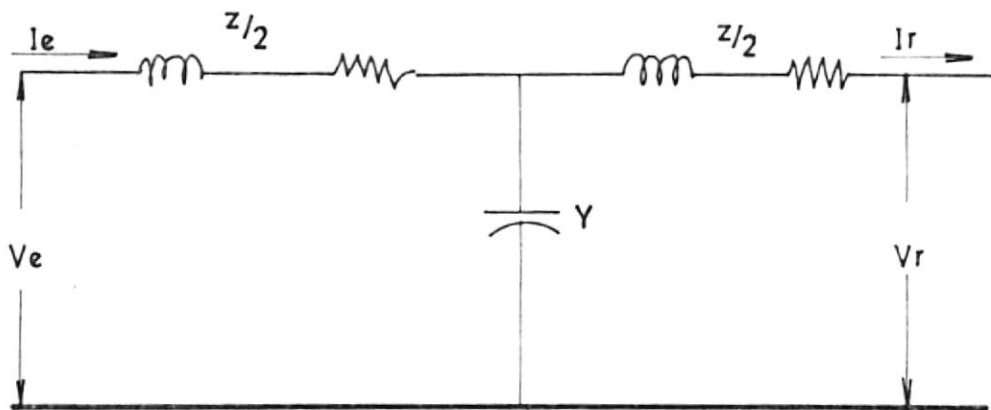
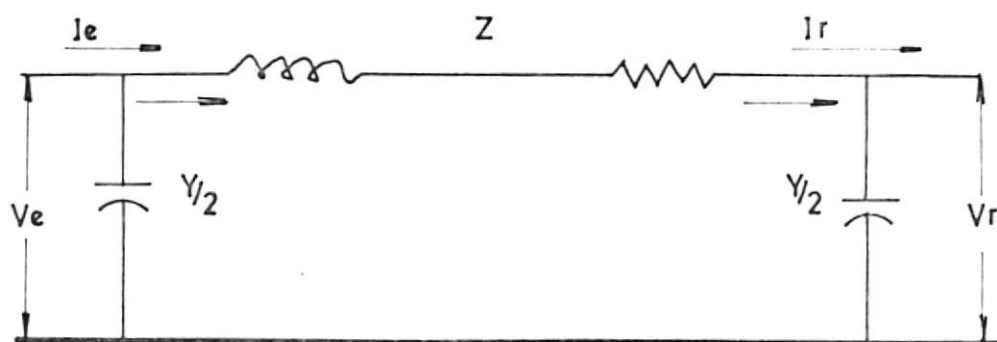
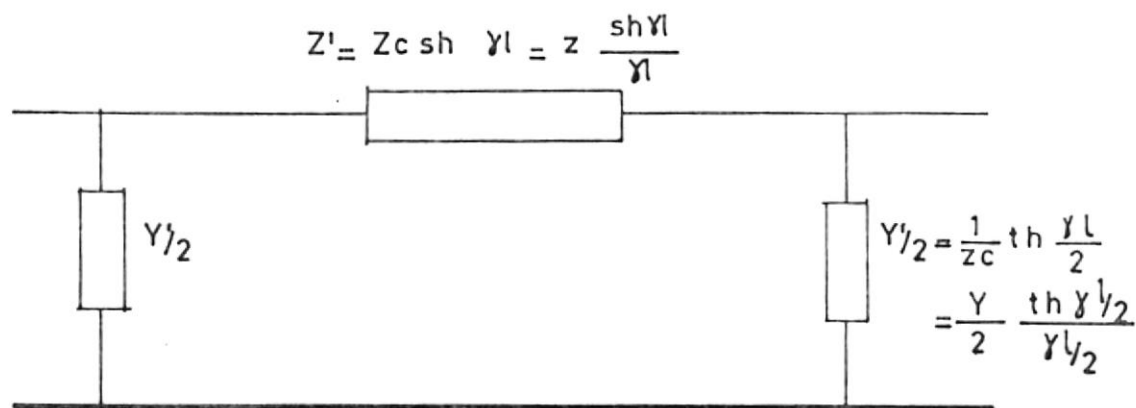


