



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título: Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Arias Pazmiño José Leonardo

Tutor:

Pesantez Palacios Gabriel Napoleón Msc.

LATACUNGA –ECUADOR

2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador.” presentado por Arias Pazmiño José Leonardo, para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera de que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, mayo, 25, 2022


.....
Msc. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios
CC.: 0301893889

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Educación Inicial; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, mayo, 25, 2022



.....
Msc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
0502656424
Presidente del Tribunal



.....
Msc. Cruz Panchi Luis Rolando
0502595176
Lector 2



.....
Msc. Cabrera Celi Gabriela Cristina
1104683873
Lector 3



DEDICATORIA

A todas las personas que siguen confiando y creyendo en mí.
(JAP)

AGRADECIMIENTO

A mi esposa Verito y a mis hijos Alejandro y Julieta por su amor y comprensión
A mi padre por su ejemplo y dedicación
A mi madre que me permite enfocarme y buscar nuevas metas
A Santos CMI por la oportunidad de crecer profesional y académicamente
A mis familiares y amigos que apoyan mis locuras y me motivan con sus palabras

Mil gracias....
José Leonardo Arias Pazmiño

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, mayo, 25, 2022


.....
Ing. José Leonardo Arias Pazmiño
171567471-7

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.



Latacunga, mayo, 25, 2022

.....
José Leonardo Arias Pazmiño
171567471-7



AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, mayo, 25, 2022

.....
Msc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
0502656424

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Título: Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador.

Autor: Arias Pazmiño José Leonardo

Tutor: Msc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

RESUMEN

En el Ecuador, para el diseño de líneas de transmisión aéreas que superen 138 kV no se dispone de regulaciones, reglamentos o normativas, es muy común hacer uso de las normas establecidas por el ex INECEL.

Este trabajo establece una metodología de diseño de líneas de transmisión aérea para 500 kV, donde se considera aspectos generales que deben ser aplicados en el diseño de tal forma que, se garantice la seguridad del personal, mantenimientos, operación y condiciones ambientales.

El primer capítulo establece los fundamentos teóricos y metodología, el segundo capítulo considera los aspectos técnicos para justificar la propuesta y el tercer capítulo detalla el proyecto de norma para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV.

La normativa desarrollada mantiene aspectos generales que pueden ser analizados y debatidos por las universidades técnicas y entidades de control, de tal forma que, se establezcan parámetros que se ajusten a la geografía y condiciones ambientales de cada una de las regiones del Ecuador, es necesario desarrollar una base de datos que permita realizar los cálculos mediante históricos, se debe considerar que existen trabajos aislados que podrían ser parte de esta base y que se dispone como propiedad intelectual de las universidades técnicas, finalmente lo que se busca es normar el diseño y considerado como parte de la documentación del INEN o de la entidad de control respectiva.

PALABRAS CLAVE: Líneas aéreas de Transmisión; Extra Alta Tensión; Proyecto de Normalización 500 kV

**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Topic: “Standardization project for 500 kV overhead transmission lines design in Ecuador”.

Author: Arias Pazmiño José Leonardo

Tutor: Gabriel Napoleón Pesantez Palacios Msc.

ABSTRACT

Into Ecuador, for the design areas transmission lines, what exceed 138 kV, there are no regulations, rules or regulations, it is very common to use the set standards by former INECEL. This work sets a methodology for the overhead transmission lines design for 500 kV, where are considered general aspects, which must be applied in the design, such a way, what are ensured the staff safety, maintenance, operation and environmental conditions. The first chapter sets the theoretical foundations and methodology, the second chapter considers the technical aspects to justify the proposal and the third chapter details the draft standard to 500 kV overhead transmission lines design. The developed regulations maintain general aspects, which can be analyzed and debated by technical universities and control entities, such a way, what are established parameters, which are adjusted to the geography and environmental conditions, each of Ecuador regions, it is necessary to develop a database, which allows making calculations, using historical data, it should be considered, what there are isolated works, what could be database part and that it is available as technical universities intellectual property, finally, what are sought, it is to regulate the design and considered as INEN documentation part or from respective control entity.

KEYWORD: Overhead transmission lines, extra high voltage, 500 kV standardization project.

Yo, Marco Paul Beltrán Semblantes con cédula de identidad número:0502666514 Magister en Lingüística Aplicada a la Enseñanza del idioma Inglés como Lengua Extranjera con número de registro de la SENESCYT: 1020-2021-2354162; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “**Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador**” de: Arias Pazmiño José Leonardo, aspirante a Magister en Electricidad. Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Mg. Marco Paul Beltrán Semblantes
0502666514



**CENTRO
DE IDIOMAS**

Latacunga, mayo, 2021

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	13
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA- METODOLOGICA	18
1.1 Antecedentes de la investigación	18
1.1. Fundamentación Teórica. -	23
1.3 Fundamentación metodológica.....	42
1.4. Conclusiones Capítulo I	42
CAPÍTULO II. PROPUESTA.....	44
2.1 Título del proyecto.....	44
2.2 Objetivo del proyecto.	44
2.3 Justificación de la propuesta.	44
2.4 Fundamento de la Propuesta	44
2.5 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.....	45
2.6 Arquitectura, diseño, planos detallados de la propuesta	56
2.7 Requerimientos de software.....	56
2.8 Conclusiones Capítulo II.-	56
CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA	57
3.1. Análisis de los resultados:	57
3.1.1. Análisis comparativo de norma vigente y proyecto de normalización propuesto 64	
3.1.2. Validación de distancias de aislamiento de una línea de 500 kV y cálculo de la cadena de aisladores	71
3.1.3. Consideración de Apantallamiento 500 kV – Método Electro geométrico torre ST32 78	
3.2. Evaluación de experto	98
3.3. Evaluación de usuarios.....	100
3.4. Conclusiones del III capítulo. -	100
Conclusiones generales.....	100
Recomendaciones.....	101
Referencias bibliográficas.....	102
ANEXOS	106
ANEXO A. PROYECTO DE NORMALIZACION PARA DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION AEREA A 500 KV EN EL ECUADOR.....	106

ANEXO B. MAPA DE VIENTOS DEL ECUADOR (Informativo)	141
ANEXO C. CONSIDERACIONES PARA COORDINACION DE AISLAMIENTO A 500 kV (Informativo)	145
ANEXO D. VALIDACIÓN DE DISTANCIAS DE AISLAMIENTO DE UNA LINEA DE 500 kV y CÁLCULO DE LA CADENA DE AISLADORES (Informativo)	151
ANEXO E. APANTALLAMIENTO 500 kV – MÉTODO ELECTROGEOMETRICO (Informativo)	159
ANEXO F. DISTANCIAS DE SEGURIDAD	180
(Informativo)	180

INTRODUCCIÓN

En el año de 1976 el Ex INECEL publicó la “Norma de proyectos para las líneas de 138 kV”, este documento sirvió de base para el diseño y construcción de las líneas de interconexión del Sistema Nacional Interconectado a 138 kV y 230 kV, las empresas gubernamentales en la actualidad hacen uso del documento como referencia de diseño para líneas nuevas.

Previo a la obtención del título magister en Electricidad y conjuntamente con Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), se desarrollará un nuevo proyecto de normalización para cubrir los requerimientos de diseño de las líneas de transmisión que integrarán el Sistema Nacional Interconectado a 500 kV.

El proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador está enmarcado en la línea específica de investigación correspondiente a energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental considerando la sub línea de explotación y diseño de sistemas de potencia señalado por la UTC en su maestría de electricidad, mención Sistemas Eléctricos de Potencia. El proyecto busca establecer los criterios mínimos de diseño que deben ser aplicados en el Ecuador para garantizar la provisión y construcción de líneas aérea de transmisión a 500 kV que integren el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Planteamiento del problema: Ecuador no dispone de normativa para diseño aéreo de líneas de transmisión a 500 kV, El desarrollo de la ingeniería de detalle de la primera línea de 500 kV en el Ecuador tomo como referencia las norma vigente a 138 kV y lineamientos de la normas IEC, en el documento elaborado por el Consorcio CESI y EFFICACITAS, “ECU 500 kV Criterio de Diseño líneas de 500 kV REF B1023683 REV 02 del 30-09-2011”, donde se señala que: “se requiere una estandarización de los parámetros, criterios de diseño y metodología o procedimiento de tal manera que los que finalmente se adopten sean utilizados por todas las disciplinas de ingeniería y de otras especialidades involucradas en el diseño propiamente dicho” por tal motivo, este proyecto de normalización busca establecer los criterios mínimos para el diseño de líneas a 500 kV considerando la aplicación de regulaciones, leyes, norma nacional e internacional.

El Ex INECEL (entidad gubernamental) elaboró tres normas que se mantienen vigentes:

1. Normas de proyecto para las líneas de 138 kV, año 1976. Esta norma ha sido utilizada como referencia para los diseños de líneas de 230 kV.
2. Normas para subtransmisión, 69 kV, en el año 1978.
3. Normas para distribución rural, año 1980, elaboradas por la Unidad Ejecutora del Programa de Electrificación Rural, UNEPER, creada en 1978.

Estas normas fueron las que se aplicaron en el diseño de cientos de kilómetros de líneas, tanto de subtransmisión, como de transmisión a nivel nacional [1]

Al momento de conceptualizar y diseñar las nuevas centrales hidroeléctricas denominadas emblemáticas (Coca Codo Sinclair y Sopladora), se enfrentó varios problemas asociados al transporte de energía, hasta finales del 2015, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) estaba concebido para operar en un anillo a 230 kV, este sistema permitía transferir potencia desde Ecuador con Colombia y Perú. La hidroeléctrica Coca Codo Sinclair generará 1500 MW con 8 unidades de 187,5 MW.

La incorporación en el año 2016 de la hidroeléctrica Coca Codo Sinclair al SNI demandó nuevos requerimientos de diseño para el Ecuador, la generación que se esperaba obtener requería transferir una mayor cantidad de energía hacia los centros de producción y comercialización del país que difícilmente se lo podía considerar sobre las líneas de transmisión a 230 kV existentes, es así que, mediante la gestión del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable a través de CELEC EP y TRANSELECTRIC EP se ejecutaron varios concursos internacionales para el diseño de la primera línea de transmisión aérea en 500 kV.

Ya enmarcados en el diseño de las líneas de extra alto voltaje (500 kV) se presentaron varios inconvenientes, en un inicio se tomó como referencia la normativa del ex INECEL a 138 kV que no se ajustaba a los requerimientos de diseño de extra alto voltaje, posteriormente se evidenció un interés en desarrollar nuevas regulaciones, especificación para enmarcar diseños que no pudieron ser aplicados, al final los criterios fueron solventados con la participación de varias empresas extranjeras; la ingeniería de detalle fue desarrollada por el consorcio ECU500KV integrado por Efficacitas Consultora Cía. Ltda. de Ecuador, y CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) y validada por la empresa Harbin Electric International (agrupación china) quien ganó la concesión de la construcción y a su vez estaría encargado de la validación final conjuntamente con el

personal de CELEC y TRANSELECTRIC, la discrepancia en los conceptos y la mala aplicación de los estándares internacionales hicieron que el diseño y la construcción no se desarrolle de una forma escalonada en el tiempo requerido, lo que ocasiono desplazamientos en el cronograma ejecución.

Las líneas a 500 kV que se encuentran implementadas actualmente parten desde la subestación del Coca Codo Sinclair hacia la subestación San Rafael en doble circuito con una longitud aproximada de 8.3 km, el siguiente tramos va desde la Subestación San Rafael hasta la subestación El Inga, doble circuito con una longitud aproximada de 124 km, el tercer tramo parte de la subestación El Inga hasta la subestación Tisaleo, simple circuito con una distancia de 149 km y finalmente el último tramo está considerado desde la subestación Tisaleo hasta la subestación Chorrillo, simple circuito con una longitud aproximada de 197 km, el número total de estructuras considerado es de 1851 con un tamaño promedio de 45 metros cada torre.

Actualmente, no se posee un documento que permita realizar el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV (extra alta tensión), los estudios desarrollados presentaron inconvenientes en su ejecución y al no tener un parámetro de medida o algún documento normativo se aplicaron parámetros eléctricos y factores de seguridad que podrían o no ajustarse a los requerimientos nacionales, tal vez ocasionaron un sobredimensionamiento de esfuerzo en las estructuras, conductores, herrajes y una mayor requerimiento del número de torres para los tramos antes señalados, este proyecto busca en establecer un criterio mínimo para enmarcar los diseños y permitir control sobre futuras ampliaciones del sistema nacional interconectado.

Formulación del problema: No existe normativa vigente para el diseño de líneas aéreas de transmisión a 500kV.

Objetivo General: establecer los criterios y requisitos mínimos para el diseño de líneas de transmisión aérea a 500 kV, 60 Hertzios (Hz) de frecuencia, en el Ecuador.

Objetivos Específicos: cada una de las actividades enmarcadas en los objetivos específicos permitirá establecer caminos de solución para enfocar el proyecto de

normalización al diseño de líneas de transmisión de extra alta tensión estableciendo las directrices para resolver los requerimientos a 500 kV en el Ecuador.

1. Buscar los fundamentos metodológicos, justificaciones matemáticas, físicas y las normativas locales e internacionales que se enmarquen en el tema de investigación.
2. Analizar la información técnica, las ecuaciones de cálculo y las condiciones de diseño que se ajusten al nivel de tensión propuesta en nuestro país, de tal forma que, permita el desarrollo de la normativa que abarque los requerimientos mínimos de diseño para las líneas aéreas de transmisión a 500 kV.
3. Establecer directrices para la aplicación del proyecto de normalización a 500 kV mediante una tabla comparativa con la norma vigente a 138 kV y ejemplos de cálculo.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
1	Investigación de normativas nacionales, internacionales, documentación técnica referente al proyecto y sustentación teórica	Recopilar información referente al tema	Establecer una base de datos con documentos que permitan fundamentar los parámetros de diseños.
2	Procesamiento de la información, desarrollo matemático y propuesta de norma para 500 kV	Justificación científica y matemática de los fenómenos eléctricos, acorde a las condiciones medioambientales y geográficas estableciendo criterios mínimos de diseño eléctricos, mecánicos y civiles	Argumentar a base de metodología científica y matemática los fenómenos físicos presentes al momento de transferir a un nivel de tensión de 500 kV y establecer los esfuerzos mecánicos y los requerimientos civiles necesarios para los diseños nacionales, de tal forma que permita condicionar el diseño de líneas de transmisión aérea a 500 kV en el Ecuador
3	Comparar entre la normativa vigente a 138 kV y el proyecto de normalización desarrollado para establecer las directrices de diseño	Evaluar aspectos generales del diseño de la primera línea de 500 kV en el Ecuador	Argumentar sobre los parámetros de diseño utilizados en la línea de transmisión aérea existente a 500 kV en el Ecuador

Elaborado por: José Arias Pazmiño

Justificación: El proyecto de normalización busca instaurar un documento que sirva como base para el diseño de líneas de Transmisión a 500 kV que a futuro sea gestionada por un ente regulador (ARCONEL, CELEC EP TRANSELECTRIC) y se aplique como una normativa de uso obligatorio para las personas naturales o jurídicas que bases su gestión sobre diseño, construcción o provisión de líneas de transmisión para el Sistema Nacional Interconectado.

Hipótesis: Si al momento de considerar los requerimientos de líneas de transmisión en extra alta tensión en el Ecuador, integramos las regulaciones nacionales, los estándares internacionales de transmisión y aislamiento, la teoría de sistemas de potencia y las condiciones de diseño para las sollicitaciones mecánica y civiles, obtendremos un documento normado, sustentado científica y matemáticamente del cual se considerará los factores de diseño para el dimensionamiento de líneas aéreas de transmisión a 500 kV, optimizando recursos y direccionando a los profesionales para no incurrir en gastos adicionales por sobredimensionamiento producto del desconocimiento del nuevo nivel de tensión y sus fenómenos.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA- METODOLOGICA

1.1 Antecedentes de la investigación

El tema de normalización de sistemas de potencia a niveles de extra alta tensión ha permitido enmarcar el desarrollo y las limitaciones de los sistemas de potencia, cada uno de los análisis desarrollados han permitido ampliar y delimitar condiciones para la construcción de líneas de transmisión aéreas, los diferentes esfuerzos de científicos por enmarcar el efecto sensible de los fenómenos físicos presentes al circular este nivel de tensión condicionaron la geometría de la estructura, los aislamientos, herrajes, entre otros aspectos constructivos y de diseño.

La posibilidad del desarrollo tecnológico en los mercados de América Latina y el Caribe permitieron la integración energética con la suscripción de acuerdos bilaterales para el desarrollo de proyectos binacionales específicos, como son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina (500 kV), de Itaipú entre Paraguay y Brasil (500 kV / 750 kV) o el de Yacyreta entre Argentina y Paraguay (500 kV) en el llamado Cono Sur. América del Norte conformada por México, Estados Unidos y Canadá tiene un tratado de libre comercio de América del Norte NAFTA donde se delimitaron y se dio el marco legal para la creación de un mercado de energía, cabe recalcar que solo los acuerdos bilaterales entre Canadá y Estados Unidos y el de Estados Unidos México han permitido este desarrollo [2].

En Europa para el año de 1951 se firmaron varios tratados que derivaron en acuerdo entre las Comunidad Europea del carbón y Acero por una iniciativa de Alemania y Francia pronto se unieron Italia, Bélgica, Holanda y Luxemburgo y a partir de 1957 se crea la comunidad económica europea (CEE) y la comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEA), en 1993 con el tratado de Maastricht y la creación de la UE los países miembros se comprometen en trabajar para armonizar los mercados energéticos locales con el fin de elaborar una política energética común y es para 1996 y 1997 cuando se establecen las reglas comunes para los sectores de electricidad [2].

El comercializar con la energía y permitir el desplazamiento de grandes bloques apuntalaron al desarrollo de los sistemas de potencia y en sí a la valoración de líneas de transmisión áreas a niveles de extra alta tensión y ultra alta tensión.

En Brasil, en los últimos años, el enfoque del desarrollo de conocimiento busca el no hacer presa de la tecnología a profesionales que desarrollar proyectos electromecánicos de líneas aéreas de transmisión en extra alta tensión, se fomenta que se haga uso de los conocimiento básicos y se compare con programas que actualmente se encuentran desarrollados para líneas de transmisión, aun cuando los programas facilitan la ejecución de los proyectos sin el conocimiento adecuado puede derivar en catástrofes, la idea de estos documentos es dar al profesional el marco teórico necesario para el desarrollo seguro de proyectos hasta 765 kV [3].

Brasil enfrenta el reto de mejorar los sistemas de potencia para cubrir su demanda debido al crecimiento de la población e industria, es necesario realizar nuevas inversiones para implementar subestaciones y líneas de transmisión pero al tener un limitado desarrollo económico los proyectos no se llevan a cabo, por lo que, han diseñado varios métodos para repotenciar líneas de transmisión mediante la implementación de retenciones para conductores especiales en líneas existente o la sustitución de conductores por otros de mayor calibre o las variaciones de niveles de tensión para la transmisión eléctrica. El análisis también considera el modificar las características del conductor considerando mayores niveles térmicos o en su defecto utilizando el conducto a su máxima temperatura para lo cual calculan los nuevos límites de operación y las corrientes asociadas. El proyecto permite determinar nuevas condiciones de tensiones mecánicas, flechas asociadas a las trayectorias de los conductores y la valoración de la capacidad de conducción que pueden ser implementados como criterios de diseño para condiciones especiales en el diseño de líneas de transmisión [4].

En México, se analiza los efectos estructurales por las tensiones mecánicas, derivan esfuerzos hacia las cimentaciones y establecen varios requerimientos de diseño iniciales que deben ser complementados con los efectos dinámicos que se produce en las torres por rotura de conductor, estos desequilibrios podrían ocasionar el colapso de la torre, por lo que, deben ser atendidas y normadas acorde a las condiciones geográficas y ambientales en el tramo de ruta de la línea [5].

En Perú, observamos trabajos que buscan determinar los riesgos y efectos de campos electromagnéticos en líneas de transmisión y distribución, su efecto en la salud estableciendo las radiaciones electromagnéticas en función de su frecuencia para determinar efectos biológicos o no, sobre seres humanos de acuerdo a su exposición y tiempo de permanencia. El trabajo busca establecer los valores de inducción eléctrica en voltios/m y magnética en miligauss (mg), de tal forma que, permita establecer las condiciones de diseño, distancias de seguridad para evitar esta incidencia [6].

En Colombia, se busca repotenciar líneas de transmisión a través de la conversión de sistemas AC a sistemas en DC en alta tensión, el análisis parte de la condición que presenta los sistemas de potencia actuales y su posible falla y riesgo de estabilidad, los sistemas HVDC son sistemas implementados a nivel mundial con grandes ventajas, en Latinoamérica se los encuentra operando de Itaipú, (Brasil), en Garabi (Brasil-Argentina), Rio Madeira (Brasil), Aysén (Chile), alrededor del mundo podemos encontrar sistemas implementados como Tres Gargantas (China), Xiangjiaba (China), aunque las desventajas de estos sistemas radican en las condiciones de operación conjunta y sincronización con los sistemas implementados AC por su robustez, se han implementado soluciones a partir de la coordinación de frecuencia, control de flujo de potencia, la generación posee reserva para operación primaria y secundaria con sus respectivos sistemas y establecen sistemas de rechazo de cargas. La ventaja que presenta estos sistemas es que el efecto corona que se presenta en la transmisión es menor, las pérdidas por efecto Joule son menores, no tienen presencia de campos que afecten a seres humanos, ya en la fase de construcción los sistemas de DC requieren un número menor de conductores, sus estructuras son menores, los elementos de operación disminuyen, la transmisión puede lograr distancias de 500 km hasta 1700 km [7]. El proyecto establece la condición que permitirían integrar estos sistemas HVDC a los Sistemas Nacionales Interconectados, el documento aporta indicando que no se tiene la capacidad suficiente en nuestros sistemas de potencia para la implementación en un futuro cercano, por lo que, no es el momento para integrar este concepto en el diseño de líneas de transmisión, pero deja una ventana abierta para ver las alternativas de integración.