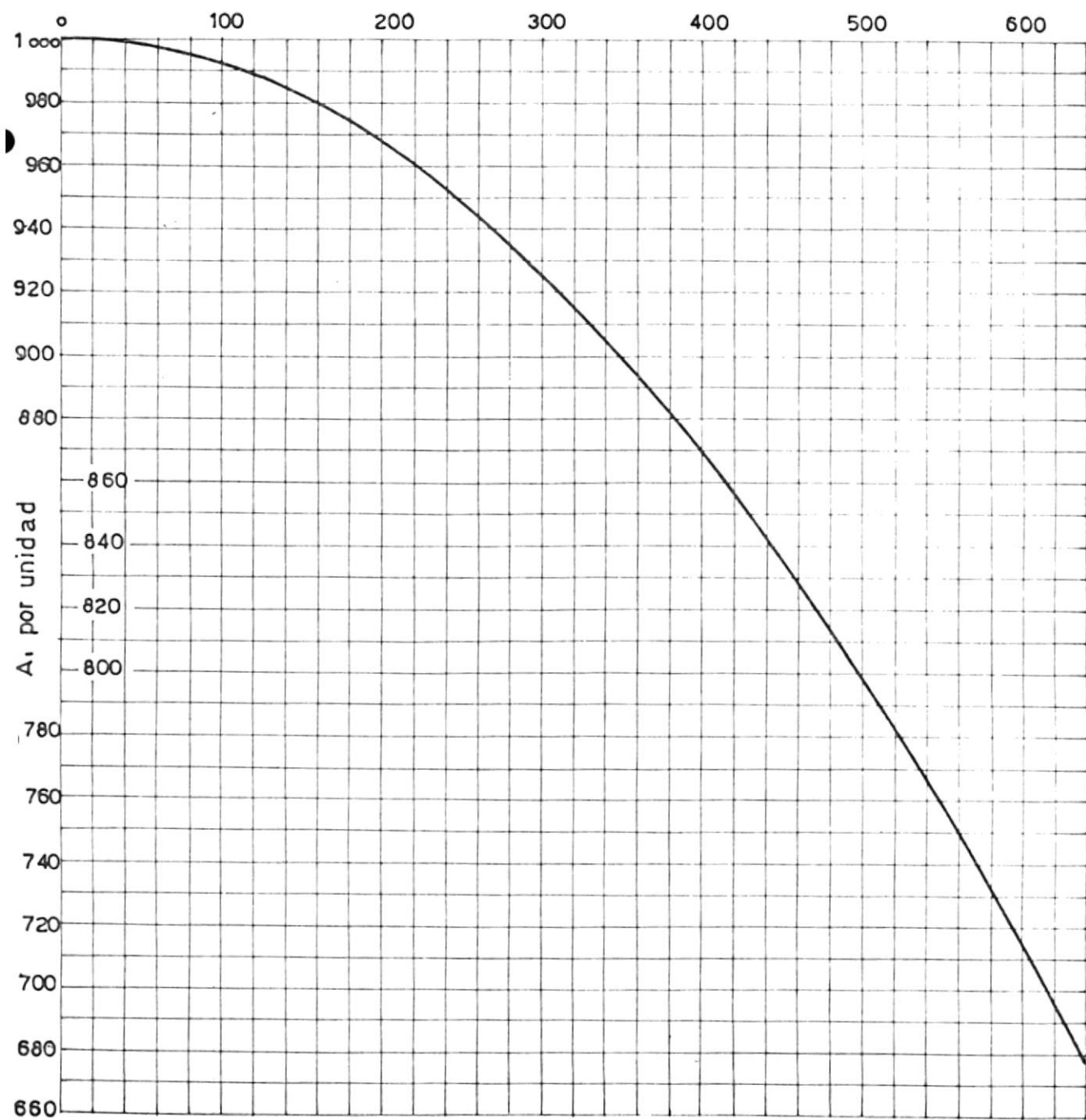
figura 2

● circuito nominal para líneas medianas
circuito en PI



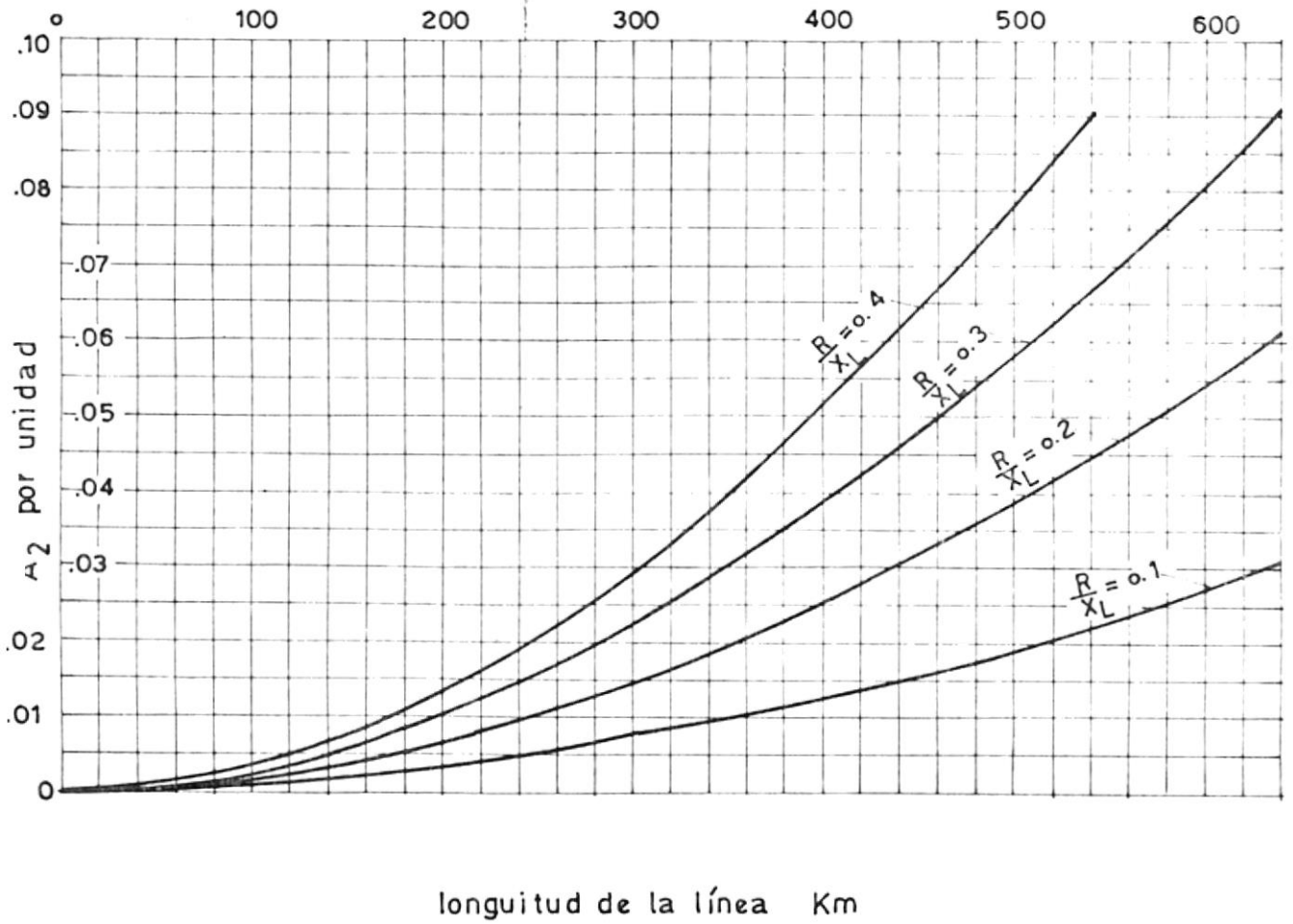
● circuito equivalente para líneas largas
circuito equivalente en PI