En España, las universidades también desarrollan trabajos que enfocan proyectos de líneas de transmisión eléctrica, pero la diferencia radica en que a lo largo de la documentación citan las regulaciones y normativas locales que se aplican dando a

entender que las entidades de control y regulación nacional realizaron trabajo previos para el desarrollo de estos proyectos, por lo cual, los nuevos diseños se encuentran enmarcados y solucionan un requerimiento zonal que se ajusta a las realidades territoriales. El documento considerado centra el diseño en la ruta de Mas-Figuera (Terrassa) la cual es del tipo parque eléctrico y la sugestión eléctrica de Sant Cugat del Valle la cual es del tipo GIS con una línea de 220 kV [8].

El Ecuador en este afán comercial, ingresa al desarrollo de líneas de transmisión de mayor capacidad de la mano de los proyectos emblemáticos Coca Codo Sinclair (500 kV) y Sopladora, el reto para los profesionales del país y extranjero fue establecer condiciones de diseño, ya que las entidades gubernamentales y de control no poseen documentos técnicos que enmarquen o delimiten estos proyectos.

En el país, en los últimos años, se han desarrollado varios análisis para la valoración y entendimiento de incursionar en 500 kV, es así que todos los esfuerzos apuntalan en entender y validar los diseños de los proyectos emblemáticos y sus efectos sobre un sistema en anillo de 230 kV que se tenía hasta interconectado con Colombia y Perú el 2016, ya en el tema de líneas de transmisión aérea se ha apostado por la valoración de pérdidas eléctricas y la comparación entre líneas de 230 kV y las líneas de 500 kV [9].

Se establecen los requerimientos de aislamiento para las líneas de transmisión de alta tensión mediante el modelado en ATP, donde se considera parámetros para el modelado y la afectación del sistema ante fallas en la red, descargas no lineales y la pérdida de continuidad del servicio eléctrico por mala coordinación de los aislamientos, establece una metodología predictiva para el diagnóstico [10].

Las nuevas tendencias de aprendizaje de maquina también han incursionado en el diseño de líneas de transmisión estableciendo criterios que se ajusten a las condiciones de protecciones bajo técnicas heurísticas de las redes neuronales artificiales [11].

En los análisis de los efectos con la operación del Sistema Nacional Interconectado, se ha considerado la valoración de reactores de neutro que basa en la metodología de sintonización del reactor al neutro propuesta por E.W. Kimbark para re cierre de líneas de transmisión en extra alta tensión utilizando software “Maxima”, que enfoca en la necesidad de efectuar re cierres monofásicos en sus líneas de transmisión ante falla monofásicas que mantenga la condición estable del sistema [12].

Experimentalmente y con el afán de entender localmente los fenómenos presentes al transmitir a 500 kV, se ha realizado un proyecto a escalas de la línea de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair- Inga, en el análisis, se establecieron condiciones de impedancia propias y mutuas, parámetros de líneas, las mediciones buscan establecer el análisis de efecto ferranti, estudios de fallas de cortocircuito, flujo de potencia y análisis fenómenos físicos [13].

Se obtuvieron parámetros eléctricos bajo el modelamiento de líneas de transmisión en el programa Alternative Transients Program (ATP) que permitió la comparación entre varios modelos de cálculos para líneas de transmisión, se determinó la sensibilidad ante cambios en geometría, resistividad de suelo, efecto de cables de guarda, los datos obtenidos determinan que parámetros utilizar acorde al fenómeno en análisis y en el tiempo de ocurrencia en estudios en estado estable y transitorio, los datos obtenidos fueron a partir de la respuesta de impedancia en función de la frecuencia para cada uno de los modelos, se consideraron varias maniobras aperturas y cierres de las líneas de transmisión [14].

Varias Universidades en el país, en los últimos años, han considerado como trabajos de titulación el diseño de líneas de transmisión a 230 kV, los trabajos se centran en determinar los requerimientos eléctricos y mecánicas con ayuda de programas computacionales, pero no se establece que normativa internacional o local debe aplicarse para ajustarse a un requerimiento nacional, no se toman los datos experimentales de los órganos gubernamentales para el análisis, datos que pueden ser obtenidos del INAMHI con sus respectivos históricos o del ministerio del ambiente. Citaremos el trabajo de diseño de la Línea Cuenca-Loja 3 a 230kV de doble terna, con software DLT-CAD [15], donde se hace mención de las composiciones de una línea y datos ingresados aleatoriamente al programa que no podrían establecer a ciencia cierta que este bajo tensiones estructurales de la zona, que tengan factores de diseño acorde a fallas y condiciones de vientos y temperatura, se enfoca en el análisis geométrica no permite tomarlo como referencia para futuros diseños.

Al final, todos estos conceptos expuestos, enfoques, conclusiones y recomendaciones en la documentación desarrollada a nivel nacional e internacional debe ajustarse, interpretarse, y analizarse para aplicarlos al entorno nacional considerando criterios técnicos de diseño que permitan el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción de

líneas de transmisión aéreas a 500 kV, el enfoque que se busca es mantener la línea de diseño y normar los nuevos requerimientos para el Sistema Nacional Interconectado a 500 kV, complementando así el proyecto de normalización de líneas de transmisión antes desarrollado que permitía el análisis hasta 230 kV [1].

1.1. Fundamentación Teórica. -

La *International Electrotechnical Commission* (IEC) en su estándar IEC 60038 – *IEC Standard voltajes*, clasifica los niveles de voltajes y los relaciona con dos Rangos I y II, la primera va desde 35 kV hasta 230 kV y el segundo grupo le corresponde voltaje sobre 230 kV hasta 1200 kV. El ARCONEL, en su regulación 074/17, establece que Alto voltaje para el grupo 1 son voltajes mayores a 40 kV y menores a 138 kV y Alto voltaje para el grupo 2 son aquellos que van sobre 138 kV. El CONELEC en su regulación 003/08 establece que los niveles de transmisión son mayores a 90 kV. El análisis tomará en cuenta la clasificación de la IEC, teniendo en cuenta que los niveles de voltajes adoptados a nivel nacional para generación, transmisión y distribución están enmarcados en esta normativa.

La normativa busca establecer las consideraciones particulares para los diseños a 500 kV, este voltaje es considerado como Extra alta Tensión, el análisis, aunque particular para el nivel de voltaje estará sujeto a las condiciones que marca la IEC para este grupo. Ecuador no realizará en varios años la implementación de nuevos niveles voltajes a su sistema de potencia, la inversión como el control en el Sistema Nacional Interconectado demanda fuertes inversiones para las cuales no estamos en la capacidad de generar recursos para esas ampliaciones, centraremos el análisis de los efectos, fenómenos en este rango de tensión.

Es evidente que al manejar niveles de extra alta tensión los elementos constitutivos de una línea de transmisión (estructuras, cables, herrajes, aislamiento, etc.) deberán manejar solicitaciones/tensiones mecánicas diferentes, los parámetros eléctricos también difieren y están sujetos a una nueva geometría y a la longitud del conductor; la presencia de efectos eléctricos y magnéticos cambian en este nivel de tensión y afectan directamente a las pérdidas eléctricas, efectuaremos varios recordatorios teóricos que deberán considerarse al momento de plantear ya una guía de diseño.

Pueden existir cuatro fuentes diferentes de generación de calor y que se relacionan con las pérdidas [16]:

- Calor producido por el efecto Joule, P_j
- Calor generado por el flujo magnético en el interior del conductor, P_M
- Calor debido a la radiación solar incidente sobre el conductor, P_S
- Calor generador por el efecto corona en el conductor, P_{COR}

$$P_{GEN} = P_j + P_M + P_S + P_{COR} \quad (1.2.1)$$

El calor puede ser evacuado por convección P_C , por radiación P_R , y por evaporación P_W

$$P_{EVA} = P_C + P_R + P_W \quad (1.2.2)$$

En régimen permanente debe cumplirse lo siguiente:

$$P_j + P_M + P_S + P_{COR} = P_C + P_R + P_W \quad (1.2.3)$$

Las pérdidas por efecto Joule, (potencia radiante en forma de calor) en un sistema trifásico en el que “**R**” es la resistencia óhmica por fase, tenemos [16]:

$$P_j = 3 * I_{1s}^2 * R * l \quad (1.2.4)$$

En la cual:

P_j pérdidas eléctricas por efecto Joule [W]

I_{1s} es corriente [A] que circula por la línea

R_θ es la resistencia por unidad de longitud en alterna a la temperatura θ [Ω /km]

l es la longitud total de la línea [km]

Se considera en cualquier sistema de potencia que al elevar la tensión para transferir potencia entre dos puntos del sistema este reduce el efecto Joule razón por la cual los niveles de tensión para la interconexión suelen ser altos.

El **efecto Ferranti**, es una sobretensión producida en una línea de transmisión cuando esta desconectada de su carga o bien con una carga muy pequeña, el efecto producido es capacitivo y al tener una mayor tensión el efecto es mayor [17].

El efecto Corona, se produce por la ionización del gas que rodea a un conductor energizado en alta tensión, este efecto se produce cuando la tensión de la línea supera la tensión crítica disruptiva del aire. F. W. Peek estable que la tensión crítica disruptiva es [1]:

$$U_d = \sqrt{3} * m_d * m_t * \delta * \epsilon_{ra} * \frac{r}{\beta} * \ln\left(\frac{D}{r}\right) \quad (1.2.5)$$

En la cual:

U_d es el valor de tensión crítica disruptiva (eficaz, tensión de línea) [kV]

m_d es el coeficiente de rugosidad del conductor empleado

1 para hilos de superficie lisa

0.98 – 0.93 para hilos oxidados o rugosos

0.87 – 0.83 para conductores formados por hilos

m_t es el coeficiente meteorológico

1 para tiempo seco

0.8 para tiempo húmedo

δ es el factor de densidad del aire [cm Hg/°C]

$$\delta = \frac{3.921 * h}{273 + \theta} \quad (1.2.6)$$

En la cual:

h es presión barométrica

$$h = 76.1 \frac{-y}{18.4} \quad (1.2.7)$$

y es la altura sobre el nivel del mar [km]

θ temperatura del aire puede estimarse como:

$$\theta = 25 - 5 * y \quad (1.2.8)$$

$\epsilon_{ra} = 21.1$ [kV/cm] es la rigidez dieléctrica del aire

r es el radio del conductor [cm]

D es la distancia media geométrica entre fases [cm]

β es el factor que recoge el efecto de la disposición de los conductores en haces (dúplex, triplex, etc.), si hay un solo conductor es igual a 1

$$\beta = \frac{1 \cdot (n-1) \cdot \frac{r}{R_H}}{n} \quad (1.2.9)$$

En la cual:

n es el número de haces de conductores por fase

$$R_H = \frac{S}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (1.2.10)$$

Siendo:

S es separación entre conductores [cm]

Cuando se produce efecto corona las pérdidas de potencia activa son consideradas como:

$$P_c = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{D}} (V_s - V'_c)^2 * 10^{-5} \quad (1.2.11)$$

Siendo:

P_c es la pérdida de potencia [kW/km/fase]

δ es el factor de densidad del aire

f es la frecuencia de la línea [Hz]

D es la distancia media geométrica entre fases

V_s es el valor de tensión fase neutro [kV]

V'_c es el valor de tensión crítico disruptivo/ $\sqrt{3}$ [kV]

r es el radio del conductor [cm]

$$D = DMG = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \quad (1.2.12)$$

Efecto electromagnético (CEM), se considera como la suma de campos eléctricos y magnéticos, básicamente los campos eléctricos se producen por la diferencia de potencial y los campos magnéticos por el flujo de corriente en los conductores, la importancia de su estudio y limitación es por la afectación que puede tener un ser humano al estar

expuesto por un periodo de tiempo a estos campos, En Ecuador se tiene una normativa sobre campos eléctricos y magnéticos mediante el suplemento del Registro Oficial N° 41 – Miércoles 14 de marzo del 2007, en la sección: Norma de Radiaciones no ionizantes de campos electromagnéticos, libro VI, anexo 10 donde se establece las disposiciones que garantizan la salud y seguridad del público en general y trabajos derivados de la exposición radiaciones no ionizantes provenientes de sistemas eléctricos, 60 Hz para el uso de frecuencias espectro radioeléctricas 3 kHz – 600 GHz. La norma establece los límites de exposición, en la Tabla 1 – Niveles de referencia para la exposición a campos eléctricos y magnéticos de 60 Hz marca dos grupos: público en general y personal ocupacionalmente expuesto, determina la intensidad de campo eléctrico, intensidad de campo magnético y la densidad de flujo magnético que deben ser considerados en los diseños, adicional se establece en la Tabla 2 Niveles de referencia para limitar la exposición a campos eléctricos y magnéticos de 60 Hz para líneas de alta tensión, medidos en su franja de servidumbre, la tabla permite revisar la intensidad de campo eléctrico, densidad de flujos magnético y la franja de servidumbre en metros hasta 230 kV. [18], La regulación del ARCONEL 018/18 establece la Tabla de servidumbre hasta 500 kV en su ítem 6 – Determinación de las franjas de servidumbre [19].

El flujo alterno magnético creado por la corriente alterna a través del conductor causa un calentamiento incremental debido a las corrientes inducidas en el propio conductor, este fenómeno es generalmente insignificante en conductores no ferrosos a frecuencias industriales, pero podría ser significativo en conductores de aluminio-acero [16].

$$PM = \frac{I^2 * R'_\theta * [1 + \alpha * (\theta - 20)]}{P_J} \quad (1.2.13)$$

En la cual:

I es la corriente que circula por el conductor

α es la variación de la resistencia con la temperatura

θ es la temperatura media del conductor [°C]

R'_θ es la resistencia en corriente alterna (considerando efecto pelicular) por unidad de longitud del conductor.

Las mediciones se ejecutarán siguiendo los procedimientos establecidos en el estándar ANSI/IEEE 644-1994, estándar de procedimientos para medición de campos eléctricos y magnéticos desde líneas de transmisión de corriente alterna. Para las actividades de control y seguimiento el CONELEC se basará en lo establecido en la norma citada [1].

Potencia generada por efecto de la radiación solar sobre conductores (Ps):

$$P_S = \alpha_S * \Psi * D_{ext} \quad (1.2.14)$$

En el cual:

α_S es el coeficiente de absorción de la superficie del conductor varían entre:

0.23 conductores de aluminio brillante a

0.95 conductores degradados en ambientes industriales, se suele utilizar 0,5

Ψ es la radiación solar en la zona donde el conductor se tiende [W/m^2]

D_{ext} es el diámetro exterior del conductor [m]

Evacuación de calor convección, se puede dividir en dos casos, convección natural y convección forzada, cuando la velocidad del viento es pequeña predomina la convección natural y cuando aumenta la convección forzada es la predominante, es necesario para este cálculo tener el ángulo ϕ que forma la dirección del viento con el conductor [16]:

$$P_C = \pi * \lambda_f * (\theta - \theta_{amb}) * Nu \quad (1.2.15)$$

En la cual:

λ_f es la conductividad térmica del aire en función de la temperatura

$$\lambda_f = 2,42 * 10^{-2} + 7.2 * 10^{-5} \theta_f \quad (1.2.16)$$

$$\theta_f = \frac{\theta + \theta_{amb}}{2} \quad (1.2.17)$$

θ es la temperatura media del conductor [°C]

θ_{amb} es la temperatura ambiente [°C]

Nu es el número de Nusselt que depende del tipo de convección a aplicar

$$\text{convección forzada} = N_{u90} = B_l * (Re)^{n_c} \quad (1.2.18)$$

$$\text{convección natural} = N_{uA_2} * (Gr * Pr)^{m_2} \quad (1.2.19)$$

En el cual:

B_l y n_c son parámetros que dependen del número de Reynolds dependen del valor Re y de su rugosidad R_f

A_2 y m_2 dependen del número de Rayleigh ($Gr * Pr$) que es el producto del número de Grashof, Gr por el número de Prandtl, Pr .

$$Re = \frac{\rho_r * v * D_{ext}}{v_f} \quad (1.2.20)$$

ρ_r es la densidad del aire

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * h} \quad (1.2.21)$$

h es la altitud [m]

v es la velocidad del viento [m/s]

D_{ext} es el diámetro del conductor [m]

v_f es la viscosidad cinemática del aire [m²/s]

$$V_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * \theta f \quad (1.2.22)$$

$$R_f = \frac{d_a}{2 * (D_{ext} - d_a)} \quad (1.2.23)$$

d_a es el diámetro de uno de los alambres del conductor

Para cualquier R_f que va desde $10^2 < R_e < 2.65 \times 10^3$ le corresponde $B_1 = 0.641$ y $n_c = 0.471$

Para $R_f \leq 0.05$ y $R_e > 22.65 \times 10^3$ hasta 5×10^4 le corresponde $B_1 = 0.178$ y $n_c = 0.633$

Para $R_f > 0.05$ y $R_e > 22.65 \times 10^3$ hasta 5×10^4 le corresponde $B_1 = 0.048$ y $n_c = 0.800$

$$Gr = \frac{D_{ext}^3 * (\theta - \theta_{amb}) * g}{(\theta_f + 273) * v_f^2} \quad (1.2.24)$$

En el cual:

g es la gravedad $9,807 \text{ [m/s}^2\text{]}$

D_{ext} es el diámetro de conductor externo $[\text{m}]$

$$Pr = 0.715 - 2.5 * 10^{-4} * \theta_f \quad (1.2.25)$$

Para convección natural $v \leq 0.2 \text{ [m/s]}$

Para $GrPr$ entre 10^2 hasta 10^4 le corresponde $A_2 = 0.850$ y $m_2 = 0.188$.

Para $GrPr$ entre 10^4 hasta 10^6 le corresponde $A_2 = 0.480$ y $m_2 = 0.250$.

Evacuación de calor por radiación, describe la potencia calórica evacuada por unidad de longitud [16].

$$P_R = \pi * D_{ext} * \xi * \sigma_B [(\theta_{amb} + 273)^4 - (\theta + 273)^4] \quad (1.2.26)$$

En la cual:

σ_B es constante de Stefan Boltzman,

ξ es el coeficiente de emisión del conductor con un valor representativo de 0.5

θ_{amb} es la temperatura ambiente

θ es la temperatura media del conductor

La coordinación de aislamiento, a nivel nacional, el análisis se centra sobre las normas IEC 60071-1 (Insulation co-ordination, part 1, Definitions, principles and rules), IEC60071-2 (Insulation co-ordination, part 2, Application guide). El método estadístico o determinístico de la norma está ligado a la información disponible para el diseño, esta información está asociada al sistema de potencia donde se integrará la línea y las tensiones más representativas, el análisis debe indicar al final el nivel de aislamiento nominal o normalizado. El método de cálculo empleado por la IEC considera el cálculo de las tensiones representativas (**U_{rp}**), cálculo de las tensiones soportables para coordinación (**U_{cw}**), cálculo de la tensión soportable requerida (**U_{rw}**), conversión a tensiones soportable de normalizadas (**U_{rw(c)}**) y selección de la tensión soportable estándar (**U_w**). La normativa es explícita y señala las ecuaciones correspondientes para el cálculo, se debe considerar el rango II ($300 \text{ kV} < U_m < 800 \text{ kV}$) asociado al nivel de tensión de este proyecto.

La selección de aisladores y los requerimientos frente a la contaminación se encuentran normados en la IEC 60815 (Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions). La longitud total de la cadena de aisladores se calcula [16]:

$$L_c = n_a * p_a \quad (1.2.27)$$

$$n_a = \text{Parte entera} \left(\frac{l_t}{l_a} \right) + 1 \quad (1.2.28)$$

En el cual:

l_t s la línea total de fuga de fase-tierra

$$l_t = U_s * I_e \quad (1.2.29)$$

Siendo:

U_s es la tensión más elevada de la red [kV]

I_e es la distancia de fuga que se asocia al nivel de contaminación (norma IEC 60815 – 5 categorías)

I_a es línea de fuga individual de cada aislador (tabla de proveedores de equipo)

El valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena (a_{som}), es la distancia más corta en línea recta entre la parte en tensión y la parte puesta a tierra del aislador [16]:

$$a_{som} \approx D_a + L_c \quad (1.2.30)$$

En el cual:

a_{som} valor mínimo de la descarga de la cadena de aisladores [mm]

D_a es el diámetro externo máximo de la campana del aislado

Los diseños de **puesta a tierra**, a nivel nacional, consideran los lineamientos de la norma IEEE 80 (Guide for Safety in AC Substation Grounding) y IEEE 81 (Guide for measuring Earth Resistivity, ground impedance and Earth Surface Potentials of a ground System).

Selección preliminar del voltaje de transferencia, para los diseños en general la selección de voltaje puede ser considerado bajo la ecuación de Still, en la cual interviene, además de la potencia, la longitud de la línea [1].

$$kV = 5.55 \sqrt{\frac{P_c}{100} + \frac{L}{1.609}} \quad (1.2.31)$$

En la cual:

kV es la Tensión económica en kV

P_c es la Potencia a transferir en KW

L es la longitud total de la línea en km

La caída de tensión esta expresada por la resultante de un valor absoluto [16] considerando los parámetros de la línea de transmisión, a nivel nacional, el ARCONEL/CENACE tiene normado los porcentajes de caída de tensión, se establece que para 500 kV tendremos caídas en el orden: *Inferior* en -5% Normal, -8% Emergencia y *Superior* en 5% Normal y 7 % emergencia.

$$|\overline{\Delta U}|_{\%} = \frac{P * l * (R'_0 + X' * \tan(\varphi))}{U_{2L}^2} * 100 \quad (1.2.32)$$

En el cual:

R'_0 es la resistencia por unidad de longitud a la temperatura θ

X' es la reactancia por unidad de longitud

l es la longitud de la línea

U_{2L} tensión de línea en el extremo de la carga $U_{2f} = U_{2L} / \sqrt{3}$

$\text{Cos } \varphi$ es el factor de potencia

El **factor de potencia** mínimo admisible en los puntos de entrega del Sistema Nacional Interconectado es de 0.96 inductivo en demanda máxima, media y mínima, acorde a la regulación del CONELEC 004/02 (Transacciones de Potencia en el MEM).

Se debe considerar en el análisis los requerimientos de **diseño mecánico y civil**, el presente documento, señalará aspectos generales para mantener el criterio de diseño, no se busca ahondar en todos los temas de cálculo.

La tensión [kg] producidas por el viento por cada metro de conductor expuesto se calcula mediante [20]:

$$T_u = P_v * D_{ext} \quad (1.2.33)$$

En el cual:

D_{ext} es el diámetro de conductor externo [m]

P_v es la presión del viento

$$P_v = c * \frac{v^2}{16} \quad (1.2.34)$$

Siendo:

v es la velocidad del viento [m/s]

c es el coeficiente de presión dinámica ($c=1.1$)

La **catenaria**, es la forma que describe un conductor suspendido en dos apoyos o soportes separados entre sí por una distancia, la curva que se describe el conductor es calculada por la siguiente ecuación:

$$y = C * \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (1.2.35)$$

En el cual:

C es el parámetro de la catenaria [m]

$$C = \frac{T_0}{w_c} \quad (1.2.36)$$

w_c es el peso del conductor [kg]

T_0 es la componente horizontal del tiro de un conductor en cualquier punto [kg] se lo considera como EDS (Every Day Stress), el Ex INECEL establece un valor máximo del 22 % de la tensión de rotura, en condiciones de temperatura media diaria sin viento y sin hielo, y de 33% en condición de viento máximo o con temperatura mínimo con carga de hielo y viento reducido,

La **longitud total** que describe el conductor sobre la catenaria si los apoyos están al mismo nivel es:

$$L' = 2 * C * \sinh\left(\frac{a}{2 * C}\right) \quad (1.2.37)$$

En la cual:

L' es la longitud total del conductor en un vano “ a ” [m]

a es el vano o separación entre los soportes [m]

Es muy común escuchar el término “**flecha**” durante el cálculo de tensiones y longitudes, este término se refiere a la máxima distancia vertical entre el segmento que une los extremos donde se soporta el conductor y el punto más bajo que alcanza el conductor, en caso de conductores a nivel la flecha está en medio vano [1].

$$f' = C * (\cosh\left(\frac{a}{2C}\right) - 1) \quad (1.2.38)$$

En la cual:

f' flecha del conductor [m]

Se puede considerar la siguiente aproximación para el cálculo de la flecha

$$f' = \frac{a^2}{8 * C} \quad (1.2.39)$$

La tensión por efecto de cambio de dirección en la línea viene expresado por TA

$$TA = 2 * T_0 * \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (1.2.40)$$

Siendo:

α es el ángulo de la resultante entre 180° menos el ángulo que se forma entre el alineamiento atrás y el alineamiento delante de las estructuras

Vano regulador es un concepto para el cálculo de tensiones se aplica por igual a todos los elementos del tramo delimitado. El vano regulador de una serie de suspensiones, con vanos “ a ”, se determina con la siguiente expresión [1]:

$$vano\ regulador = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad (1.2.41)$$

Vano de viento es la distancia horizontal sobre la cual actúa la fuerza del viento sobre los conductores en un apoyo [1]:

$$V_v = L = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (1.2.42)$$

En el cual:

a_1 y a_2 son los vanos que están a cada lado de la estructura

Debido a la simetría, la carga transversa de viento transferida a la estructura por un cable único puede calcularse como el producto de la carga horizontal por unidad de longitud del cable multiplicado por la longitud del cable entre los puntos más balanceados de los vanos, esta distancia es conocida como vano viento [1].

Vano de peso es la distancia horizontal entre los puntos reales o ficticios más bajo del conductor en dos vanos adyacentes [1]:

$$V_p = a'_1 + a'_2 \quad (1.2.43)$$

Siendo:

a'_1 y a'_2 son la distancia desde el punto más bajo hacia la estructura de cada lado de la misma.

La carga vertical transferida por un solo cable a la estructura es el producto de la carga vertical por unidad de longitud del cable, multiplicado por la longitud del cable entre los puntos inferiores (vano peso) [1].

La tensión que se produce al mantener un conductor suspendido entre dos apoyo se lo obtiene basado en la “**ecuación de cambio de estado**”, a ecuación es de la forma [1]:

$$X^3 + PX^2 - Q = 0 \quad (1.2.44)$$

En líneas de transmisión la representación de la ecuación es de la siguiente forma:

$$T'^3 + T'^2 \left[\frac{w^2 * E * S * m^2 * a^2}{24 * T^2} + E * S * \alpha * (\theta' - \theta) - T \right] = \frac{w^2 * E * S * m'^2 * a^2}{24} \quad (1.2.45)$$

En la cual:

- w es el Peso específico del cable [kg/m]
- E es el Módulo de elasticidad [kg/mm²]
- α es el Coeficiente de dilatación [1/°C]
- T es la Tensión en el estado inicial [kgf]
- θ es la Temperatura en el estado inicial [°C]
- m es el Coeficiente de sobrecarga en el estado inicial
- T' es la Tensión en el estado buscado [kgf]
- θ' es la Temperatura en el estado buscado [°C]
- m' es el Coeficiente de sobrecarga en el estado buscado
- S es la Sección del conductor [mm²]
- a es el vano [m]

El **coeficiente de sobrecarga** es igual a:

$$m = \sqrt{\frac{p^2 + v^2}{p'^2}} \quad (1.2.46)$$

Siendo:

- p y p' es el peso del cable en los dos estados
- v es el viento sobre el cable

Según la normativa nacional del Ex INECEL para el cálculo de los esfuerzos se considera un viento máximo de 90 km/h que actúa perpendicularmente sobre el conductor o cable de guardia con una presión de 39 kg/m² [1].

El **módulo de elasticidad** de materiales se define por el valor numérico de la relación constante para dicho material de la fatiga unitaria a la deformación unitaria que la acompaña:

$$E = M = \frac{T}{\frac{S}{\lambda}} = \frac{S}{E} \quad (1.2.47)$$

En el cual:

C es el módulo de elasticidad

Debe observarse que el módulo de elasticidad se expresa en las mismas unidades que la fatiga ya que E es una relación de longitud a longitud y es por lo tanto un numero abstracto.

La ecuación general para el Creep (elongación) para conductores de varias hebras se considera en el trabajo desarrollado por la CIGRE, *working group 22.05 of study group 22, Bourgsdorf, V.* con la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_{tot} = \varepsilon_s * (T_{max}) + \varepsilon_0[T(t), t, \tau] \quad (1.2.48)$$

En la cual:

ε_{tot} es la elongación permanente total

ε_c es la elongación metalúrgica

τ es la temperatura en [°C]

t es el tiempo de carga

T_{max} es la máxima tensión mecánica

T es la tensión mecánica del conductor

$$\varepsilon_s = H(x) * \sigma^\gamma \quad (1.2.49)$$

Siendo:

$H(x)$ es un coeficiente general que depende de la formación del conductor y se lo expresa convencionalmente por el símbolo x

γ es el coeficiente que depende de los factores internos del conductor

σ es el promedio de presión interna (estrés) del conductor [kg/mm²]

$$\varepsilon_c = K * f(\tau) * \sigma^\alpha * t^{\mu(\sigma)} \quad (1.2.50)$$

En la cual:

K es material constante

$f(\tau)$ es la función creciente con la temperatura

τ es la temperatura en [°C]

t es el tiempo de carga

σ es el promedio de presión interna (estrés) del conductor [kg/mm²]

$\sigma, \mu(\sigma)$ es la determinación experimental del coeficiente

La ecuación que relaciona la elongación y el tiempo transcurrido en constante tensión y temperatura para conductores de aluminio basado en los lineamientos de la CIGRE [21].

$$\varepsilon_{creep} = kt^{\frac{1}{n}} \quad (1.2.51)$$

En la cual:

ε_{creep} es la tensión de elongación

k es la regresión constante e intercepción

t es el tiempo transcurrido [horas]

$\frac{1}{n}$ regresión constante – inclinación de la línea

Todas las regresiones se representan en tablas o graficas dadas por el fabricante del conductor.

Para consideraciones de cálculo de **distancias entre partes vivas** en las estructuras se utilizará la norma IEC 61865 (Overhead lines- calculation of the electrical component of distance between live parts and obstacles-Method of calculation) [1]. Se puede considerar la Resolución de ARCONEL 018/18 - Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones y la norma IEC 60071-2 (Insulation co-ordination, part 2, Application guide), donde se señala las distancias mínimas requeridas en las tablas A.1, A.2 y A.3 de la norma.

Las solicitudes civiles, considera en el análisis los requerimientos de tensiones mecánicas en la estructura, tipos de suelo, zona sísmica (código ecuatoriano de la construcción 2002), fundaciones o cimentaciones y pruebas.

Las pruebas de las cimentaciones en líneas de transmisión serán bajo los lineamientos de la norma IEC 61773 (Overhead lines-Testing of foundations for structure).

La estabilidad del apoyo queda asegurada por la igualdad entre los esfuerzos solicitantes y las reacciones del terreno, o lo que es lo mismo, cuando el momento al vuelco M_v , sea igual a los momentos estabilizadores M_1 y M_2 debido a las reacciones laterales y verticales del terreno [16].

$$M_v = M_1 + M_2 \quad (1.2.52)$$

Momento al vuelco:

$$M_v = F * \left(H_L + \frac{2}{3} * h \right) \quad (1.2.53)$$

Siendo:

M_v es el momento al vuelco [daN*m]

Momento estabilizador debido a las reacciones laterales del terreno [16]

$$M_1 = \frac{b \cdot h^3}{36} * C_h * \tan(\alpha) \quad (1.2.54)$$

Siendo:

M_1 es el momento de estabilizador debido a las reacciones laterales del terreno [daN*m]

b es el espesor de la cimentación [m]

h es la profundidad de la cimentación [m]

α es el ángulo máximo de giro del macizo de hormigón, para $\tan(\alpha) = 0.01$

C_h es el coeficiente de compresión del terreno a una profundidad de h metros [daN/m³]

Momento estabilizador debido a las reacciones verticales del terreno [16]

$$M_2 = P * a \left[0.5 - \frac{2}{3} * \sqrt{\frac{P}{2 * a^2 * b * C_h * 10^6 * \tan(\alpha)}} \right] \quad (1.2.55)$$

En el cual:

M_2 es el momento estabilizador debido a las reacciones verticales del terreno [daN*m]

Si $M_1 < M_2$ se debe considerar un coeficiente de seguridad, la hipótesis normal es 1.5 hipótesis anormales 1.2 (valor mínimo). En las cimentaciones de apoyos cuya estabilidad este fundamentalmente confiada a las reacciones verticales del terreno, se comprobará el coeficiente de seguridad al vuelco, que es la reacción entre el momento estabilizados mínimo debido a los pesos propios, así como las reacciones y empuje pasivos del terreno, respecto a la arista más cargada de la cimentación y el momento volcador máximo motivo por las acciones externas [16].

$$M_1 + M_2 = k * M_v \quad (1.2.56)$$

Conforme se avance con el proyecto de normalización se establecerán los factores de seguridad y las sollicitaciones para los cálculos de tensiones mecánicas sobre la estructura de tal forma que se tenga las tensiones longitudinales y transversales para conformar el árbol de carga de una torre, estableciendo las distancias de seguridad y la geometría necesaria para el diseño a 500 kV.

1.3 Fundamentación metodológica

El fundamento metodológico del proyecto se basa en un análisis cuantitativo, considerando una investigación teórica conceptual que permitirá desarrollar una normativa para uso de quienes desarrollen proyectos de diseño para líneas aéreas de transmisión eléctrica a 500 kV en el Ecuador.

El procedimiento conlleva integrar varios análisis desarrollados a nivel internacional y local para líneas de transmisión, se busca integrar los datos históricos de mediciones de entidades gubernamentales locales y ajustar los factores de seguridad de los diseños basado en la teoría, experiencia, de tal forma que, evidencie y atienda los efectos eléctricos, magnéticos presentes en la transmisión a 500 kV, establezca las distancias de seguridad, permita determinar los aislamientos requeridos, esfuerzos mecánicos que se desarrollan acorde a las condiciones atmosféricas de cada una de las regiones y su correspondiente requerimiento civil para salvaguardar las estructuras a lo largo de la ruta diseñada.

1.4. Conclusiones Capítulo I

- Los fenómenos físicos presentes en extra alta tensión responden a conceptos físicos y matemáticos propios, no considerados en el Ecuador para la transmisión, por lo que, es evidente delinear mediante la recopilación bibliográfica, normas, regulaciones y leyes locales y extranjeras que permita justificar los diseños de



líneas de transmisión áreas a 500 *kV*. Es de suma importancia establecer los parámetros eléctricos, solicitaciones mecánicas y civiles, las distancias de seguridad, distancias mínimas, aislamiento y distribución geométrica acorde a nuestro requerimiento regional.

CAPÍTULO II. PROPUESTA

2.1 Título del proyecto.

Proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 *kV* en el Ecuador.

2.2 Objetivo del proyecto.

Establecer las condiciones mínimas que deben aplicarse para el diseño y la construcción de líneas de transmisión aéreas de energía en corriente alterna a 500 *kV*, los diseños deben restringir aspectos que vayan en contra del medio ambiente.

2.3 Justificación de la propuesta.

En el Ecuador, no existe una norma, regulación o registro oficiales que establezca los criterios para los diseños de líneas de transmisión aérea, la última publicación de una norma para líneas de transmisión aéreas fue realizada en el año 1976 por el Ex INCEL, mediante el documento “Normas de proyectos para las líneas de 138 *kV*”.

Los organismos de control y el Ministerio de Energía, han realizado varias publicaciones donde adoptan criterios de la normativa internacional y emiten regulaciones, en algunos casos mediante un estudio del Sistema Nacional Interconectado se realizan publicaciones que enmarcan límites de nuestro sistema que deben ser adoptados al momento de realizar un diseño.

2.4 Fundamento de la Propuesta

La investigación realizada, muestra que aun cuando se dispone de diferentes normas adoptadas en el país, regulaciones e investigación desarrollada, no existe un documento que dirija y establezca un orden para el diseño de líneas de transmisión aéreas, se evidencia que en algunos proyectos Nacionales a 230 *kV* y 500 *kV* se utilizó normas que son para un menor nivel de tensión y de criterios diferentes al requerimiento del proyecto.

En sí, este proyecto de normalización establece nuevos criterios, factores de seguridad que varían con los niveles de voltaje y/o la importancia de la línea, bases de datos disponibles y permitidos para el cálculo, disposiciones de normas y regulaciones que son

aplicables sobre nuestro territorio nacional considerando las regiones naturales y sus condiciones ambientales.

2.5 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

El proyecto se centra en una investigación teórica conceptual y de correlaciones, partiendo de un método analítico de los sistemas eléctricos de potencia y un método sintético que permite integrar las componentes dispersas para los diseños de líneas de transmisión aérea a 500 *kV* en el Ecuador, la intención es establecer criterios dispersos y aplicarlos en un documento que permita mantener un lineamiento para el diseño de torres de transmisión aéreas.

Se debe considerar que el impacto sobre el Sistema Nacional Interconectado al momento de desarrollar un proyecto de 500 *kV* es alto, por tal motivo, es necesario realizar estudios del sistema para definir los requerimientos técnicos y económica, el análisis de flujos de potencia, cortocircuitos y la dinámica para la estabilidad del sistema, estos análisis permitirán garantizar los niveles óptimos de las pérdidas de transmisión, la cargabilidad de las líneas que se ajustará a sus límites térmicos, fluctuaciones de los niveles de voltaje entre sus límite aceptable y en sí, el comportamiento admisible frente a una falla.

Cada proyecto de líneas de transmisión debe recopilar y analizar la información básica, definir los parámetros y criterios de diseño, seleccionar la ruta, hacer un levantamiento de información y estudio de suelos preliminares, elaborar planos de perfiles y planta, efectuar cálculos y determinar parámetros eléctricos, mecánicos y civiles, efectuar recorrido de las rutas establecidas para detectar inconsistencias, una vez considerados estos aspectos se puede iniciar el proceso de optimización de rutas, plantillas selección de estructura, se generan perfiles digitales, se clasifican y se enmarcan en un conjunto de estructuras que cubrirán la ruta planteada, se efectuará el diseño mecánico, elaborará y evaluara los árboles de cargas de las estructuras acorde a hipótesis de cada región, se dimensionaría las cimentaciones; en esta altura del diseño es factible considerar las implicaciones de costos, en este punto se puede considerar la localización optima de las estructuras, un análisis de resultado, ajuste de parámetros técnicos y económicos, revisión de distancias de seguridad, acercamientos, fajas de servidumbre, la evaluación requiere una interacción de tal forma que se pueda optimizar recursos, finalmente se generan planos de plantillas, tablas de auxiliares de replanteo, replanteo de estructuras y estudios

de suelos definitivos, elaboración de perfiles diagonales y extensión de patas, tabla de estructuras, diseño de cimentaciones finales, tabla de regulación, planos de detalles complementarios, especificaciones técnicas y memorias de cálculo, lista de materiales, elaboración de presupuestos finales y un informe de diseño final que enmarque los criterios adoptados y los datos finales obtenidos

El proyecto de normalización de líneas de transmisión aéreas se clasifica para 500 kV como proyectos de “extra alta tensión (EAT) $300\text{ kV} < U < 800\text{ kV}$ ” como parte de las regulaciones nacionales e internacional la mayoría de los requerimientos de diseño se centran en la norma IEC “Comisión Electrotécnica Internacional”, actualmente las regulaciones nacionales fueron adoptadas a partir de esta norma y se aplican en varios diseños asociados a los sistemas eléctricos de Potencia.

Los diseños de líneas de transmisión aérea deben considerar la capacidad de resistir los niveles de tensión nominal establecido para el Ecuador a frecuencia industrial de 60 Hz, estos niveles de tensión fueron adoptados de la clasificación de la norma IEC 60038 “Standard voltages”. Las sobretensiones temporales, sobretensiones de maniobra y sobretensiones por impacto de rayo serán consideradas para establecer los requerimientos de aislamiento de la línea de transmisión aérea.

Para establecer los parámetros de coordinación de aislamiento, es necesario determinar los valores de sobrevoltajes del sistema eléctrico de potencia al que se integrará la línea, estos valores pueden ser obtenidos mediante estudios eléctricos o por el método probabilístico considerado en las normas IEC 60071-1 “Insulation co-ordination- part 1: Definitions, principles and rules” e IEC 60071-2 “Insulation co-ordination- part 2: Application guidelines”, La IEC 60071-2 establece una guía de aplicación que permite la selección de los niveles de aislamiento, el propósito de la norma es dar recomendaciones para determinar la tensión soportada asignada para la rango I y rango II de la norma IEC 60071-1 y justificar la asociación de estos valores asignados con los valores normalizados de tensiones más elevadas para establecer los requerimientos de aisladores y distancias, las normas citadas no establecen requisitos para la seguridad de las personas, ni ensayo de materiales.

En los sistemas de Potencia que se analice para la integración de la línea de transmisión aérea es necesario considerar los estudios en estado estable y dinámicos, se considera que el cálculo de cortocircuito será establecido bajo la normativa IEC 60909 “Short-circuit

currents in three-phase a.c. systems” o mediante las recomendaciones prácticas de la normativa IEEE 3002.3 “IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems”, de los valores obtenidos se puede establecer las capacidades de interrupción y los métodos de protección asociados a la línea y la conformación del sistema de puesta a tierra y los límites térmicos en cables y aisladores para los requerimientos mecánicos.

La respuesta del aislamiento a tensiones de frecuencia industrial puede variar de forma considerable en ambientes contaminados, la norma IEC establece niveles de contaminación establecer la distancia de fuga de los aisladores, la evaluación cuantitativa del nivel de contaminación del lugar del proyecto puede ser valorado acorde a los criterios establecido en la norma IEC 60815 “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions”.

Los aspectos y comportamientos de las líneas aéreas por la presencia o caída de un rayo, se determinan mediante tasa de descargas debida a falla (cebados), estos valores son obtenidos considerando la operación o puesta en marcha y depende de la rigidez dieléctrica de la línea y de la resistividad del terreno cuando cae un rayo, la altura de la línea aérea, la configuración del conductor, la protección mediante cable de tierra (guarda), las puestas a tierras y los elementos de protección de sobretensiones, estas tasas de retorno deben definirse en el diseño se adoptará la publicación de la CIGRE N° 63 “Modelos de procedimiento para estimar la caída de rayos sobre líneas de transmisión”.

Cada uno de estos aspectos de diseño de la línea de transmisión aérea requieren de una metodología de cálculo (establecida en normas), factores de diseño (validación mediante ensayos), bases de datos meteorológicos y registros nacionales que serán cubiertos por normativa local, regulaciones, ley del sector eléctrico, registro oficial y estudios realizados por los entes de control, regulación nacional y universidades en Ecuador, la información como se indico es dispersa y en este proyecto de normalización se direccionará para cubrir los aspectos de diseño mediante un orden cronológico, buscando no incurrir en sobre dimensionamientos o sub dimensionamientos.

El desempeño eléctrico de las líneas está directamente relacionado con las características de sus componentes como también de su configuración geometría, tenemos considerado de un lado la soportabilidad eléctrica de su estructura aislada con su desempeño técnico

y de otro lado la capacidad de suportar los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos, que deben ser considerados.

Se debe considerar que la prestación de servicio debe ser eficiente, confiable y económica, para transportar una determinada cantidad de energía eléctrica a una distancia preestablecida, hay un sin número de formas y soluciones posibles en función del gran número de variables asociadas a una línea de transmisión eléctrica como son sus valores de tensión, calibre de conductores, número de aisladores, distancias de seguridad, número de circuitos trifásicos, materiales, sus esfuerzos, etc.