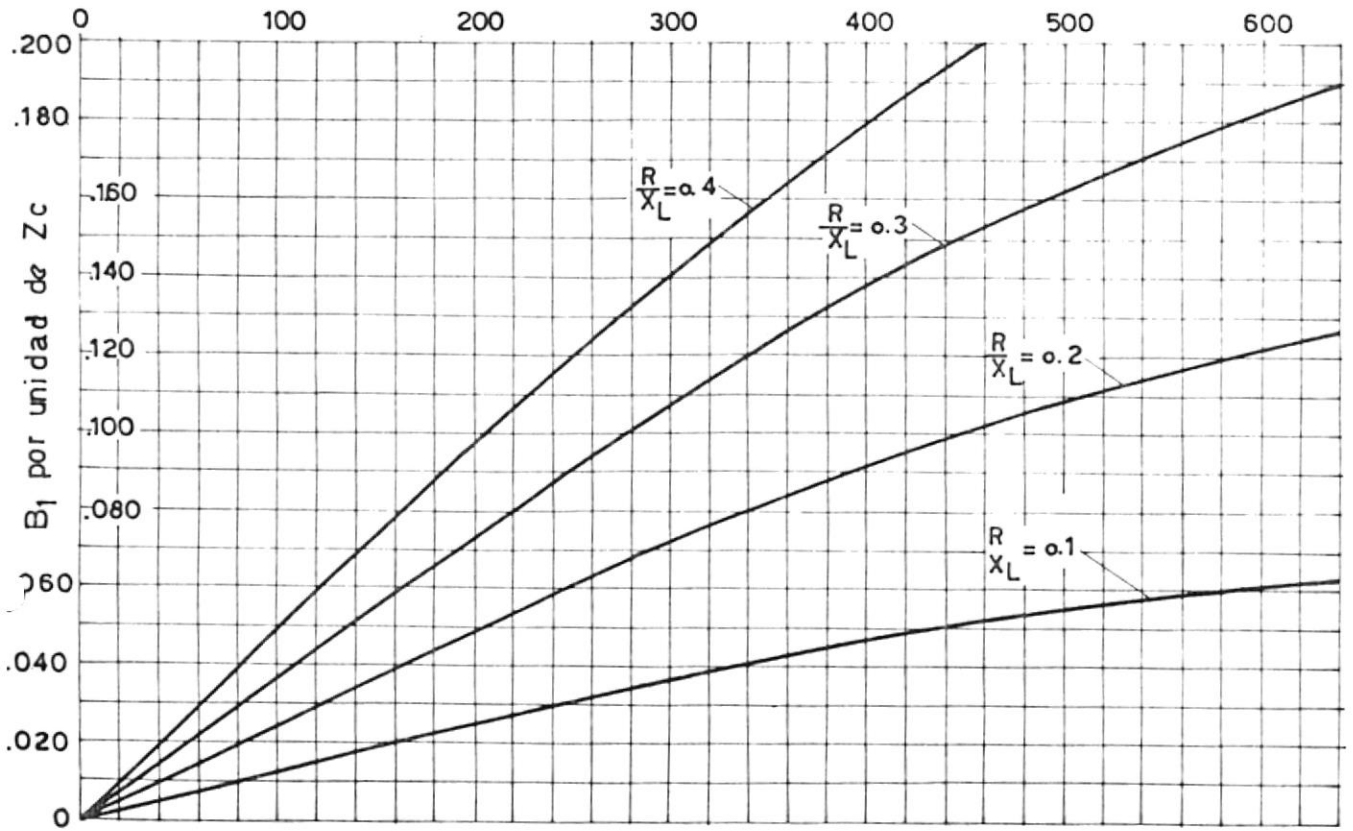


longitud de la línea Km

● constante A₁

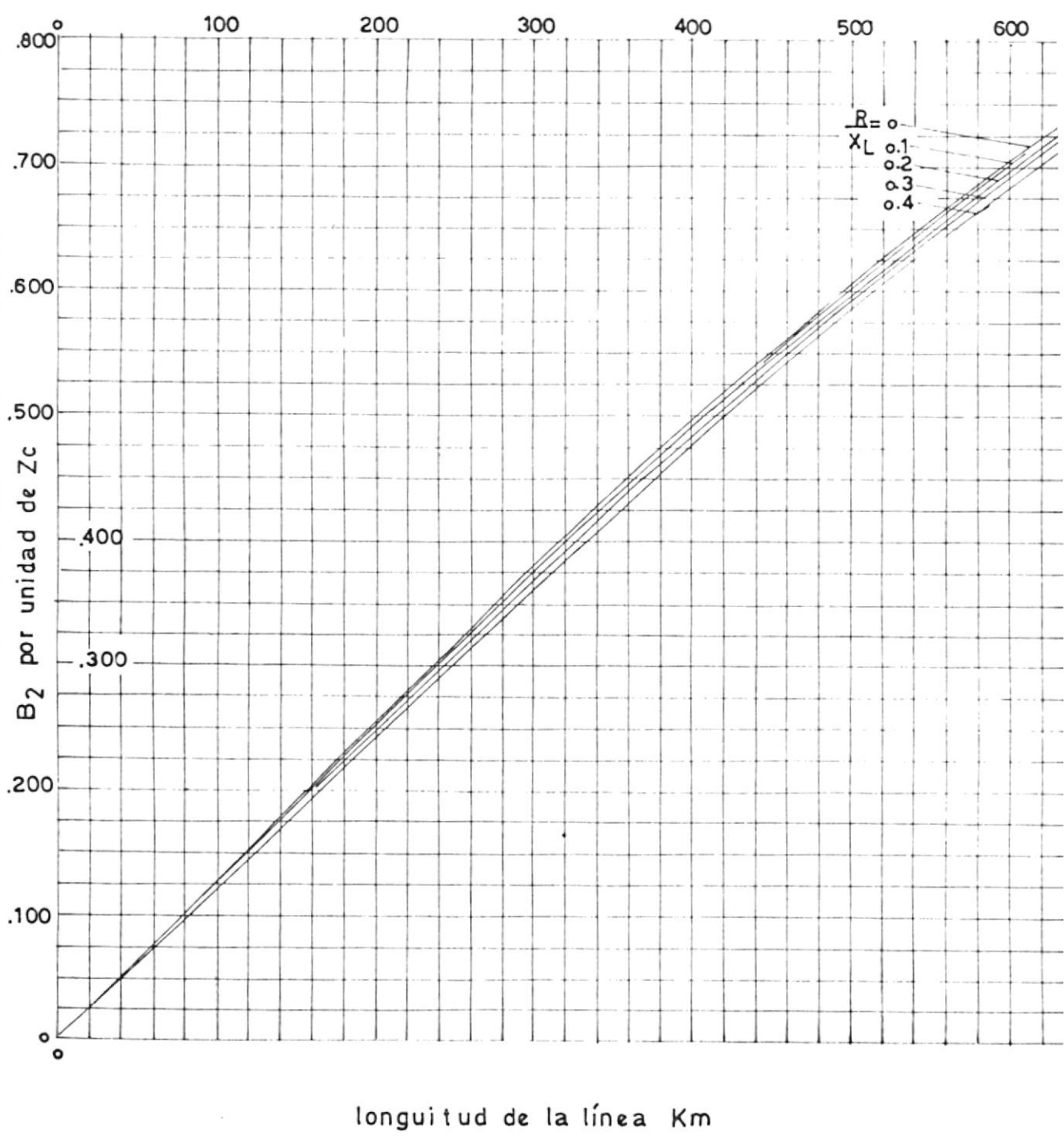


● constante A_2

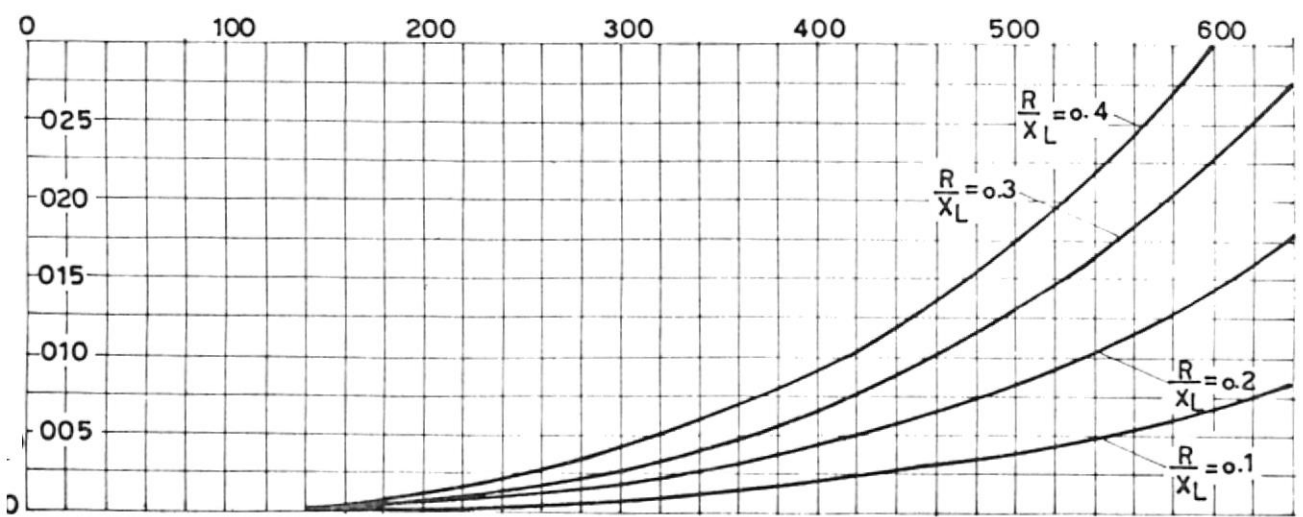


longitud de la línea Km

● constante B_1

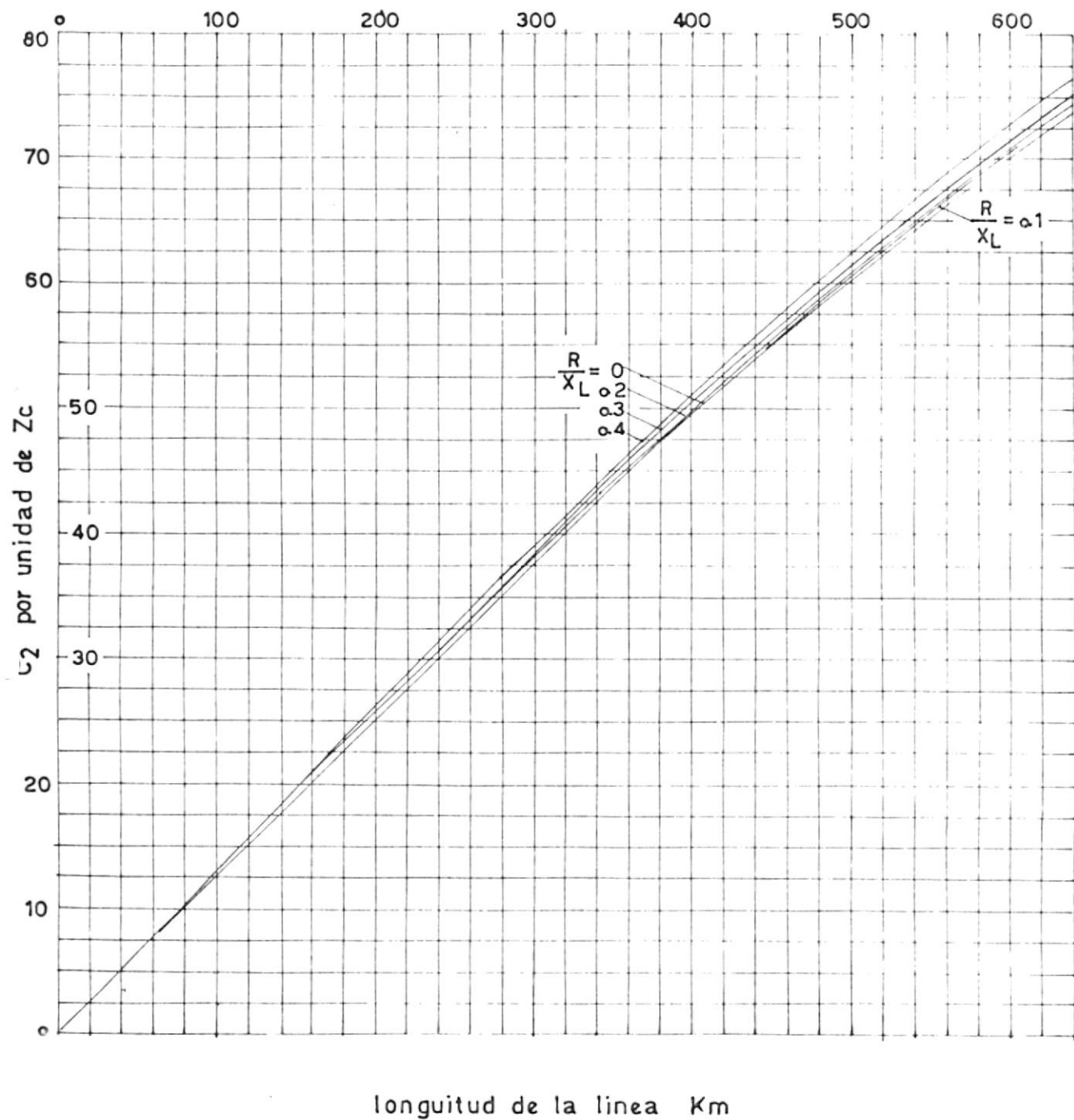


● constante B_2