De todas estas posibles soluciones apenas una o pocas satisfacen los requerimientos básicos de transporte de energía que es permitir el transporte de 1 kWh en la distancia especificada al menor costo, dentro de los parámetros técnicos preestablecidos y con la confiabilidad necesaria, esta solución está ligada a los estudios de optimización.

De un modo general para idénticos parámetros de desempeño y confiabilidad, se debe escoger una solución para la cual la participación anual de las inversiones realizadas, más un costo de mantenimiento y operación sean mínimos, todos estos factores de inversión están relacionados con los componentes físicos de las líneas.

En este proyecto de normalización se establece que una línea de transmisión aérea se compone de las siguientes partes:

- Conductores y accesorios
- Estructura
- Aisladores
- Cable de guarda o pararrayos
- Aterramiento o puesta a tierra
- Fundaciones

Las corrientes eléctricas que recorren los conductores provocan pérdidas de energía, como consecuencia del efecto Joule, esas energías se manifiestan a través de la generación de calor, provocando su calentamiento que será mayor acorde a la densidad de corriente en los conductores. Este problema debe ser afrontado sobre dos aspectos: los económicos y los técnicos, sobre el punto de vista económico, es posible identificar para cada línea de transmisión una densidad de corriente que no dé como resultado las menores pérdidas pero si un valor considerado más económico, para esas corrientes se especifica áreas de

las secciones transversal de los conductores conforme lo establecido por la ley de Kelvin, para determinar la sección más económica de un conductor para la transmisión de energía, se compara los valores de las pérdidas anuales de energía en cada conductor considerando la participación anual de costo de inversión a realizarse en la adquisición de los conductores correspondientes, la solución más económica es aquella para la cual las dos inversiones de costo sea iguales. Sobre el punto de vista técnico, se debe considerar el efecto de temperatura elevadas en el comportamiento mecánico de los conductores, de un modo general para cada tipo de conductor existe un valor límite superior de temperatura para operar en régimen permanente sin que exista degradación de su resistencia mecánica, acompañada de aumentos en las tazas de estiramiento permanentes, por otro lado, temperaturas más elevadas pueden ser toleradas por cortos intervalo de tiempo em condiciones de emergencia.

El efecto corona será evaluado acorde al documento del grupo de trabajo 36.01 de CIGRE “interference produced by corona effect of electrical systems”, como se señala en el documento, las interferencias producidas por el efecto corona de las redes eléctricas, el campo eléctrico muy cercano a los conductores depende de las tensión y número de conductores por fase para un haz, del tamaño de la sección de los conductores, de la distancia entre fases y en menor medida la configuración de la línea, su altura y proximidad a otras líneas. Los niveles de perturbaciones radioeléctricas dependen de la conductividad de la tierra local y la rugosidad relativa de la superficie de conductor y dureza. El efecto corona genera niveles de perturbación que llegan a ser significativos en el diseño y son evidentes en líneas de 230 kV o superiores.

Un diseño práctico es mantener las perturbaciones radioeléctricas dentro de niveles aceptables a 500 kV, en este nivel, es más evidente aspectos de radiaciones no ionizantes de los campos electromagnéticos, aspectos que no se cubren en niveles de menor tensión pero deben ser evaluadas para niveles de tensión extra alta, en el Ecuador se tiene considerado el registro Oficial Nro 41 – Miércoles 14 de Marzo del 2007, suplemento 62, apartado en el Libro VI, anexo 10, tabla 1 y Tabla2, este documento delimita los campos electromagnéticos, intensidad de campo eléctrico y magnético y las radiaciones ionizantes que deben ser evaluados y consideradas en los diseños

El efecto corona puede en algunas circunstancias producir ruido audible, este ruido es más probable que ocurra cuando las condiciones meteorológicas son adversas, si se

origina en condiciones meteorológicas favorables puede ser producto de la contaminación. Los niveles de ruido audible depende del estado de la superficie del conductor y de sus accesorios, por esta razón, es necesario que los diseños garanticen que el efecto audible únicamente es por el efecto corona sobre los conductores y será responsable de los niveles de ruido audible observados en un tiempo lluvioso y que los conductores serán instalados teniendo en cuenta no dañar su superficie, se debe controlar el nivel de ruido audible a rangos permitidos medido en dB, sobre nivel de ruido de fondo a una distancia específica de la línea.

Las pérdidas por efecto corona deben ser analizadas en los diseños, estas se expresan en vatios por metro (W/m) o kilowatios por kilómetro (kW/km), este factor depende de las condiciones ambientales mientras más frío más elevada las pérdidas, en las especificaciones del proyecto se debe señalar las pérdidas que se origina al cruzar por varias zonas acorde a sus condiciones ambientales. En análisis y determinación en los conductores debe considerar este efecto para establecer las menores afectaciones a la transferencia de energía.

El sistema de puesta a tierra debe cumplir varios requisitos considerando el requerimiento mecánico el sistema implementado debe soportar la corrosión presente en el suelo, si consideramos el requerimiento térmico al que será expuesta la malla al momento de producirse un cortocircuito, esta debe soportar la corriente más elevada que pueda presentarse en la falla hacia tierra.

La malla de tierra debe proteger los elementos que integra la línea, debe garantizar la seguridad del personal próximo a la estructura considerando las tensiones y posibles sobretensiones que se presentarían durante la falla, es necesario considerar que la malla del sistema de puesta a tierra será fiable en todo el trayecto de la línea, todos estos aspectos están cubiertos en el documento desarrollado por CELEC I05.PAV.02.01.02 “Instructivo para el diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión”, los parámetros a considerar en el diseño de estos sistemas son los valores de corriente de falla, tiempo de duración, y la características del suelo.

Es esencial que al momento del diseño se tenga en cuenta los valores admisibles de corriente de choque a través del cuerpo humano para establecer rangos de protección, en la norma IEC 60479-1 “Effects of current on human beings and livestock” se puede

analizar los resultados obtenidos de algunos análisis y los factores que se toman para garantizar la vida.

Un aspecto importante es establecer los efectos de transferencia de potencia hacia elementos próximos a una línea de transmisión como tuberías o líneas de distribución de menor tensión, vallas eléctricas o elementos enterrados, el efecto y los parámetros técnicos considerados puede ser obtenidos acorde a I TC 64 “Electrical installations and protection against electric shock” de la IEC.

En el Ecuador, se consideraba que los conductores y accesorios frecuentemente para los diseños de líneas de transmisión adoptaban condiciones particulares en base de la zona de clasificación dada en la norma del Ex INECEL, en esta condición, se establecieron dos zonas para la condición de transmisión de potencia nominal de la línea, la mayor de las flechas que resulta de las siguientes condiciones:

- Zona 1 60°C Sin Viento (sin presión de viento)
- Zona 2 45°C Sin Viento (sin presión de viento)

Las consideraciones expuestas delimitan la capacidad de los conductores, en operación normal cada operador establece la potencia de transferencia en función de las condiciones o características del fabricante, las máximas temperaturas de los conductores para operación segura en régimen permanente son fijados entre 70°C y 85 °C soportando en contingencias cortas hasta 100°C.

La capacidad de conducción de la corriente de un conductor es denominada “ampacidad” y es fijada como una corriente permisible en el mismo conductor, las condiciones ambientales prefijadas no sobrepasen los valores máximos de temperatura fijados para régimen permanente. Para determinar este valor es necesario establecer algunos parámetros ambientales de referencia como temperatura del aire, insolación y velocidad del viento.

Se adoptará que los conductores mantendrán un límite termino que no podrá ser superior a 80°C en régimen permanente, con lo que, la corriente máxima admisible se calculará para la cota máxima de la línea con un viento de 0.61 m/s, con efecto del sol, factor de emisividad de 0.5 y las siguientes temperaturas ambientales:

- Zona 1 25°C
- Zona 2 12°C

Otro aspecto para considerar para los diseños de líneas de transmisión es la secuencia de falla, es prudente asumir que cualquier línea de transmisión está sujeta a algún tipo de falla durante su vida útil, esta falla puede ser el resultado de un elemento defectuoso, de una sobrecarga o bien se puede considerar algún evento que este fuera de nuestro control de diseño (choques, sabotaje, etc), para establecer una secuencia de falla se deben considerar:

- La falla del primer conjunto de elementos debe causar el menor efecto de carga sobre los demás conjuntos de elementos que conforman la línea con la finalidad de evitar una falla en cascada
- Los costos de reparación de la falla deben ser mínimo
- Si en el conjunto hay elementos de diferente costo, el elemento de menor costo debe diseñarse tan resistente y confiable como el de mayor costo para evitar la posibilidad latente de falla.

Las distancias de seguridad son aspectos que determinan las condiciones de operación segura, en el Ecuador la regulación del CONELEC 002/10 “ Distancias de seguridad” paso a la regulación del ARCONEL 018/18 y ARCONEL 001/18, las distancias verticales de seguridad se considera en al Tabla 3 – “ Distancia mínimas de seguridad vertical de conductores adyacentes pero no adheridos a edificaciones y otras instalaciones” se señala que para voltaje superiores a 22 kV debe obtenerse mediante la formula dispuesta en ese capítulo, para distancias verticales arriba o debajo de techos fácilmente accesibles a personas se obtiene un valor de 8,93 m sin corrección por altura; la Tabla 4 establece las distancias mínimas de seguridad horizontales de conductores energizados, la distancia de seguridad horizontal que debe respetarse a nivel de 500 kV es de 7.08 m. La Tabla 5 establece las distancias mínimas de seguridad de conductores energizados a edificaciones anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio & televisión y otras instalaciones bajo viento, la distancia que debe ser considerada en los diseños es de 6.18 m. La regulación adopto los lineamientos de las distancias mínimas requeridas de la NESC “National Electric Safety Code”, la regulación también establece las distancias de seguridad para

vías de tránsito, que es la distancia que se refiere a la altura mínima que deben guardar los conductores respecto a las vías de tránsito de personas y vehículos, la distancia considerada para 500 kV es de 10.43 m para tránsito de vehículos y 9,22 m caminos accesibles solo personas o aceras (ver Anexo F).

Los elementos que componen un soporte estructural deben ser dimensionados a fin de resistir, con seguridad, los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos, deben soportar los esfuerzos necesarios para el mantenimiento de los conductores suspendidos y las fuerzas correspondientes a la presión del viento sobre los conductores y sus propios elementos de soportes, debe soportar las fuerzas por las variaciones de tensión sobre los cables por temperatura y los cambios de dirección en la ruta de la línea, las fuerzas presente a lo largo de la línea se las puede considerar como: verticales que son normalmente las que actúan en el plano vertical como el peso de cables, aisladores, herrajes, estructura, etc., y horizontales que se presenta en diferente direcciones y son causada por la fuerza presión del viento, es habitual que se designe una mínima cantidad de estructuras que cubra todo el recorrido de la línea, en el análisis general de estructuras se adoptará y establecerá lineamientos acorde a los diseños requeridos de cada proyecto donde se tendrán tipos de estructuras de suspensión o alineamiento, estructuras terminales o anclaje, estructuras de anclaje intermedio, estructuras angulares, estructuras de transposición y estructuras de derivación cada una con una condición particular de esfuerzos mecánicos y accione de presión del viento. Los lineamientos generales adoptados deben ser tomados del TC 11 “Overhead lines” de la IEC que abarca cargas mecánicas y resistencia de la línea con holguras y pruebas de soportes, accesorios y cimentaciones excluye pruebas de conductores y aisladores, si es requerido condiciones mecánicas para conductores y aisladores se debe considerar los TC 7 “Overhead eléctrica conductores” y TC 36 “Insulators” de la IEC.

La tensión mecánica del conductor debe considerar los módulos de elasticidad y coeficientes de dilatación de los materiales que lo conforman, esta tensión normal se determina adoptando el valor más bajo que resulte entre la condición de esfuerzo de cada día (EDS) y el valor calculado a partir de la condición máxima de la tensión de rotura (50% UTS). Este valor se obtiene de la ecuación de cambio de estado, que establece una relación entre la dilatación térmica y la elongación por esfuerzos mecánicos a que puede estar sometido el conductor. El diseño de mecánico y eléctrico considerando la incidencia

del viento en la temperatura del conductor debe considerar los lineamientos de la IEC 60826 “Design criteria of overhead transmission lines” y la IEEE 738 “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors” Las oscilaciones típicas observadas en las líneas son eólicas (de resonancia), longitudinales (galopping - baja frecuencia y de gran amplitud) e de rotación (vientos de grades velocidades como tifones).

Uno de los factores determinante en diseño de estructuras es la velocidad equivalente de diseño que es obtenida al aplicar los factores de sobrecarga para las cargas de viento, si la velocidad del viento con periodo de retorno de 50 años es de 100 km/h y se establece un factor de sobrecarga (**fs**) considerando para las cargas de viento de 1.5 esto significaría que la velocidad equivalente de diseño es igual a $\sqrt{f_c} * V_{50} = 122.5$ km/h, la norma vigente de 138 kV para diseño líneas de transmisión establece varios factores de sobrecarga que no podrían establecerse sobre los diseños de líneas de 500 kV, se las debería modificar considerando que conceptualmente los métodos probabilísticos de diseño estructural proponen la amplificación de las causas de las cargas sobre la estructura como por ejemplo la velocidad del viento y no de las cargas finales, para establecer el análisis convencional en el Ecuador se propone adoptar factores de sobrecarga a las fuerzas finales los cuales serán obtenidos de los periodos de retorno de las velocidades de viento, estos factores estarían sobre 1.5.

La fiabilidad de las líneas aéreas guarda relación directa con el periodo de retorno **T** de las acciones climáticas, la fiabilidad anual estará enmarcada en los criterios de la norma IEC 60826 “Design criteria of overhead transmission lines”

Se adoptará el mapa de vientos del Ecuador desarrollada en la tesis “ Incidencia de Viento en la temperatura del conductor y en los esfuerzos mecánicos de las estructuras Caso: Líneas de transmisión Totoras -Quevedo 230 kV ” de La Escuela Politécnica Nacional en colaboración con TRANSELECTRIC EP, los mapas se obtuvieron mediante un procedo de interpolación computacional, se consideró los lineamientos establecidos en la IEC 60826 donde señala un mínimo de 10 años de registros de mediciones de velocidad de viento para considerarlo como parte de los criterios de diseño en líneas de transmisión aéreas

Las estructuras con material de acero deben galvanizarse en caliente y realizar sus pruebas acordes a la norma ISO 1461 “Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles — Specifications and test methods”.

Los materiales utilizados en la fabricación de herrajes y accesorios de líneas aéreas deben seleccionarse tomando en cuenta las características mecánicas, tensiones de rotura, las rotulas deben cumplir con la norma IEC 60372 “locking devices for ball and socked couplings of string insulator units – Dimensions and tests”,

Las características mecánicas de los herrajes y cadena de aisladores deben cumplir con los requisitos de la norma IEC 60471 “Clevis and tongue couplings of string insulator units – Dimensions”. Los ensayos de aisladores deben considerarse sobre la cadena completa o sobre aisladores de columna, estos ensayos se considerarán bajo la norma IEC 60437 “Radio Interference test on high – voltaje insulators”. Los aisladores deben cumplir con los requisitos especificado para su comportamiento bajo contaminación acorde la norma IEC 60815 “Slection and dimensioning of high – voltaje insulators intended for use in polluted conditions”.

Las cimentaciones que cumple la tarea de transferir las cargas estructurales desde el apoyo al subsuelo, estas estructuras, deben considerar momentos de vuelco, deslizamientos y empuje, generalmente absorbidas por presiones lateral del suelo, junto con esfuerzos cortantes horizontales y esfuerzos verticales absorbidas por la capacidad portante del suelo. Se considera algunos tipos de cimentaciones como monobloque, cimentación de zapata, cilindro y cimentaciones por pilotes, la aplicación depende del análisis de la estructura de suelos y las cargas finales sobre la cimentación.

Finalmente, se debe definir para todos los niveles de tensión de línea de transmisión, la franja de servidumbre que permite garantizar la operación continua del servicio eléctrico, así como la prevención de riesgo de accidentes durante la operación, este dimensionamiento se lo considera en la resolución N° ARCONEL 018/18 “Franja de servidumbre en líneas de servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones”.

2.6 Arquitectura, diseño, planos detallados de la propuesta

En una línea de transmisión aérea no existe la posibilidad establecer una arquitectura de comunicación, simplemente se establece un camino de conexión sobre el cable guarda (OPGW) que enlazando equipos de comunicación y protección los cuales se encuentran ubicados en los cuartos eléctricos de las plantas de generación, subestaciones o centros de control, este enlace permite transmitir datos a grandes distancias con alta velocidad. En este proyecto de normalización lo que se establece son las características mecánicas y eléctricas del cable de guarda con fibra monomodo (OPGW).

2.7 Requerimientos de software

No es alcance de este proyecto realizar validaciones de programas de diseños, comúnmente los diseñadores utilizan el programa AUTOCAD para ubicar las estructuras sobre el perfil de terreno considerando el desarrollo de la catenaria del conductor, en la actualidad se puede hacer uso de programas como: PLS-CADD utilizado para Diseño de Líneas áreas de transmisión y PLS-Tower utilizado para Diseño de Estructuras, los programas permiten simular varias alternativas del proyecto para optimizarlos, está en el proyectista considerar los datos correctos y establecer si el resultado obtenido se ajusta a las condiciones del proyecto.

2.8 Conclusiones Capítulo II.-

- El proyecto de normalización busca establecer las directrices para aplicar la normativa vigente optimizando los diseños y estableciendo parámetros para un correcto dimensionamiento.
- Este proyecto de normalización adoptará los mapas de vientos desarrollados para Ecuador en la tesis “Incidencia de Viento en la temperatura del conductor y en los esfuerzos mecánicos de las estructuras Caso: Líneas de transmisión Totoras - Quevedo 230 kV” de La Escuela Politécnica Nacional en colaboración con TRANSELECTRIC EP, que cumplen con el criterio de 10 años de registros de medición y pueden ser aplicables para diseño estructural.

CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA

3.1. Análisis de los resultados:

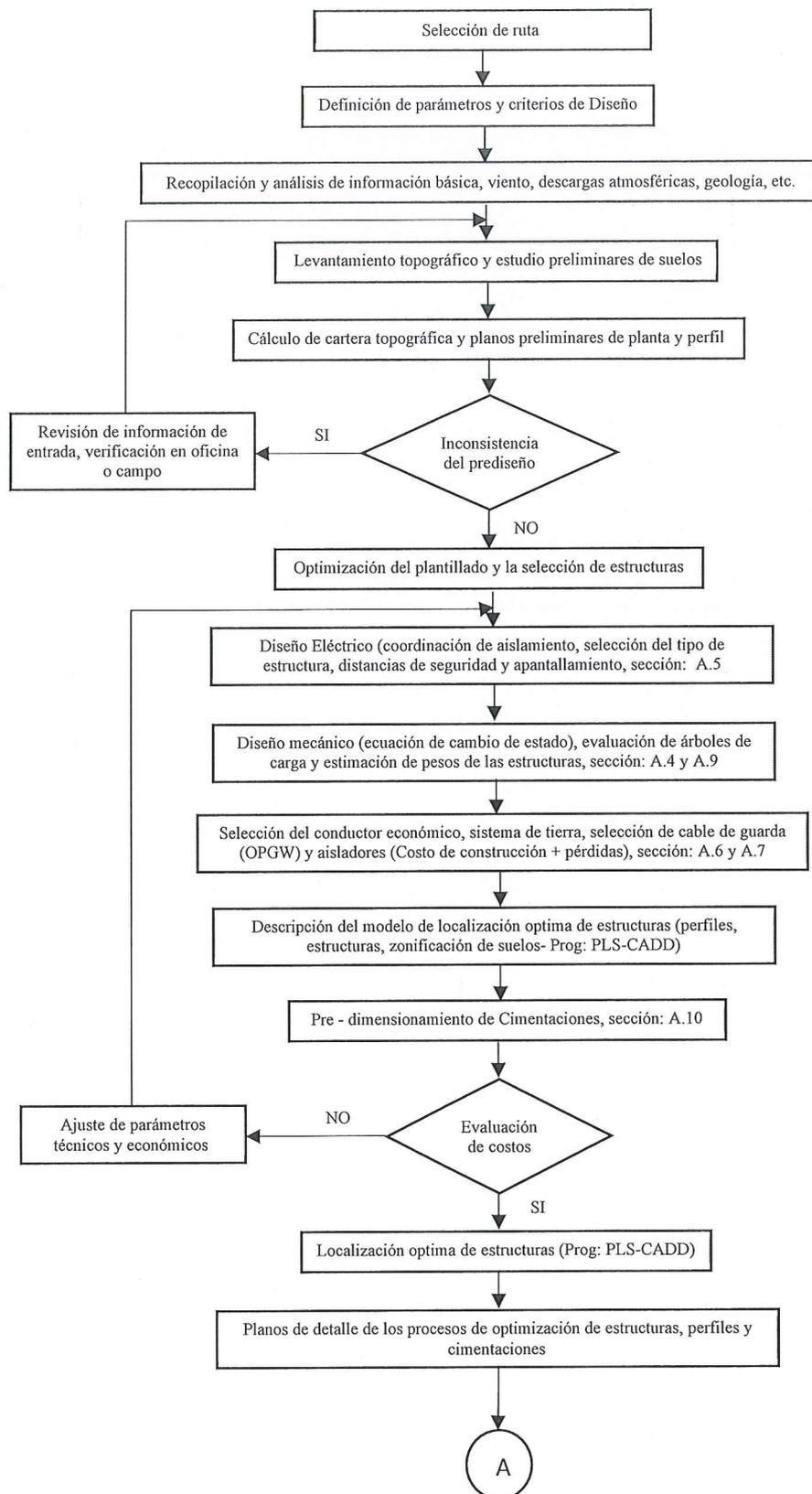
Existen dos puntos importantes que se deben considerar al momento de diseñar líneas de transmisión, el primer punto es establecer las actividades técnicas que conlleven al diseño de líneas y el cálculo de los parámetros, eléctricos, mecánicos, civiles. El segundo punto es establecer los límites de los parámetros calculados para una operación segura, para lo cual, se recurre a investigaciones, regulaciones, normas y leyes nacionales e internacionales que han sido previamente probadas y certificadas.