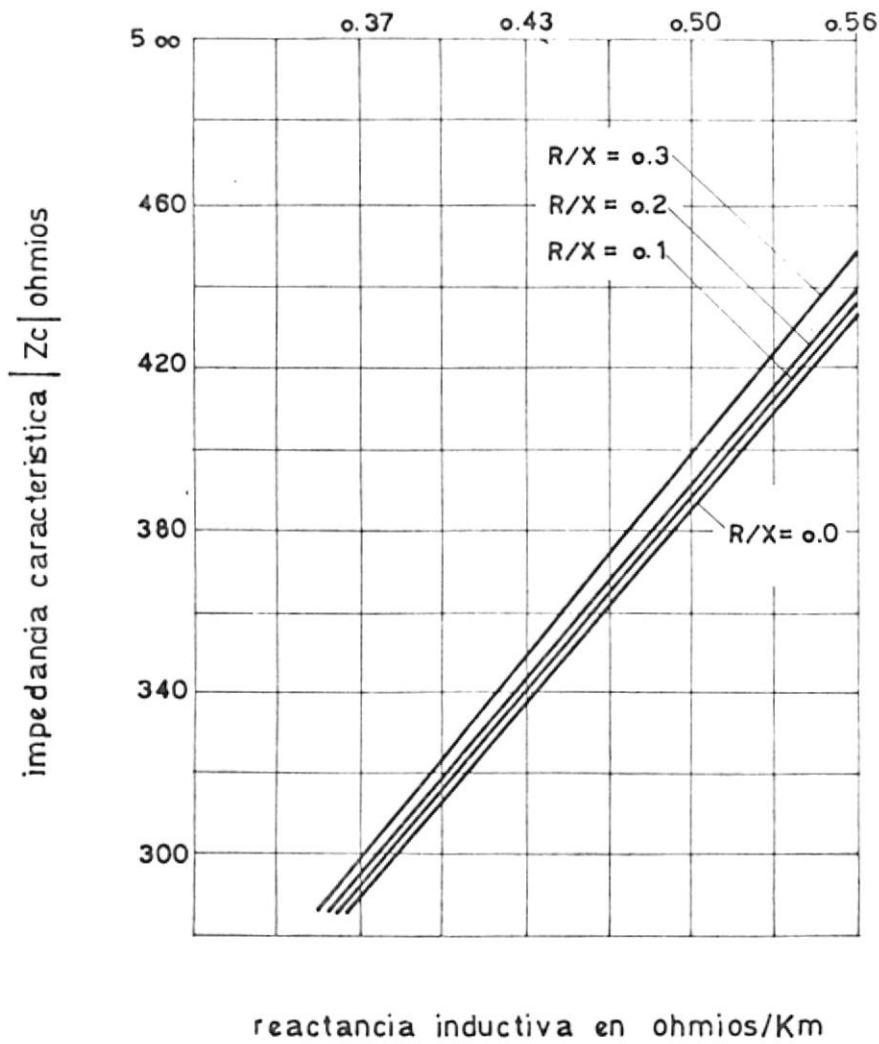


longitud de la línea Km

● constante C_1



● constante C_2



● impedancia característica $|Z_c|$

CATEGORIA DE LA LINEA	TENSION MAS ELEVADA KV. eficaces	TENSION DE ENSAYO DE IMPULSO		TENSION DE ENSAYO A FRECUENCIA INDUSTRIAL KV eficaces	
		distribución igual menor 500 KVA	transmisión igual o mayor 500 KVA	NEUTRO AISLADO	NEUTRO A TIERRA
A	2.7	45	60	15	
	5.5	60	75	19	
	9,52	75	95	26	
	15,5	95	110	34	
B	25,8	150		50	
	38	200		70	
	48,3	250		95	
	72.5	350		140	
C	145	NEUTRO AISLADO	NEUTRO A TIERRA	NEUTRO AISLADO	NEUTRO A TIERRA
	245	650	550	275	230
	420	1.050	900 1.675	460	595 740

ALTURA S.N.M. mts. (h)	PRESION ATMOSFERICA cm. de Hg. (Pb)
0	76
100	75.1
200	74.2
300	73.3
400	72.4
500	71.6
600	70.7
700	69.9
800	69
900	68.2
1.000	67.4
1.200	65.8
1.400	63.9
1.500	63.5
1.600	62.3
1.800	60.8
2.000	59.8
2.200	58
2.400	56
2.500	55.4
2.600	55
2.800	54
3.000	53
3.500	49.1
4.000	47
4.500	41.7