El proyecto de normalización para líneas aéreas de transmisión a 500 kV en el Ecuador es parte del Anexo A de este documento.

Los límites de los parámetros requeridos para el diseño se enmarcan en normas nacionales e internacional que se aplica a líneas aéreas de alta tensión, de corriente alterna y con frecuencia industria de 60 Hz para Ecuador.

La norma considera criterio únicamente para cables desnudos de fase y guarda con la posibilidad de integración de cable de tierra con fibra óptica OPGW, esta norma no abarca consideraciones para sistemas de telecomunicación sobre líneas de transmisión.

El siguiente flujo de actividades considera los pasos a considerar en el diseño óptimo de líneas de transmisión aéreas a 500 kV



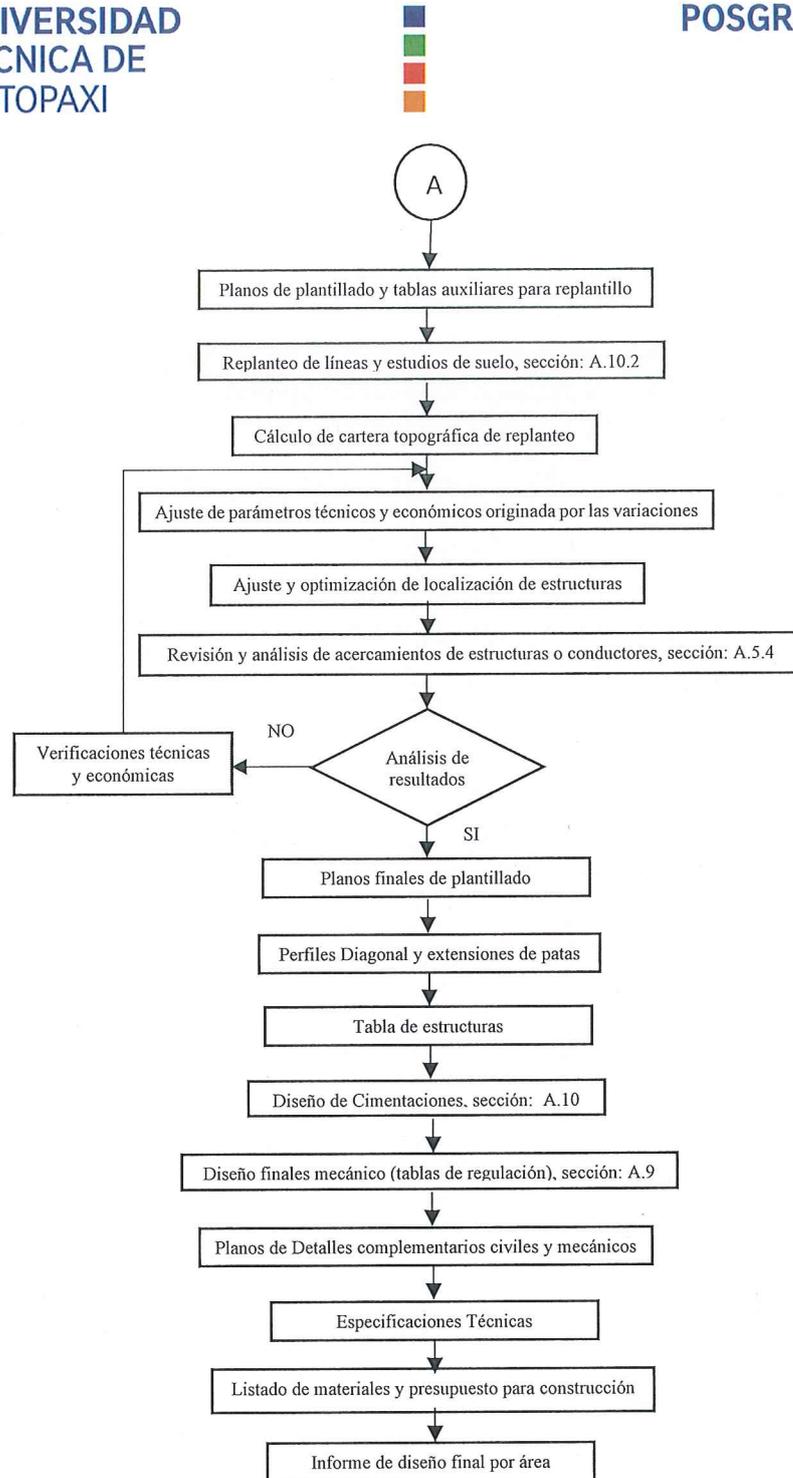


Fig. 3.1.– Flujograma del procedimiento de diseño para líneas de transmisión aérea 500 kV

La selección

El diseño de una línea debe considerar requisitos básicos durante su vida útil, el desempeño es bajo un conjunto de condiciones definidas con niveles aceptables de fiabilidad y que no sea susceptibles a colapsos en cascada ante una falla y lo más importante que no sea susceptible a causar daño a personas durante tu construcción y

mantenimiento, el diseño debe ser amigable con el medio ambiente para impactar lo menos posible.

La selección de ruta requiere de un desarrollo ambiental, forestal arqueológico y civil para evitar que durante el trayecto de la línea se tenga afectaciones en estas áreas, en la recopilación y el análisis de información básica se requiere generar cartografías, imágenes satelitales, meteorología de las zonas de interés, áreas de contaminación y mapas geológicos.

Con la información obtenida, se establece los parámetros meteorológicos a utilizar en el diseño como: viento máximo, viento promedio, temperatura ambiente, promedio, mínima y máxima, se considera la ruta y el criterio para el levantamiento topográfico, se establece la vida útil, la potencia máxima a transmitir sin contingencias, el factor de carga, la tasa de descuento anual para el análisis económico y los costos marginados promedio de la energía.

Se establece el conjunto de normas que permita obtener los parámetros de conductores de fase, conductor de guarda, aislamiento, apantallamiento, distancias de seguridad y la evaluación de cargas sobre estructuras con sus factores de seguridad o sobrecarga.

La selección de la ruta identifica el punto de partida y llegada de la línea, analiza los aspectos topográficos más importantes y que deben ser considerados en el diseño como variantes, es necesario al recorrer las rutas establecer un plan para desarrollo del estudio ambiente, durante el recorrido se deben considerar los accesos para construcción de la línea, identificar las fuentes de materiales para la provisión de obra civil, se debe considerar un estudio geológico de tal forma que se establezca una zona de fallas geológicas, áreas de inestabilidad, es necesario establecer cruces especiales ya sean fluviales, de energía u oleoductos o poliductos y finalmente identificar si en área de interés se tiene futuros proyectos que afecte el desarrollo de la línea, análisis de aspectos socio económico y de asentamiento humano, indígena, arqueológico.

La ruta establecida debe ser aprobada por la autoridad ambiental para lo cual es necesario el estudio de impacto ambiental, un plan de manejo ambiental para el desarrollo durante la construcción y el mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto.

En levantamiento topográfico debe ser cuidadoso, sobre el eje de la ruta seleccionada cuidando el detalle de infraestructuras que crucen el eje, es necesario que se determine la

altura sobre el nivel del mar (cota y abscisa) de las interferencias, carreteras, vías, ríos (navegables o no), lagos, cultivos, propiedades, estos datos deben tenerse en cuenta durante la elaboración de la plantilla de la línea (perfil).

Es necesario que de forma paralela se consideren un estudio preliminar de suelos para disponer de una zonificación de la ruta según los tipos de suelos encontrados a lo largo del eje.

Con esta información, se debe realizar los planos preliminares de planta y perfil, de existir algún error, se debe verificar la información topográfica relevada y si es necesario efectuar un nuevo recorrido en campo.

La selección del diseño eléctrico establece los parámetros de conductores de fase y guarda, el aislamiento y la definición del apantallamiento.

Una vez desarrollado y seleccionado los parámetros eléctricos, es necesario establecer las condiciones mecánicas y tensiones representativa para la selección de la estructura, herrajes y accesorios, este procedimiento es iterativo considerando el cambio de estado de los materiales que antevienen, el objetivo final depende de la serie de análisis técnicos económico, este proceso termina cuando el beneficio es el alto al menor costo.

La descripción del modelo de localización óptima de estructura considera los aspectos técnicos descritos anteriormente y la selección de recorrido de la línea con el desarrollo del conductor de fase mediante su catenaria, se establece los distanciamientos entre conductores y suelo, geometría de la estructura, franjas de seguridad y vanos económicos que garantizan la distribución de torres a lo largo de la ruta. Es factible realizar el análisis mediante programas computacionales que establezcan algoritmos de optimización para colocar cada una de las estructuras.

La generación del perfil requiere de los datos del terreno y la franja de seguridad de la línea que por debajo de este perfil no se puede considerar el desarrollo del conductor entre estructuras, es una zona segura entre el suelo y el conductor.

El conjunto inicial de estructuras se clasifica considerando un rango soportable de tensión mecánicas que aparecerán sobre el trayecto de línea, las estructuras pueden ser de suspensión, retención o terminales (remate).

El diseño mecánico determina el parámetro del conductor expresado en forma de flechas y tensiones para las diferentes condiciones meteorológicas de viento y temperatura, se aplica para el efecto la ecuación de cambio de estado lo que posibilita el análisis del conductor ante las variaciones con lo que se determina el árbol de cargas y se establece el peso de las estructuras, la evaluación debe realizarse con varias alternativas para establecer un valor óptimo, se debe conocer el costo total de la estructura en función de su altura, el costo de las cimentaciones que debe tener en cuenta los diferentes tipos de estructuras y las clases de suelos. El costo del acero de cada una de las estructuras depende del peso, la formulación empírica más utilizada para determinar este valor es la de Bonneville Power administration (BPA).

El procedimiento de cimentación evalúa su costo aproximado a partir de un pre-dimensionamiento que permite encontrar el volumen de obra aproximados de excavación, relleno, concreto y la cantidad de acero de refuerzo a partir de las condiciones de carga sobre la estructura considerada en el árbol de cargas.

Es necesario para el replanteo en campo de los sitios de torre establecer los parámetros del conductor mediante una plantilla de vanos reguladores para que durante la fase constructiva permita al ingeniero de campo tomar decisiones sobre el movimiento de estructuras en caso de tener alguna interferencia

El análisis de resultados óptimos establece una tabla de estructuras en las que se muestran las características técnicas de cada tipo de estructura como: coordenadas, ángulos de deflexión, vano viento, vano peso, vano real entre estructuras, ángulos de inclinación de la cadena de aisladores entre otra información que marcan las características del proyecto.

El ajuste de los parámetros técnicos y económicos en cualquier fase establece nuevos datos por ende nuevas consideraciones por lo que es necesario realizar nuevamente la valoración de los puntos antes expuesto, esta iteración llegara establecer en menor costo al mayor beneficio.

En este punto se puede realizar los planos de planta y perfil para el replanteo de la línea y ubicación de estructura en campo, aquí se anotan todas las observaciones e instrucciones sobre los sitios de verificación topográfica que generalmente son en los acercamientos del conductor al suelo.

Se procede con el replanteo de todos los puntos en campo donde se ubicaron las estructuras y se marca con ayuda del topógrafo los hitos de torre y se georreferencia para esta seguro de su ubicación al momento de la construcción, con los puntos de torres es factible realizar la verificación y el estudio de suelos y la correspondiente medida de resistividad en cada sitio de torre, del estudio de suelo y del análisis de laboratorio se espera obtener la capacidad portante, compresión, humedad, límites de Atterberg (contenido de agua en los cuales el suelo se modifica).

En este punto del diseño ya se tiene la totalidad de información por lo que nos permite elaborar los planos de planta y perfil definitivos, se establecen las especificaciones técnicas eléctricas, mecánicas y se elabora la lista de materiales.

Mediante los resultados del laboratorio de los ensayos de suelo a lo largo del trazo de la línea se establece las clases de suelo encontrados y se debe tipificar el suelo con lo que se procederá con el diseño de cimentaciones para cada una de las estructuras.

Para la definición del cuerpo y las extensiones de las patas de cada una de las estructuras se debe elaborar los diagramas de perfiles diagonales de patas de cada una, se desarrollará tablas o plantillas con la selección diagonal de cada una de las torres y las variaciones de cotas.

Para el tendido del conductor es necesario elaborar tablas de regulación, esta actividad consiste en determinar para cada tramo entre estructuras de retención cuales son las condiciones propias de tendido. Las tablas de regulación además de proporcionar las tensiones longitudinales en las dos estructuras de retención del tramo tendido, suministra información sobre flecha de polea y la distancia de engrape del conductor. Se debe elaborar como parte de la ingeniería planos de montaje de la cadena de aisladores retención y suspensión, puesta a tierra, sujeción de cables de guarda y anclajes de estructura, elementos de montaje para el cable OPWG, señalizaciones de la estructura, detalle de montaje de balizas de señalización.

Las especificaciones técnicas que se desarrollen reúnen todos los criterios técnicos de diseño, en el documento se establecen los datos, requerimientos, normas de certificación para pruebas en el suministro y las norma que deberá cumplir el constructor, de ser requerido se elaborara hojas de datos, lista de materiales y volúmenes de obra.

Finalmente, y como buena práctica de ingeniería se desarrollará un informe que detalle los resultados obtenidos en cada una de las fases, se establecerá un cronograma de ejecución, un presupuesto referencial y las afectaciones del proyecto.

3.1.1. Análisis comparativo de norma vigente y proyecto de normalización propuesto

La empresa de diseño Electroconcult (italiana) y la empresa Harbin Electric International (China) desarrollaron los diseños para la línea área de transmisión de interconexión del Ecuador a 500 kV, utilizan como base la norma vigente de 138 kV ex INECEL.

Se debe considerar que la norma de 138 kV no involucra a otras normas de diseño, se establecieron los parámetros considerando el estudio desarrollado por el Ex INECEL, no direcciona a métodos de cálculo, se zonifica al Ecuador en dos zonas y se establecen los parámetros generales para cada una de estas zonas, algunos datos técnicos no son susceptibles de comprobación.

El proyecto de normalización propuesto determina parámetros de diseño acorde al nivel de tensión de extra alta tensión, la normativa que se detalla es de uso exclusivo para diseño de líneas áreas de transmisiones y de mayor uso a nivel internacional, conforme avanzamos con la investigación, se pudo evidenciar y clasificar estas normas entre las existente, anteriormente se ajustaban parámetros para calzar en diseños de líneas.

La normativa propuesta considera procedimientos debidamente normados y validados y establece los requerimientos de diseño mediante base de datos o históricos del país de origen, de al menos 10 años, considera los cambios de las condiciones atmosféricas sin clasificarlos por zonas, además evidencia la probabilidad de incidencias y fallas que permiten delimitar estructuralmente a las torres que lo conforman, se considera estudios preliminares de los sistemas de potencia para determinar los parámetros eléctricos, aunque es factible obtenerlos mediante la aplicación de norma, se destaca el modelamiento y simulación de los sistemas interconectados de potencia y los parámetros obtenidos para estados dinámico y estable.

Es necesario considerar los aspectos normativos que se encuentran vigente y compáralos con la propuesta del proyecto de normalización a 500 kV, de tal forma que, se evidencie las mejoras técnicas al adoptar normas internacionales que se aplican a líneas aéreas de transmisión.

Tabla I.
TABLA COMPARATIVA NORMA 500 KV Y 138 KV VIGENTE

Norma 500 kV (Propuesta)				Norma 138 kV (vigente)		Diferencias entre normas
Sección	Tema	Norma considerada	Descripción	Sección	Descripción	Descripción
1.1 - 2.5	Nivel de tensión	IEC 60038 IEC Standard Voltages	Niveles de tensión nominal y máxima de equipos, Tabla 4 y 5 (extra alta tensión) se establece como máxima tensión 550 kV, nominal 500 kV fase-fase	1.1 -1.2	Voltaje nominal de transmisión 138 kV, el voltaje máximo permanente será el 105% del voltaje nominal 144.9 kV	Las dos normas consideran la disposición de la IEC, la norma de 500 kV establece como lineamiento las consideraciones de la IEC mientras que la norma de 138 kV indica los valores a considerar
1.1 - A.5.7	Efecto electromagnético - perturbaciones	Registro Oficial N° 41 - miércoles 14 de marzo del 2007, en la sección: Norma de Radiaciones no ionizantes de campos electromagnéticos, libro VI, anexo 10	La norma establece los límites de exposición, en la Tabla 1 - Niveles de referencia para la exposición a campos eléctricos y magnéticos de 60 Hz marca dos grupos: público en general y personal y intensidad de campo magnético y la densidad de flujo magnético que deben ser considerados en los diseños, adicional se establece en la Tabla 2 Niveles de referencia para limitar la exposición a campos eléctricos y magnéticos de 60 Hz	-	No se considera Efecto electromagnético - perturbaciones	La propuesta a 500 kV considerará el Lineamiento del registro oficial donde se establecen los parámetros
1.1 - A.5.7	Medición de campos Magnéticos	ANSI/IEEE 644-1994 -IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines	La norma establece el procedimiento para la medición de campos eléctricos y magnéticos cerca del suelo a frecuencia Industrial en AC y permite la calibración de equipos,	-	No se considera mediciones de campo por la magnitud de voltaje, no existe evidencia técnica en este nivel de tensión	La propuesta a 500 kV considerará el método de medición de los campos
1.1 - A.5.4	Franja de servidumbre	ARCONEL 018/18 - «Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones	Establece la tabla de servidumbre en su ítem 6 - Determinación de las franjas de Servidumbre	-	No se considera parámetros o datos para la franja de servidumbre	La propuesta a 500 kV considera el Lineamiento de la regulación nacional
1.1 - 2.5 - A.5.3	Coordinación de Aislamiento	IEC 60071-1 Insulation co-ordination, part 1, Definitions, principles and rules, IEC60071-2 Insulation co-ordination, part 2, Application guide	Establece los valores el cálculo para la coordinación de aislamiento mediante su guía de aplicación con las recomendaciones de distancias de aislamiento punta estructura, conductor estructura (Tabla A1,A2, A3) y contaminación (Tabla 1), factores de distanciamiento de fase fase acorde a la geometría (Tabla G.2), se considerará los lineamiento y tablas dispuesto para el rango II ($U_m > 245$ kV), tabla 3 niveles de aislamiento para rango II	2.1.1 - 2.1.2 - 2.1.3	Se establece sobrevoltaje de frecuencia nominal de transmisión a ser resistido por la aislación se considera de un valor de 1.43 veces el voltaje nominal a tierra con un valor mínimo de 114 kV, sobrevoltajes de maniobra zona 1: 4.03 pu y Zona 2: 3.54pu del valor cresta del voltaje nominal, sobrevoltaje atmosférico se aceptará 0,625 fallas anuales por 100 km	La norma 138 kV define valores de sobrevoltaje, la norma actual establece el método de cálculo para determinar el sobrevoltaje normalizado o mediante un estudio eléctrico, adicional se considera 3 fallas anuales por 100 km y se establece un método de cálculo para los cebados en el anexo.
1.1 - 2.5 - A.7	Aisladores - Contaminación	IEC 60815 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles	Norma para la selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión destinados para su utilización en condiciones de contaminación, se establece 5 grados de contaminación con su respectiva distancia de fuga en mm/KV (tabla J.1.) para cada rango, el INEN adopta la norma con el numero NTE INEN-IEC/TS 60815-1	2.1.4	Contaminación atmosférica Zona 1 subzona A: clase de contaminación C (33.3 mm/kV), Zona 1 subzona b clase de contaminación ByC (29,8 mm/kV) y Zona 2 clase B (26.4 mm/kV)	La norma 138 kV se considera dos zonas y se enmarca los valores de distancia de fuga acorde a estas zonas, en la norma de 500 kV se considera el lineamiento de la IEC para establecer por cada una de las regiones del país el valor correspondiente de contaminación
1.1 - A.5.8.2	Sistema de Tierra	IEEE 80 (Guide for Safety in AC Substation Grounding) IEEE 81 (Guide for measuring Earth Resistivity, ground impedance and Earth Surface Potentials of a ground System).	Se considera el cálculo de voltaje paso y choque y los límites permitidos, la sección requerida de conductor de tierra y el método de medición para determinar la resistividad (Werner)	2.2.3-b	Todas las estructuras deberán llevar una conexión a tierra por lo menos, el valor máximo de la resistencia óhmica de puesta a tierra R de las estructuras incluyendo su conexión a tierra, deberá ser tal que, permita cumplir con el número de fallas admisibles de sobrevoltaje	La norma de 138 kV no se establece las condiciones de malla a tierra, en el proyecto a 500 kV, se considera el cálculo acorde a la IEEE de los voltajes toque y paso, se establece límites de circulación en el cuerpo humano según IEC y se coloca un valor de pie de torre que delimita la estructura además se estable la geometría para cumplir con los requerimientos admisibles de cebados, se considera la guía de diseño de CELEC, se establece el método de medición acorde a la IEEE
2.5	Sistema de Tierra	CELEC I05.PAV.02.01.02 "Instructivo para el diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión",	CELEC establece los criterios para el diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión			

1.1 – A.5	Variación de Tensión	ARCONEL/CENACE	La entidad establece los límites superior e inferior para operación normal y de emergencia para 500 kV normal es $\pm 5\%$ y emergencia -8% y superior de 7%	-	No se establece valores de regulación	La norma de 138 kV no establece los valores de regulación de tensión, la propuesta de 500 kV considera la regulación del ARCONEL/CENACE donde se fija los valores de regulación en operación normal y emergencia
1.1	Distancia de partes vivas	IEC 61865 Overhead lines- calculation of the electrical component of distance between live parts and obstacles-Method of calculation	Se establece un método de cálculo para las distancias entre partes vivas en líneas aéreas. Se tiene regulado localmente mediante CONLEC 002/10 como Distancias de seguridad que a su vez es tomado de NESC - National Electric Safety Code"	2.3.1 - 2.3.2 - 2.3.3 - 2.3.4 - 2.3.5 - 2.3.6	La norma establece: distancia entre fases, establece método de cálculo, distancias entre conductores y cable de guarda, distancia entre cables de guarda, las distancias mínimas al suelo, distancias mínimas de cruces con líneas de comunicación o de potencia, distancias mínimas a otras líneas de transmisión	La norma de 138 kV fija los valores de distancias mínimas en cada uno de los casos descritos, la propuesta considera la distancia acorde a la regulación nacional que basa su análisis considerando la NESC para distancia a estructuras y se considera la IEC para establecer la distancia de aislamiento acorde al BIL de la coordinación de aislamiento
1.1 – A.10.3	Cimentaciones	IEC 61773 Overhead Lines- Testing of foundations for structure	Esta norma establece los procedimientos para las pruebas para cimentaciones de estructuras de líneas aéreas, considera fuerzas axiales, laterales, momentos de volteo y combinaciones, el objetivo es establecer la respuesta de carga deflexión o rotación de la cimentación total, no se cubre las componentes estructurales de las torres.	C5	Diseño de Fundaciones, considera de concreto o metálicas, señala que deben proyectarse para que puedan resistir las reacciones resultantes incluido arrancamiento, compresión y esfuerzos horizontales considerando las solicitaciones estructurales, determina factores de seguridad adicional de 1.4 para arrancamiento y 1.2 para otras reacciones, se establece como pruebas la comprobación de al menos un diseño para cada tipo de suelo representativo	La Norma de 138 KV establece condiciones generales para las cimentaciones, factores de seguridad y la condición general de prueba no especifica el método de comprobación, en la propuesta de norma se considera el lineamiento de la IEC donde se establece el procedimiento para pruebas de estructuras bajo las solicitaciones
2.5 – A.5.2	Cortocircuito	IEC 60909 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems	Se considera la metodología para el cálculo de cortocircuito equilibrados y desequilibrados acordes a la IEC,	4.1	Límites térmicos, establece que para corriente de cortocircuito los cables de guarda deben resistir durante 0.1 seg la corriente máxima de cortocircuito de fase tierra sin que su temperatura se eleve a más de $200\text{ }^{\circ}\text{C}$	La norma de 138 kV considera el límite térmico del conductor, pero no establece la metodología para obtener la corriente de cortocircuito, La propuesta de norma considera y se alinea a los requerimientos para el cálculo de la IEC, tanto para el cálculo como para la fabricación del conductor de fase y de guarda
2.5	Descargas atmosféricas	CIGRE 63 - Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines – New Aspects and Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines	Establece el procedimiento para estimar la caída de rayos sobre líneas de transmisión, incluye procesos de impacto, parámetros de descargas, generación de sobretensiones y las respuestas de la línea de transmisión	2.2.3	Protección contra descargas atmosféricas - a.- cable de guarda, se señala que se instalará cable de guarda a lo largo de todas las líneas, el ángulo máximo de protección se elegirá de modo que limite a un valor aceptable no podrá ser mayor de 30°	La norma 138 kV establece un método de cálculo para back flashovers que establece que valor de resistencia debe tener la línea para mantenerse es 0,65 fallas/100 km anuales, la Propuesta de 500 kV considera un cálculo electro geométrico a partir de la estructura planteada y estima mediante consideraciones probabilísticas las tasas de fallos considerando en lineamiento de la IEEE, ejemplo de cálculo Anexo F, considera los impactos directos, indirectos e inducidos para establecer el cebado total
2.5 – A.5.6	Efecto Corona	CIGRE 36.01 interference produced by corona effect of electrical systems"	Se establece las interferencias producidas por el efecto corona de las redes eléctricas, el campo eléctrico muy cercano a los conductores depende de las tensiones y número de conductores por fase para un haz	2.1.5	Establece como parte de las condiciones meteorológica el voltaje crítico,	La norma no especifica un requerimiento específico de cálculo para el efecto o pérdidas por corona, no es requerido por el nivel de tensión que maneja, la propuesta a 500 kV establece una metodología de cálculo y toma la referencia de la CIGRE para evaluar los efectos en redes cercanas, en el desarrollo del capítulo 2 se considera la formulación para el cálculo de pérdidas por este efecto y la implicación para la venta de energía
2.5 – A.5.8	Valor admisible cuerpo humano	IEC 60479-1 "Effects of current on human beings and livestock	Establece los valores admisibles de corriente de choque a través del cuerpo humano	-	No se establece valores de regulación	No se establece valores en la norma 138 kV, la propuesta toma de referencia considerando el lineamiento de la IEC para la afectación de voltaje toque y paso y límite de resistencia del cuerpo humano

2.5	Líneas áreas	IEC TC 11 Overhead lines	Considera para el diseño las cargas y la resistencia mecánicas de la línea, ensayo sobre soportes, incluye los requisitos de diseño para soportes y cimentaciones, no considera lineamientos para conductores y aisladores	B	Calculo mecánico de conductores y cables de guarda, señala las condiciones de instalación de los conductores, se establece dos zonas la zona sierra (Zona 1) y zona costa o oriente (Zona 2), bajo esta modalidad se establecen los requerimientos de temperatura para cada son, niveles cera únicos y tensiones admisibles basado en condiciones de calculo	Tanto la norma 138 kV como la norma de 500 kV establecen la solución de la ecuación de cambio de estado para establecer las tensiones mecánicas, determinan condiciones y parámetros de temperatura y acción de viento, la propuesta de 500 kV lo que busca es que se instaure las condiciones de cálculo de IEC donde se enfoca en conceptos de fiabilidad (capacidad de resistir cargas climáticas extremas), se considera que una línea estará expuesta a esfuerzos mecanismo máximos provocados por eventos climáticos cada cierto tiempo, (pérdido de retorno). En estas normas la fiabilidad es productor probabilidades anuales de resistir las cargas climáticas.
2.5	Conductores	IEC TC 7 Overhead electrical conductors	Considera las normas y especificaciones para la fabricación y utilización de conductores eléctricos aéreos de todo tipo, considera las formas de los alambros para la conformación de conductores métodos de pruebas para el desempeño	A.3 - A.4.	Establece el limite térmico, gradiente de voltaje, factores de superficie, limite de diseño el recubrimiento es mediante galvanizado o aluminizado, se tiene la consideración de cable ACSR, Se considera al igual el tema de cable de guarda, limite térmico tanto para corriente de cortocircuito como para corriente de descarga atmosférica, delimita el diseño considerando un diámetro exterior de cable de guarda superior a 8 mm	La norma de 138 kV fija el requerimiento general y las características eléctricas del cable, la consideración de la norma e 500 kV establece al igual el requerimiento de cable, pero condiciona los parámetros de diseño de cada fabricante acorde a los requerimientos de la IEC, establece los ensayos, material tanto para conductores de fase como para conductores de guarda
2.5	Aisladores - Contaminación	IEC TC 36 Insulators	Considera las normas de aisladores para sistemas y equipos de alta tensión, incluye bushings, aisladores de líneas y subestaciones y sus acoples	A.5	Aisladores, delimita el diseño al considerar únicamente aisladores de disco tipo suspensión con acoplamientos de bola y casquillo (ball and socket), considerar el grado de contaminación para la distancia de fuga acorde a cada una de las zonas (1y2) e indica la resistencia electromecánica mínima acorde a la resultante de la cadena ya sea de suspensión o anclaje	La norma de 138 kV fija sus requerimientos y parámetros de diseño, la propuesta de 500 kV considera lineamientos para cadena de aisladores o line post acorde a los establecidos en la IEC, la norma considera los requerimientos para que el fabricante desarrolle este material y permita cumplir los requerimientos eléctricos y mecánicos
2.5 - A.4.2 - A.9.1	Criterios de Diseño para líneas aéreas	IEC 60826 Design criterio of overhead transmission lines"	Considera una metodología para el diseño de líneas de transmisión, establece condiciones para los diseños preliminares con metodología probabilística, selección de niveles de fiabilidad, cálculo de variables climáticas con paridos de retorno, selección de requerimientos de seguridad, establece cargas de construcción y mantenimiento, determina y coordina la resistencia mecánica, factores de caga	A1 - B - C	No se señala criterios de diseño, pero en la Sección A1 se establece las condiciones generales eléctricas: voltajes nominales, voltajes máximos, frecuencia, neutro del sistema, factor de potencia, potencia nominal máxima y potencia de emergencia, En la sección B se establece el cálculo mecánico de conductores y cable de guarda, la sección C especifica las sollicitaciones mecánicas sobre las estructura, conductores y aisladores	En la norma en 138 kV establece las consideraciones generales, en la sección B establece el cálculo mecánico y en la sección C las sollicitaciones mecánicas sobre conductores, aisladores y estructuras. En la propuesta de 500 kV se habla de las generalidades, vida útil, impacto ambiental, requisitos, norma IEC 60826, estado limites y acciones y combinaciones para las cargas aplicada en apoyo, cargas, efecto de la temperatura, se menciona la condición de estado limite
2.5	Estructura Galvanizado	ISO 1461 "Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles — Specifications and test methods	Especifica las propiedades generales de los recubrimientos mediante inmersión y los métodos de pruebas aplicado. El galvanizado en caliente es considerado en las torres de celosía auto soportada	C4	Diseño de estructuras, se indica aspectos generales, auto soportadas, de acero galvanizado o resistente a la corrosión apenadas, se considera la sollicitación para validación de la estructura	La norma 138 kV considera la estructura de acero galvanizado, pero no señala los requerimientos del material, la propuesta de 500kV, establece las propiedades del recubrimiento y el método de prueba para la validación acorde a la norma ISO
2.5 - A.7.2 - A.8.2	Herrajes y accesorios de líneas aéreas	IEC 60372 "locking devices for ball and socket couplings of string insulator units -- Dimensions and tests	Establece las características de los dispositivos de enclavamiento para el acoplamiento de rótula y alojamientos de cadena de aisladores, considera las dimensiones y los ensayos	A.6	La norma limita el diseño considera para el cable y guarda uniones del tipo compresión, diámetro de las grapas de anclaje, las armaduras preformadas en los puntos de suspensión y la resistencia de la rótula de igual o mayor valor a la resistencia electromecánica de los aisladores usados en la cadena	La norma 138 kV da aspectos generales sin establecer parámetros para diseño y fabricación, la propuesta asume el criterio de la IEC definiendo parámetros y ensayos
2.5	Herrajes de cadena de aisladores	IEC 60471 "Clevis and tongue couplings of string insuator units -- Dimensions"	Esta norma define parámetros que deben ser considerados por los fabricantes de los accesorios para sujeción de aisladores, considera dimensiones normalizadas y su resistencia mecánica	A.6	La norma limita el diseño considera para el cable y guarda uniones del tipo compresión, diámetro de las grapas de anclaje, las armaduras preformadas en los puntos de suspensión y la resistencia de la rótula de igual o mayor valor a la resistencia electromecánica de los aisladores usados en la cadena	La norma 138 kV da aspectos generales sin establecer parámetros para diseño y fabricación, la propuesta asume el criterio de la IEC definiendo parámetros y ensayos
2.5	Ensayos de Aisladores	IEC 60437 "Radio Interference test on high - voltaje insulators	La norma considera los procedimientos para pruebas de interferencia realizada en laboratorios para aisladores ya que las características de interferencia de un aislador pueden ser modificada por las condiciones ambientales lluvia o humedad y contaminación, es de uso de fabricantes para garantizar su producto	A.5	No se especifica pruebas de este tipo para aisladores	La norma 138 kV no especifica estos requerimientos, la propuesta de 500 kV establece esta condición para que sea validada por el fabricante de aisladores y considerada en fabricación la IEC conspira el procedimiento a seguir

A.2.	Definiciones	IEC 60050 International Electrotechnical Vocabulary	Se considera el vocabulario Técnico establecido en la IEC	-	No se especifica vocabulario técnico.	La propuesta a 500 kV intenta establecer un solo tipo de vocabulario técnico para no caer en ambigüedades que actualmente se tiene en las regulaciones nacionales
A.2	Simbología	IEC 60617 Graphic Symbols in Electricity	Considera la simbología para diagramas y planos electrotécnicos acorde a las publicaciones de la IEC	-	No se especifica simbología para ingeniería de detalle	La propuesta de 500 kV quiere enmarcar todos los aspectos técnicos bajo la IEC por tal motivo se señala la simbología que puede aplicarse
A.4	Impacto Ambiental	CONELC 003/06 Regulación sobre Clasificación de las Líneas de transporte de energía eléctrica que requieren Estudios de Impacto Ambiental	Considera los requerimientos para efectuar el estudio de impacto ambiental para proyectos de líneas aéreas de transmisión a 500 kV	-	No se especifica en la norma	La propuesta de 500 kV enmarca este requerimiento que debe realizarse para líneas aéreas que están sobre los 40 kV, se debe considerar el estudio de impacto ambiental tanto de la línea como de la subestación
A.5.4	Distancias de aislamiento y Apantallamiento	IEC 61936-1 - Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC - Part 1: AC	Establece reglas generales para instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV de corriente alterna con la finalidad de brindar seguridad y un funcionamiento adecuado, no se aplica para diseño y montaje de líneas aéreas de transmisión, establezca distanciamientos considerados partes vivas o voltajes máximos	2.3.1 - 2.3.2 - 2.3.3 - 2.3.4 - 2.3.5 - 2.3.6	La norma establece: distancia entre fases, establece método de cálculo, distancias entre conductores y cable de guarda, distancia entre cables de guarda, las distancias mínimas al suelo, distancias mínimas de cruces con líneas de comunicación o de potencia, distancias mínimas a otras líneas de transmisión	La norma de 138 kV establece la distancia entre fases, distancias horizontales mediante aplicación de fórmulas generales, la propuesta de 500 kV establece las condiciones de seguridad acorde a la IEC, dependiendo de la coordinación de aislamiento se establece las distancias mínimas entre fases y hacia las estructuras para el aislamiento, se establece un ejemplo de cálculo en el anexo D
A.5.4	Apantallamiento	IEEE 1243 Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines	Analiza los efectos de desempeño frente al rayos, tipos de estructuras, aislamiento, apantallamiento y puesta a tierra de líneas de transmisión, proporciona un procedimiento de análisis considerando su geometría, y establece metodologías para el cálculo de tasa de fallos (cebados)		Cable de guarda el valor del ángulo de protección no podrá ser mayor que 30°, para el capítulo de sobrevoltajes de origen atmosférico se aceptará un total de 0.625 fallas anuales por circuito y por 100 km de línea	La norma de 138 kV enmarca el requerimiento y la tasa de falla, pero no señala el método de cálculo, La propuesta considera el lineamiento de la IEEE para establecer las tasas de cebado y considera un ejemplo de cálculo en el anexo E, se considera que a este nivel de tensión se tiene 3 salidas por cada 100 km por año
A.5.4	Distancia Críticas	IEEE 998 - IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations	Proporciona información de diseño para los métodos históricos y típicamente aplicados para reducir los rayos directos, la norma da las directrices para establecer el método empírico y el modelo electro geométrico, permite establecer requerimientos que involucran el uso de terminales de rayos no convencionales y métodos de diseño relacionados	2.1.3 -2.2.3		
A.5.5	Niveles audibles	NTE INEN-ISO 1996-1 óptica, Descripción, Medición y Evaluación del Ruido Ambiental Parte 1: Magnitudes básicas y Metodos de evaluación	Considera el límite de ruido ambiental de 55 dB en el día y 45 dB en la noche, establece métodos de evaluación y medida	-	No se establece estos valores	La propuesta e 500 Kv considera que al generarse un efecto corona puede llegar a ser considerable y el ruido que generaría puede sobrepasar los niveles audibles establecida en la INEN-ISO por lo que es necesario tenerlo en cuenta en el diseño y establecer un método de evolución que da la norma
A.5.6	Perturbaciones Radioeléctricas	IEC CISPR 18-3 Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Part 3: Code of practice for minimizing the generation of radio noise	Permite establecer los diferentes tipos de perturbaciones y mantener en niveles aceptable sin afecta las señales de radio y televisión	-	No se establece estos valores	La propuesta de 500 kV permite mediante esta norma establecer los diferentes tipos de perturbaciones y mantener los márgenes los valores acatables para evitar el efecto de interferencia
A.5.7	Campos eléctricos y magnéticos	IEC 61000-3 Electromagnetic compatibility (EMC) Part 3: Limit	Determina los límites de campo eléctrico y campo magnético	-	No se establece estos valores	La propuesta de 500 kV al considerar que son má evidente estos efectos establece mediante la IEC los límites de campos eléctricos y magnéticos, metodología de cálculo que se ajusta a lo establecido en el registro oficial N° 41
A.5.8	Sistema de Tierra	IEEE 1048 Guide for Protective Grounding of Power Lines	Proporciona métodos de conexión a tierra para proteger a los trabajadores y al público de los voltajes que podrían desarrollarse durante el mantenimiento sin energía de línea aéreas de transmisión y distribución	2.2.3-b	Todas las estructuras deberán llevar una conexión a tierra por lo menos; el valor máximo de la resistencia óhmica de puesta a tierra R de las estructuras incluyendo su conexión a tierra, deberá ser tal que, permita cumplir con el número de fallas admisibles de sobrevoltaje	La norma de 138 kV señala el requerimiento físico de conexión y establece una condición de torre para cumplir con el número de fallas. La propuesta de 500 kV considera el pie de torre de 10 ohm y mediante la normativa IEEE establece guías para el cálculo de los parámetros aceptables de toque y paso y las conexiones de tierra de la estructura, la norma también da los lineamientos para medición de resistividad.
A.5.8	Sistema de Tierra	IEEE 524a Guide to Grounding During the Installation of Overhead Transmission Line Conductors	Proporciona recomendaciones generales para la puesta a tierra durante el tendido de conductores de líneas aéreas de transmisión y cables de guarda, la guía es únicamente de voltajes de transmisión			
A.6.1	Tipos de conductores	IEC 60794-4-1 - Optical fibre cables - Part 4-1: Aerial optical cables for high-voltage power lines	Cubre requisitos eléctricos, mecánicos y ópticos de los métodos de prueba para un cable de guarda compuesto por fibras ópticas (OPGW)	A.3 - A.4.	Establece el límite térmico, gradiente de voltaje, factores de superficie, límite de diseño el recubrimiento es mediante galvanizado o aluminizado, se tiene la consideración de cable ACSR, Se considera al igual el tema de cable de guarda, límite térmico tanto para corriente de cortocircuito como para	La norma 138 kV establece parámetros generales de conductores, La propuesta de 500 kV considera las normativas IEC de cada uno de los tipos de conductores de aluminio y aleaciones, así como las consideraciones del guarda, en estas normas se establece los requerimientos mínimos que los fabricantes de cables deben tener tanto para las condiciones mecánicas (materiales) como para las
A.6.1	Tipos de conductores	IEC 60794-1-1 - Optical fibre cables - Part 1-1: Generic specification - General	El objetivo de esta norma es establecer requisitos generales como: geometría de estructuras, requerimientos mecánicos y eléctricos, envejecimiento, exposición ambiental, atenuaciones, anchos de bandas y simbología.			

A.5.4	Tipos de conductores	IEC 60794-1-2 Optical fiber cables - Part 1-2: Generic specification - Basic optical cable test procedures - General guidance	Establecen los métodos de ensayo generales para el cable OPGW y direcciona al usuario para tener una guía de ensayos mecánicos, ambientales, elementos de la composición del cable y ensayos eléctricos		corriente de descarga atmosférica, delimita el diseño considerando un diámetro exterior de cable de guarda superior a 8 mm	eléctricas y a su vez determina los métodos de pruebas a realizarse
A.5.4	Tipos de conductores	IEC 60889 Hard-drawn aluminium wire for overhead line conductors	Se aplica para conductores de aluminio trenzados para transmisión de energía aérea, la norma específica a los fabricantes las propiedades mecánicas y eléctrica de los cables para los rangos de 1.25mm a 5 mm			
A.6.1	Tipos de conductores	IEC 61232 Aluminium-clad steel wires for electrical purposes	Se aplica para conductores de acero revestidos de aluminio desnudos para transmisión de energía, la norma específica a los fabricantes las propiedades mecánicas y eléctricas			
A.6.1	Tipos de conductores	IEC 62219 Overhead electrical conductors - Formed wire, concentric lay, stranded conductors	Especifica las características eléctricas y mecánicas de conductores aéreos tendidos concéntricos, la norma considera alambres metálicos como aluminio duro del tipo A1, A1F según norma IEC 60889 aleación de aluminio del tipo A2 o A3, A2F o A3F según la IEC 60104, acero de resistencia regular tipo S1A o S1B, acero de alta resistencia de tipo S2A o S2B y acero de resistencia extra alta tipo S3A, acero revestido de aluminio tipo SA, A y B son los tipos de recubrimiento de zinc señalados en la norma			
A.6.3	Oscilaciones en conductores	CIGRE SCB2 WG11-04 - Overhead conductor safe design tension with respect to Aeolian vibrations	CIBRE SCB2 es uno de los 16 comités de estudios de CIGRE para líneas aéreas de transmisión, El documento señala las condiciones de conductores aéreos seguros, tensión de diseño con respecto a vibraciones eólicas y las consideraciones de amortiguamiento, amortiguadores tipo Stockbridge instalados en los extremos			La norma 138 kV no establece un requerimiento de amortiguación por el efecto de vibración sobre los conductores producto de la presión del viento. La propuesta de 500 kV establece mediante la consideración de la CIGRE y IEC una metodología de cálculo y la consideración para determinar el tipo de amortiguador y las distancias donde deben ser dispuesto en conductores, el más utilizado es el tipo Stock bridge aun cuando el análisis se establece sobre tres tipos de amortiguadores
A.6.3	Oscilaciones en conductores	IEC 61897 Overhead lines - Requirements and tests for Aeolian vibration dampers	Establece las pruebas a amortiguadores de vibración eólicas destinados a conductores individuales o cables de tierra o haces de conductores donde los amortiguadores estén conectados directamente a cada subconductor, establece los parámetros de pruebas, los detalles técnicos mínimos, considera amortiguadores Stockbridge, espiral y elastoméricos, evalúa la eficiencia de cada amortiguador	A.3 - A.4	Se considera los límites térmicos, gradiente de voltaje, factor de superficie, limitaciones de diseño para conductores y cable de guarda	
A.6.4	Temperatura de servicio para conductores	IEC 60865-1 - Short-circuit currents - Calculation of effects - Part 1: Definitions and calculation methods	Establece los efectos mecánicos y térmicos al presentarse un cortocircuito, considera procedimientos de cálculos, efectos electromagnéticos en conductores rígidos y conductores flexibles y el efecto término en conductores desnudos	A.3 - A.4.	Establece el límite térmico, gradiente de voltaje, factores de superficie, límite de diseño el recubrimiento es mediante galvanizado o aluminizado, se tiene la consideración de cable ACSR, Se considera al igual el tema de cable de guarda, límite térmico tanto para corriente de cortocircuito como para corriente de descarga atmosférica, delimita el diseño considerando un diámetro exterior de cable de guarda superior a 8 mm	La norma 138 kV establece una condición de servicio considerando el límite térmico de 80°C valor que es dado por el fabricante de todos los cables. La propuesta considera el valor máximo de operación, pero a su vez establece mediante la IEC los efectos mecánicos y térmicos que se producen en los cables en la presencia de una falla por cortocircuito
A.7	Aislador	IEC 60507 Artificial pollution tests on high-voltage ceramic and glass insulators to be used on a.c. systems	Establece los ensayos en atmosferas contaminadas para aisladores de cerámica y vidrio en líneas aéreas, a frecuencia industrial, en exteriores, no se aplica a aisladores poliméricos, en si la norma describe el procedimiento a seguir para el ensayo			La norma de 138 kV establece los requerimientos generales no enmarca en métodos de comprobación o de selección de uno u otro tipo de aisladores y sus accesorios y fitting. La propuesta de norma de 500 kV, mediante la IEC establece ensayos, característica de cada uno de los aisladores en vidrio porcelana o poliméricos, considera los esfuerzos mecánicos acorde a las tensiones del aislador, solicitudes de sujeción y peso de los conductores considerando la presión del viento, determina las características eléctricas y el dimensionamiento considerando las condiciones ambiente de cada una de las zonas
A.7.1 - A.8.3	Aislador - Requerimientos Eléctricos	IEC 60305 Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Ceramic or glass insulator units for AC systems - Characteristics of insulator units of the cap and pin type	Establece las características de los aisladores para líneas aéreas con tensión nominales superior a 1000 V, tipos de aisladores "pin and cap", a una frecuencia no superior a 100 Hz, considera áreas limpias, contaminadas y muy alta contaminación, considera las distancias de fugas, espaciadores y formas de los aisladores.	A.5	Establece las limitaciones de diseño considerando aisladores con acoplamientos de bola y casquillo (ball and socket), la resistencia electromecánica para cadena de suspensión y anclaje, accesorios y fitting	
A.7.1 - A.8.3	Aislador - Requerimientos Eléctricos	IEC 60433 Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Ceramic insulators for AC systems - Characteristics of insulator units of the long rod type	Establece los criterios para cadena de aisladores tipo varilla larga de cerámica destinado a uso en líneas aéreas de CA, con tensión superior a 1000V, este documento prescribe valores específicos para las características eléctricas y mecánicas y las dimensiones principales de las unidades de aisladores.			

A.7.1	Aislador - Requerimientos Eléctricos	IEC 60720 Characteristics of line post insulators	Establece las características para los aisladores "line post" para voltajes sobre 1000 V, líneas áreas a frecuencias no mayores de 100 Hz		
A.7.1 – A.8.3	Aislador - Requerimientos Eléctricos	IEC 61466-1 - Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - Part 1: Standard strength and end fittings	Aisladores de cadena compuesta para líneas aéreas con una tensión nominal superior a 1000 V y una frecuencia no superior a 100 Hz, prescribe valores específicos para las características mecánicas de las unidades de aisladores de cadenas compuestas y define las distancias principales de los acoplamientos para montaje y accesorios suministrados por diferentes fabricantes		
A.7.1	Aislador - Requerimientos Eléctricos	IEC 61466-2 Amendment 2 - Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - Part 2: Dimensional and electrical characteristics	Establece las dimensiones y características eléctricas de una cadena de aisladores compuesta para líneas de transmisión sobre 1000 V, con una carga mecánica que va desde 40 kN a 600 kN, un BIL que va desde 325 kV hasta 3100 kV		
A.7.2 – A.7.3	Aislador - Requerimientos Mecánicos	IEC 60383-1 Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Part 1: Ceramic or glass insulator units for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria	Establece los métodos de ensayos y los criterios de aceptación para cadena de aisladores de tensión nominal superior a 1 kV		
A.7.2 – A.7.3	Aislador - Requerimientos Mecánicos	IEC 61109 Insulators for overhead lines - Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V - Definitions, test methods and acceptance criteria	Considera las características para aisladores tipos compuesto de suspensión/retención, es de material polimérico con núcleo sólido		
A.7.2	Aislador - Requerimientos Mecánicos	IEC 60575 Thermal- mechanical performance test and mechanical performance test on string insulator units	Establece las condiciones de pruebas de rendimientos térmico - mecánico de la cadena de aisladores		
A.7.3	Aislador - Requerimientos ensayos	IEC 60383- 2 Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Part 2: Insulator strings and insulator sets for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria	Establece los métodos de ensayo y criterios de aceptación para aisladores de líneas de transmisión aéreas para cadena de aisladores y cadena de aisladores equipados para corriente alterna		
A.8 – A.8.3	Herrajes y accesorios de líneas aéreas	IEC 61854 Overhead lines - Requirements and tests for spacers	Establece los requisitos y pruebas para espaciadores de haces de conductores de líneas aéreas, cubre espaciadores rígidos y flexible		
A.8 – A.8.1 – A.8.3	Herrajes y accesorios de líneas aéreas	IEC 61284 Overhead lines - Requirements and tests for fittings	Establece los requisitos para los ensayos de los herrajes de una línea de transmisión aérea		
A.8 – A.8.3	Herrajes y accesorios de líneas aéreas	IEC 61897 - Overhead lines - Requirements and tests for Aeolian vibration dampers	Establece los requisitos para los ensayos para amortiguadores de vibración eólicas destinados a conductores.	A.6.	Accesorios y fitting, determina el límite de diseño ara uniones de los conductores, grapas de anclaje de conductores, resistencia de la rótula de los fitting que forma la cadena de aisladores, cuernos de descargas, que lo considera si el estudio establece un valor mayo a 10 kA, trabajo con línea energizada donde se detalla la posibilidad de cambio al efectuar mantenimientos
A.8.3	Herrajes - Características y dimensiones	IEC 61467 Insulators for overhead lines - Insulator strings and sets for lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - AC power arc tests	Establece los ensayos de arco eléctrico en corriente alterna para tensiones superiores a 1000 V en cadena y conjuntos de aisladores de líneas aéreas		
A.9.2	Apoyos auto soportados - Materiales	ASCE 10 Design of latticed steel Transmission Structures	Este conjunto de normas establece los requerimientos para las estructuras de transmisión de acero en celosía, las normas proporcionan requisitos para el diseño, fabricación y las pruebas a gran escala de estructuras de transmisión eléctricas.		
A.9.2	Apoyos auto soportados - Materiales	ANSI/AWS D1.1 Structural Welding Code - Steel	Es el código de soldadura estructural - acero, cubre los requisitos de soldadura para cualquier tipo de estructura soldada hecha de acero de construcción al carbono y de baja aleación.	C.4	Diseño de estructuras, se indica aspectos generales, auto soportadas, de acero galvanizado o resistente a la corrosión apenadas, se considera la solicitud para validación de la estructura
A.9.3	Apoyos auto soportados - Torres de celosía de acero	ASTM A-123 Standard Specification for Zinc (Hot- Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products	Especifica el recubrimiento de zinc - galvanizado en caliente en productos de hierro y acero, se adoptará el grado 7		
A.9.4	Apoyos auto soportados - Ensayos mecánicos de estructuras	IEC 60652 Overhead line structures - Loading tests	Establece los métodos y procedimientos de las pruebas de cargas (soporte) sobre estructuras de líneas aéreas.		En la norma de 138 kV se establece aspectos generales de la conformación de la estructura, considera material, puntos apernados y soldados, pero no hace un requerimiento de certificaciones o pruebas. La propuesta a 500 kV establece los requerimientos de las estructuras en celosía, pruebas, fabricación, soldadura, tipo de material y acabados y el método de pruebas de carga, todas las normas establecen un certificado de calidad.

La tabla considera todas las normas citadas en el proyecto de normalización a 500 kV, estable la sección del documento, una breve descripción o alcance de la norma que se requiere adoptar y la compara con la norma 138 kV señalando la sección de norma y da una breve explicación de la diferencia entre normas en la última columna

3.1.2. Validación de distancias de aislamiento de una línea de 500 kV y cálculo de la cadena de aisladores

La figura siguiente muestra un esquema típico para establecer los apoyos empleados en las líneas y las distancias de aislamientos requeridas a 500 kV.

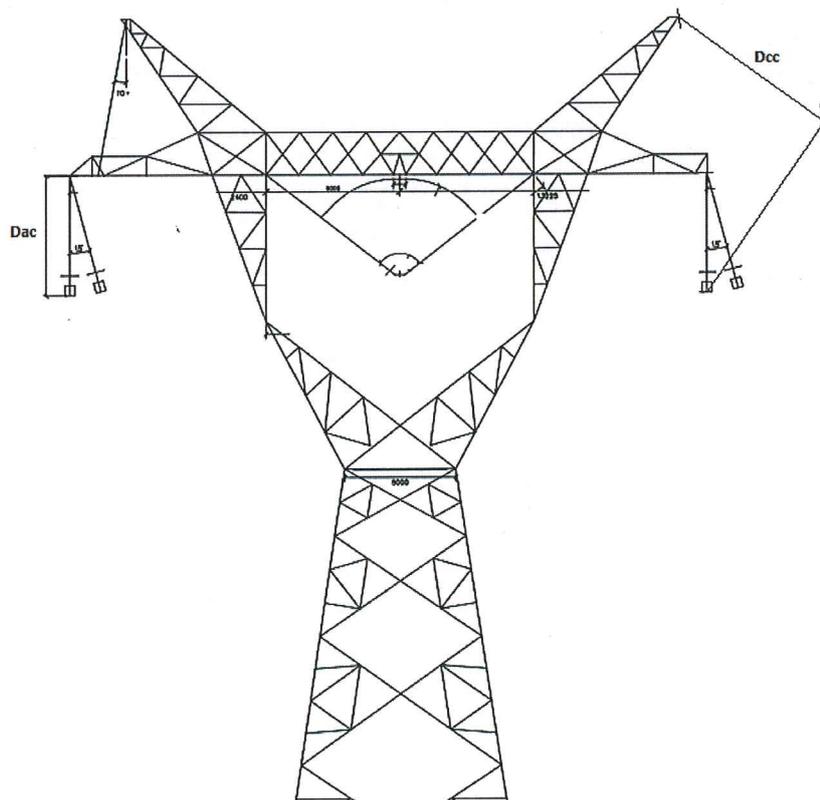


Fig. 3.1.2.1 - Esquema de apoyos sobre estructuras y distancias, **Dca**, **Dcc**.

Es necesario establecer los niveles de sobretensión acorde a la norma IEC 60071-1 y IEC 60071-2 ejemplificaremos una condición particular de cálculo acorde a los requerimientos de líneas de 500 kV.

Sobretensión representativa

La tensión de servicio continuo máxima para un voltaje nominal de 500 kV es:

$$U_{rp} = U_m = 525 \text{ kV eficaces - fase a fase}$$

Se establece que:

La sobretensión temporal es 1,32 p.u.

La sobretensión de frente lento:

Fase- tierra $U_{rp} = 2.20$ p.u.

Fase-Fase considerando el factor de conversión fase tierra a fase-fase mediante el coeficiente de conversión K_c en función de U_e obteniendo:

$$U_{rp} = 1,67 * 2,2 = 3,67 \text{ p.u.}$$

Sobretensiones soportadas de coordinación

En este caso las sobretensiones de frente lento vienen asociado al riesgo deseado que se asocia a la gráfica correspondiente al cálculo del factor de conversión K_{cs} para un nivel de riesgo de $R=2/10000$ se obtiene un $K_{cs} = 1,15$.

$$\text{Fase -tierra } U_{CW} = 1.15 * 2.2 = 2.53 \text{ p.u.}$$

$$\text{Fase - fase } U_{CW} = 1.15 * 3.67 = 4.22 \text{ p.u.}$$

Tensión soportada especificada

La sobretensión temporal establece la corrección por altitud, en el ejemplo se considera una altitud de 2850 m.s.n.m (nivel de Quito) de la que se obtendrá el factor de corrección K_a y el factor de seguridad K_s está establecido en 1,05 para aislamiento externo

$$K_a = e^{m \cdot \frac{h}{8150}}$$

Considerando $m=1$ para sobretensiones temporales obtenemos un $K_a = 1.42$, el valor de U_{rw} corresponde a:

$$U_{RW} = K_a * K_s * U_{CW} = 1.42 * 1.05 * 1.32 = 1.97 \text{ p.u.}$$

Sobretensiones de frente lento, se debe considerar la corrección de factores de altitud y seguridad, Los valores del factor m se deben extraer de las gráficas propuestas en función

de la tensión soportada de coordinación U_{CW} para sobretensiones de fase – tierra y fase-fase de la IEC 60071-2 Figure 9 “Dependence of exponent m on the co-ordination switching impulse withstand voltage”.

Se convertirá los valores de sobretensiones soportadas a kV de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Fase - tierra } U_{CW} &= 2,53 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1084.5 \text{ kV} \\ \text{Fase - fase } U_{CW} &= 4,22 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1808.9 \text{ kV} \end{aligned}$$

Se obtiene un valor $m_n = 0.7$ y $m_{ff} = 0.43$ con lo que sustituyendo en la expresión K_a obtenemos:

$$\text{Fase - tierra } K_a = 1.28; U_{RW} = K_a * K_s * U_{CW} = 1.28 * 1.05 * 2.53 = 3.40 \text{ p.u.}$$

$$\text{Fase - fase } K_a = 1.16; U_{RW} = K_a * K_s * U_{CW} = 1.16 * 1.05 * 4.22 = 5.14 \text{ p.u.}$$

Con los valores obtenidos, se deben calcular las distancias mínimas en aire para garantizar que no se van a producir descargas disruptivas ante las sobretensiones calculadas, en la figura C.1 se muestra la distancia **Dca** que corresponde a la distancia del conductor-apoyo y la distancia **Dcc** que corresponde a la distancia conductor conductor.

Se establecerá la forma empírica del cálculo señalada en la norma EN 50341-1 donde se señala las distancias mínimas en aire para tensiones de servicio continuo y para sobretensiones de frente lento o de frente rápido, si se conoce las tensiones las distancias mínimas se pueden obtener de la siguiente formula empírica:

$$D = \frac{1}{0.46} \left(e^{\frac{U_{rw}}{1080 * K_z * K_g}} - 1 \right)$$

Donde:

D es la distancia en el aire necesaria [m]

U_{rw} es la tensión soportada específica fase tierra [kV]

Ks es un factor de desviación que toma un valor de 0.922 para sobretensiones de frente lento.

Kg es un factor de espaciado que es preciso considerar para sobretensiones de frente lento, así tenemos:

Conductor en ventana, $K_g = 1.25$

Conductor – apoyo, $K_g = 1.43$

Conductor – Conductor, $K_g = 1.6$

El cálculo de las distancias requeridas es:

$$U_{CW} = 3.40 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1457.58 \text{ kV}$$

La distancia mínima conductor-apoyo, Kg = 1.43 es:

$$D_{ac} = \frac{1}{0.46} \left(e^{\frac{1457.58}{1080 * 0.922 * 1.43}} - 1 \right) = 3.88 \text{ m}$$

Tomando como referencia la torre de CELEC tipo SS43 de la interconexión en 500 kV del Ecuador, del proyecto "Ecuador 500 kV Transmission Line Project", el valor de Dac de la estructura es de 5.49 m que sería un valor superior al obtenido en el cálculo, por lo que, se validaría la distancia de aislamiento entre estructura y conductores.

La distancia mínima conductor – conductor, Kg = 1.6 es:

$$U_{CW} = 5.14 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 2203.32 \text{ kV}$$

$$D_{cc} = \frac{1}{0.46} \left(e^{\frac{2203.32}{1080 * 0.922 * 1.6}} - 1 \right) = 6.5 \text{ m}$$

Cadena de aisladores

La norma IEC 60383 establece la clase de aisladores y los tipos de aisladores que se pueden considerar en líneas aéreas de transmisión, cada aisladore debe llevar la identificación correspondiente acorde a los requerimientos de la IEC 603105.

La información complementaria sobre la definición y clasificación de materiales aislante a base de cerámica o vidrio se tiene considerado en la norma IEC 60672-1 e IEC 60672-3.

La selección de la **cadena de aisladores** admite un nivel de contaminación dado, la tensión de contorno de la cadena es proporcional a la línea de fuga, consideraremos un nivel de contaminación de 16 mm/kV.

$$L_{f_{total}} = Um * Lf = 525 * 16 = 8400 \text{ mm}$$

La corrección por altura puede ser incluida en la formulación:

$$L_{f_{total}} = Um * Lf * K_a * K_D = 525 * 16 = 8400 \text{ mm}$$

Donde

K_D es el factor de corrección por diámetro

$$L_{f_{total}} = Um * Lf * K_a * K_D = 525 * 16 * 1.16 * 1 = 9744 \text{ mm}$$

Conocida la línea de fuga total, el número de aisladores de la cadena se puede determinar cómo:

$$N_{\text{aisladores}} > \frac{L_{f_{total}}}{L_{f-u}}$$

Donde

L_{f-u} es la distancia de fuga unitaria del aislador

Generalmente se considera aisladores tipo cerámicos o en vidrio, en la actualidad y la es guiarse por un aislador tipo polimérico que guarde la relación de la distancia de fuga requerida para el aislamiento dependiendo del **BIL** (o nivel de sobretensión normalizado rango II) y sus condiciones mecánicas (tensiones mecánicas).

La norma IEC clasifica varios tipos de aisladores cerámico o vidrio de la siguiente forma:

- Standard profile
- Fog Type profile
- Open profile

Lo más representativo de estos tipos de aisladores es la variación de su distancia de fuga unitaria en [mm], para fines de línea de transmisión área a 500 kV consideraremos el aislador tipo “FOG” ya que es de mayor recorrido (creepage distance).

Podemos establecer una distancia de fuga unitaria acorde a los catálogos de los fabricantes, para el aislador tipo FOG de 80/120 kN se tiene un diámetro de 255 mm, la creepage distance es de 390 mm obteniendo:

$$\text{Menor 1000 m.s.n.m. } N_{\text{aisladores}} > \frac{L_{f_{\text{total}}}}{L_{f-u}} > \frac{8400}{390} = 22 \text{ unidades}$$

$$\text{A 2850 m.s.n.m. } N_{\text{aisladores}} > \frac{L_{f_{\text{total}}}}{L_{f-u}} > \frac{9744}{390} = 25 \text{ unidades}$$

La cadena de aisladores será conformada por 23 unidades o superior, tipo FOG, para una tensión de 80/120 kV diámetro 255 mm con una *creepage distance* de 390 mm

En el documento de CELEC EP del resumen Ejecutivo del Anteproyecto LT 500 kV Chorrillo -pasaje y seccionamiento de LT 230 kV elaborado por LEME Engenharia, se establece una condición máxima de contaminación de 31 mm/kV obteniendo una distancia de asilamiento mínima de 16275 mm, establece que el aislador tendrá un paso de 159 mm y la línea de fuga es de 620 mm por lo que la cadena de aisladores es de 27 unidades, se establece que los cálculo de desempeño bajo impulso atmosférico y de maniobra muestran que la cadena finalmente a considerarse tendrá menos unidades y se establece una cadena de 22 unidades para sobretensiones de maniobra, una cadena de 25 unidades para impulsos atmosféricos y una cadena de 27 unidades para frecuencia Industrial. Las numero de aisladores dependerá de los valores de sobrevoltaje que se considere en el proyecto y de la contaminación ambiental presente en el trayecto de la línea.

La siguiente tabla resumen el número de aisladores de suspensión basado en el procedimiento de prueba de la IEC 60383-93, la selección considera el diámetro y el espaciamiento del mismo, considerando los niveles a frecuencia industrial y el BIL menor a 1000 m.s.n.m,

Tabla 3.1.2.1
NUMERO DE AISLADORES -AISLADORES TIPO FOG CERAMICOS

Number of units	Diameter/Spacing		Ø255/146
	Power frequency withstand voltage (kV)		Lightning impulse withstand voltage (kV)
	DRY	WET	
2	135	85	200
3	185	115	285
4	230	150	365
5	280	180	450
6	320	210	510
7	350	240	580
8	410	270	655
9	440	300	735
10	490	330	810
11	530	360	890
12	565	390	960
13	600	410	1045
14	640	430	1123
15	680	460	1200
16	720	490	1277
17	750	510	1365
18	790	530	1452
19	820	550	1529
20	850	570	1602
21	880	590	1674
22	910	610	1752
23	950	630	1824
24	980	650	1887
25	1010	670	1960
26	1040	690	2031
27	1060	710	2110
28	1100	730	2187
29	1130	750	2265
30	1150	770	2342

Las condiciones mecánicas deben ser consideradas al momento de la selección, esta tabla es referencial acorde al catálogo de SEDIVER - toughened glass insulators for HVAC applications, - <https://www.sediver.com/wp-content/uploads/Sediver-toughened-glass-insulators-for-HVAC-applicationsC11-2017-2.pdf>.

Es necesario que se tenga en cuenta el movimiento de los conductores sobre la estructura y la transferencia hacia los aisladores de suspensión, es importante validar la distancia en aire con el efecto del movimiento

3.1.3. Consideración de Apantallamiento 500 kV – Método Electro geométrico torre ST32

Las líneas de transmisión aéreas de energía eléctrica están expuestas a las descargas atmosféricas generalmente es el motivo más habitual de falla de aislamiento, al momento de que un rayo impacte sobre la línea genera una sobretensión que puede producir el cebado de aisladores si es que supera el nivel de aislamiento, este efecto produce una falla a tierra por la sobreintensidad que se descarga a través de los apoyos.

El presente anexo tiene como objetivo establecer un guía de comprobación del apantallamiento, considerando la geometría de una de las torres de transmisión aérea a 500 kV, torre tipo ST32, utilizada en las líneas El Coca - El Inga, El Inga Tisaleo (Ambato) y Tisaleo – Chorrillos (Guayas) conductor ACAR 1100 MCM 18/19, 4 haces por fase.

La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica puede ser represada mediante una doble exponencial o mediante una onda triangular, el análisis considera una onda triangular al ser requerida que considere el valor pico (I_p), el tiempo de subida (T_r) y el tiempo de semicola (T_t) que se lo tendrá al 50% del valor de I_p , cada uno de estos parámetros depende de una condición estadística que se asocia a la zona geográfica del proyecto.

La función de distribución acumulativa de la corriente pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional, así, la **probabilidad** de que la corriente de pico I_p sea mayor que un valor I_0 se puede obtener según la siguiente expresión:

$$F(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

La función de densidad de probabilidad de a corriente de pico, que representa la probabilidad de que el valor de pico de la corriente inyectada por el rayo sea igual a I, es la derivada de la ecuación anterior obteniendo:

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} * \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2}$$

Los parámetros de I_{50} y n_c son obtenen mediante observaciones experimentales, Los valores recomendados según la norma IEEE std. 1410 son $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31$ kA en distribución. [22]

La probabilidad de que un rayo impacte sobre un conductor de fase a en un cable de guarda es una variable aleatoria que puede relacionarse con la geometría de las torres, en general se considera que existe una distancia (distancia critica) alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia impactara cobre el conductor correspondiente.

El lugar geométrico de los puntos equidistantes del conductor de fase o cable de guarda es un círculo cuyo radio (**distancia critica**) es función de la intensidad de pico de la descarga (I_d), de manera que a mayor intensidad de pico le corresponde una distancia critica mayor. La probabilidad que un rayo impacte en tierra, en un conductor de fase o en un cable de guarda depende de la corriente pico de la descarga, de la altura del conductor de fase y de la localización de cable de guarda con respecto a la fase.

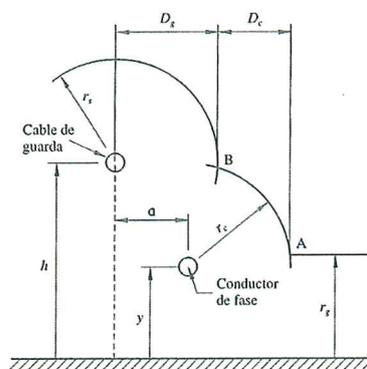


Fig. 3.1.3.1 – Distancia critica de cable de guarda, conductor de fase y tierra [22].

La distancia crítica (striking distance) del conductor de fase (**rc**), del cable de guarda (**rs**) y tierra (**rg**).

“Existen varias ecuaciones para determinar las distancias críticas, utilizaremos la considerada en la IEEE Std 998, su valor depende de la corriente pico de la descarga **I** expresada en kA, y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra (**rg**), según la relación” [22]:

$$r_s = \gamma_s * r_g$$

$$r_c = \gamma_c * r_g$$

$$r_g = 8 * I^{0.65}$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

Un modelo geométrico representativo corresponde a la siguiente figura donde se muestra una línea área trifásica protegida por dos cables de guarda

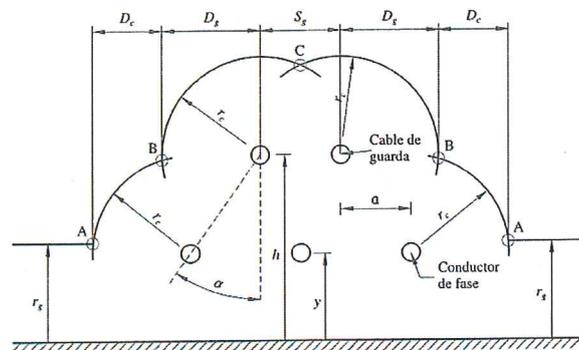


Fig. 3.1.3.2 – El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias [22].

Las intersecciones entre los arcos cuyo centro son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como punto **A**; las intersecciones entre los arcos cuyos centros con los conductores de fase ya aquellas cuyos centros son los cables de guarda están marcadas como **B** y las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como **C**. Las descargas **Id** que alcancen el arco entre **A** y **B** impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre **B** y **C** impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

Se define la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (**Im**) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto, es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos **A** y **B** coinciden. Las descargas cuyas corrientes de pico sea superior a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (**Im**) impactaran contra el cable de guarda o contra tierra, pero no contra la parte activa. Para intensidades de descargas menores existe una probabilidad de que impacte contra un conductor de fase.

Considerando solamente descargas verticales para un rayo de intensidad de pico **Id**, las distancias **Dc** y **Dg** son las distancias de exposición del conductor de fase y del cable de guarda, respectivamente. Así si un rayo cae en la línea, la probabilidad de impactar en el cable de guarda es:

$$P_{(\text{cable de guarda})} = \frac{2 * D_g + S_g}{2 * D_c + 2 * D_g + S_g} = \frac{D_g + S_g/2}{D_c + D_g + S_g/2}$$

Y la probabilidad que impacte sobre el conductor de fase es:

$$P_{(\text{conductor})} = \frac{2 * D_c}{2 * D_c + 2 * D_g + S_g} = \frac{D_c}{D_c + D_g + S_g/2}$$

Se define la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea (**SFR(Id)**), para una intensidad de pico fija **Id**, como el número de descargas de valor **Id** que impactarán sobre los conductores de fase de esa línea durante un año.

$$SFR(I_d) = 2 * N_g * L * D_c(I_d) * f(I_d)$$

Donde:

- L** es la longitud de la línea, en km
- D_c** es la distancia de exposición al rayo de un conductor de fase calculada para una intensidad **Id**
- f(Id)** es la probabilidad de que la descarga tenga una intensidad de pico (**Id**)

N_g es la densidad de rayos en la zona (mediad en rayos/km²), puede estimarse a partir del nivel ceraunico o número de días de tormenta al año T_d , mediante la siguiente expresión:

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25}$$

La tasa total de fallos de apantallamiento (**SFR**), es decir, la suma de las tasas de fallo de apantallamiento para todas las intensidades se calcula según:

$$SFR = \int_0^{\infty} SFR(I) * dI$$

El límite de integración inferior es de 3 kA debido a que es el valor mínimo de intensidad de descarga que CIGRE ha registrado. El límite superior se establece e la intensidad máxima de fallo de apantallamiento, puesto que ara intensidades mayores el rayo no impacta en un conductor de fase una que la Distancia **Dc** es nula. Por lo que la tasa total de fallos de apantallamiento resulta ser:

$$SFR = \int_3^{Im} SFR(I) * dI = 2 * N_g * L * \int_3^{Im} D_c * f(I) * dI$$

La integral de la ecuación representa la probabilidad de que cualquier rayo que caiga en la línea impacte sobre el conductor de fase. Multiplicando por la densidad de rayos en la zona (**Ng**) y por la longitud de la línea (**L**) se obtienen el número de descargas anuales que impactan sobre un conductor de fase.

Las distancias de exposición a las descargas de los conductores de fase (**Dc**) y de los cables de guarda (**Dg**) pueden ser calculados mediante la geometría de la torre de la siguiente manera:

$$\beta = \text{sen}^{-1} \frac{h - y}{2 * r_c * \text{cosa}}$$

$$\theta = \text{sen}^{-1} \frac{r_g - y}{r_c}$$

$$\alpha = \text{tg}^{-1} \frac{a}{h - y}$$

Las distancias de exposición sería:

$$D_c = r_c * [\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)]$$

Para

$$r_g \leq a \text{ entonces } \theta = 0$$

$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta)$$

Considerando valores de intensidad de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento ($I > I_m$) se tiene que la distancia horizontal $D_c = 0$, resultando que la distancia D_g correspondiente a este caso tenemos:

$$D'_g = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \text{ para } r_g \geq h$$

$$D'_g = r_s * a \text{ para } r_g < h$$

Considerando la intensidad máxima de fallo de apantallamiento que muestra la situación donde los puntos **A** y **B** coincidan en un mismo punto en la cual I_m está definida, se puede calcular la distancia horizontal entre el cable de guarda y el conductor de fase más desfavorable a , a partir de la cual se puede calcular r_{gm} que es la distancia crítica a tierra r_g para la intensidad máxima de apantallamiento I_m de la siguiente manera:

$$a = a_1 + a_2$$

$$a_1 = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h)^2}$$

$$a_2 = \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2}$$

El ángulo para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento es:

$$\text{sen } \alpha = \frac{r_{gm} - \frac{h+y}{2}}{\sqrt{r_{cm}^2 - \frac{c^2}{4}}}$$

$$c = r_g - \frac{h+y}{2}$$

Donde r_{cm} es la distancia crítica del conductor de fase para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento

$$r_{cm}^2 \gg \frac{c^2}{4}$$

Por lo que obtenemos que:

$$r_{gm} = \frac{(h+y)/2}{1 - \gamma * \text{sen} \alpha} \text{ siendo } \gamma = \frac{r_c}{r_g}$$

El análisis debe considerar las tasas de cebados por lo que las siguientes consideraciones establecen la tasa de cebado directos (**SFFOR**, Shielding Failure Flasover Rate). La tasa total de fallos de apantallamiento (**SFR**) es el número de descargar que impactan sobre un conductor de fase; sin embargo, no todas ellas acaban en un cebado del aislador, sino solamente aquellas que produzcas una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (**CFO**) del aislador. De esta forma, el **SFR** incluye todos los impactos que caen en el conductor de fase (los que producen cebado del aislador y los que no).

Para calcular la tasa de cebados directos se tiene que calcular la tensión que produce un rayo al impactar sobre una línea

$$V = \frac{I_d}{2} * Z_c$$

Donde I_d es la intensidad de descarga del rayo que impacta en la fase activa y Z_c es la impedancia del conductor de fase.

La intensidad crítica (I_c) para la cual se produce un cebado del aislador se fija sobretensión (V) que produce el impacto del rayo en la línea igual al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_c}$$

$$CFO = L * 605 \text{ kV/m}$$

Donde

L es la longitud del aislador o de la cadena de aislador

A partir de este valor se obtiene la tasa de cebado directos de una línea según la siguiente expresión:

$$SFFOR = 2 * N_g * L * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI$$

La tasa de cebado directos por cada 100 km se expresa

$$SFFOR = 0,2 * N_g * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI$$

La integral representa la probabilidad de que un rayo que caiga en la línea impacte en un conductor de fase y además ceba el aislador. Dicha probabilidad multiplicada por la densidad de carga de la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) da como resultado el número de descargas al año que impactan en un conductor de fase y además ceban los aisladores.

Los aisladores solo se cebarán si la intensidad del rayo es mayor que la intensidad crítica y menor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento de ahí los límites de la integral.

Es necesario analizar la tasa de cebado inverso (**BFR**, Blackflashover Rate) que indica que cuando una carga impacta en un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra a través de la impedancia de apoyo (Z_T) y de la impedancia de puesta a tierra del mismo (Z_{PAT}).

Dependiendo de los valores de Z_T y de Z_{PAT} , las sobretensiones en los aisladores (medidas desde el apoyo hacia el conductor de fase) pueden producir el cebado de los mismos, esto se conoce como cebado inverso. Para que ocurra un cebado inverso, la sobretensión a través del aislador debe ser mayor o igual a su aislamiento a impulso tipo rayo (**CFO**). El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo; en este caso la impedancia efectiva equivalente resultante es el paralelo de la impedancia de dicho apoyo con el paralelo de las impedancias correspondientes a las dos direcciones de propagación del conductor de tierra; y ambas en serie con la resistencia de puesta a tierra, siendo su valor

$$Z_{eq} = \frac{Z_T * Z_g}{2 * Z_T + Z_g} + Z_{PAT}$$

Si la línea tiene dos cables de guarda; donde Z_T es la impedancia del apoyo y Z_g es la impedancia característica del cable guarda.

La intensidad crítica, **Ic** para la cual se produce el cebado inverso es la intensidad que produce una sobretensión en el apoyo que supera el nivel de aislamiento del aislador

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_{eq}}$$

La tasa de cebados inversos por cada 100 km considerando que lo habitual es que la intensidad para la cual se produce cebado inverso (**Ic**) sea mayor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (**Im**), la ecuación quedaría:

$$N_{INV} = 0.2 * Ng * \left[\int_{I_c}^{\infty} D'_g * p(I) * dI * S_g \right]$$

Finalmente, la tasa de cebados inducidos (**INFOR**, Induced Voltage FlashOver Rate) que se produce cuando el rayo no cae en el conductor de fase ni en el cable de guarda sino en tierra, se induce una sobretensión en la línea cuyo valor, en algunos casos, puede superar al nivel de aislamiento de los aisladores y provocar su cebado. Para el estudio de las sobretensiones inducidas existen diferentes modelos se tomará el método empleado por Rusck.

Para la geometría de la torre y despreciado la distancia de separación del conductor de fase al apoyo (a) frente a la distancia de impacto (x), la sobretensión inducida entre el conductor de fase y el cable de guarda (que está conectado a tierra) viene dado por la expresión:

$$U_{ind} = \frac{30 * I * K_v}{x} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

Donde x es la distancia perpendicular entre el punto de caída del rayo y la línea, h es la altura del cable de guarda, I es el valor de pico de la corriente de rayo (kA), **Z_g** es la impedancia característica del cable de guarda (Ω), **Z_m** es la impedancia mutua entre el cable de guarda y el conductor de fase (Ω), **R** es la resistencia de puesta a tierra de apoyo (Ω) y **K_v** es una constante que se obtienen según la siguiente expresión:

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2 - v^2}}$$

Donde **v** es la velocidad del rayo (en tanto por uno respecto de la luz) que puede estimarse mediante:

$$v = \frac{0,486}{1 + \frac{27,3}{I}}$$

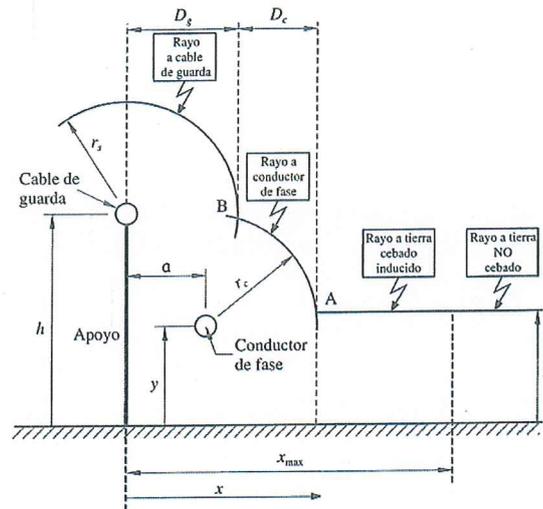


Fig. 3.1.3.3 – Cebados Inducidos [22]

Para una configuración determinada de línea, dada la altura del conductor (y), hay para cada intensidad I una distancia máxima de caída de rayo (x_{max}), para la cual la tensión inducida será exactamente la tensión de cebado ($U_{ind}=CFO$).

$$x_{max} = \frac{30 * I * K_v}{CFO} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

El cebado por sobretensiones inducida se produce cuando el rayo cae a una distancia x tal que $D_g+D_c < x < x_{max}$, de esta forma, se tiene que la tasa de cebado inducido por cada 100 km es:

$$N_{IND} = 0.2 * N_g * \left[\int_{I_{m_in}}^{I_m} (x_{max} - D_g - D_c) * f(I) * dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - D_g) * f(I) * dI \right]$$

Al final el ángulo de apantallamiento total se define como aquel en el cual la tasa de cebado (**SFFOR**) es nula. El ángulo de apantallamiento perfecto es el máximo ángulo α que debe formar la línea que une el cable de guarda y la fase más desfavorable con respecto a una línea vertical. Esto se puede lograr cuando la intensidad crítica y la intensidad máxima de fallo de apantallamiento son iguales.

El ángulo de apantallamiento perfecto (α_p) se obtiene:

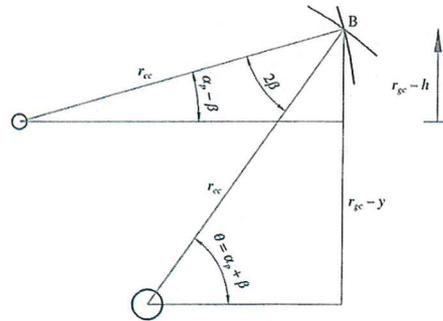


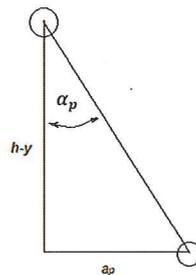
Fig. 3.1.3.4– Apantallamiento perfecto [22]

$$\alpha_p - \beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_{gc} - h}{r_{cc}} \right)$$

$$\alpha_p + \beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_{gc} - h}{r_{cc}} \right)$$

Donde r_{gc} y r_{cc} son respectivamente las distancias críticas de tierra y la distancia crítica de conductor correspondiente a la intensidad crítica (I_c).

Sumando las ecuaciones se obtiene el ángulo de apantallamiento perfecto:



$$\alpha_p = \text{tg}^{-1} \frac{a_p}{h - y}$$

$$a_p = \sqrt{r_{cc}^2 - (r_{gc} - h)^2} - \sqrt{r_{cc}^2 - (r_{gc} - y)^2}$$

La siguiente sección es para establecer las condiciones del proyecto, consideraremos las dimensiones de la extensión de barra asociada a la estructura geométrica planteada.

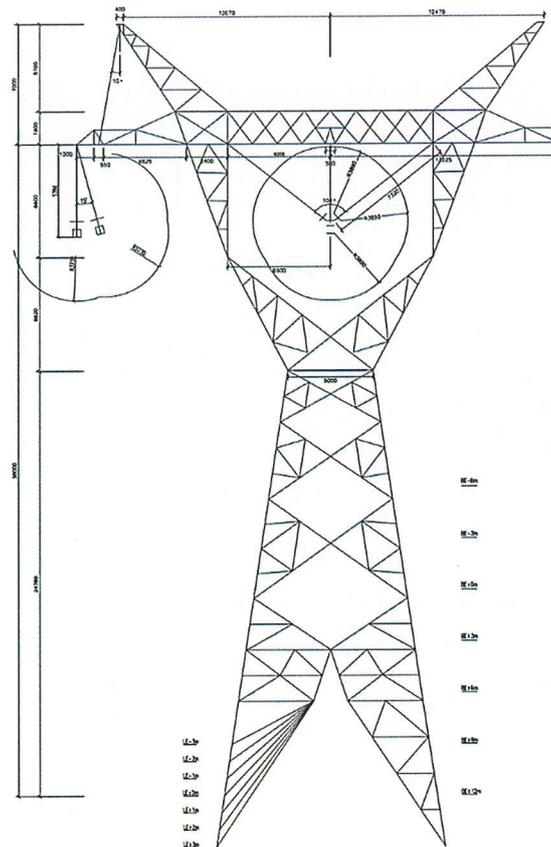


Fig. 3.1.3.5 – Torre de Transmisión aérea 500 kV- ST32 - Torre tipo – Ecuador.

La altura total de la torre $h=45$ metros, la altura al último brazo $y=38$ m, la separación entre el cable de guarda y la fase $a=2.6$ m, el Angulo de apantallamiento es:

$$\begin{aligned}
 \operatorname{tg} \alpha &= \frac{a}{h-y} = \frac{2.6}{45-38} = 0.3714 \\
 \alpha &= 20.38^\circ
 \end{aligned}$$

Considerando la distancia crítica para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento y los valores establecidos en la IEEE std 998 tenemos:

$$r_{gm} = \frac{\frac{h+y}{2}}{1-\gamma \operatorname{sen} \alpha} = \frac{\frac{45+38}{2}}{1-1 * \operatorname{sen}(20.38)} = 63.67 \text{ m}$$

Con lo que podemos obtener la intensidad máxima de fallo de apantallamiento

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} = \left(\frac{63,67}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} = 24.31 \text{ kA}$$

La probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor a 24.31 kA, considerando los valores de la IEEE std. 1410 son $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31 \text{ kA}$ es:

$$P(I < 24.31 \text{ kA}) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{24.31}{31}\right)^{2.6}} = 0.347 \text{ pu} \equiv 34,72\%$$

$$CFO \approx L * 605 \text{ kV/m}$$

Donde

L es la longitud del aislador o de la cadena de aisladores (8400 mm = 8.4 m)

$$CFO = 8.4 \text{ m} * 605 \frac{\text{kV}}{\text{m}} = 5082 \text{ kV}$$

No todas las descargas producirán una sobretensión en la red capaz de cebar los aisladores por lo que calcularemos la intensidad crítica, sabiendo que el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo para los aisladores de línea es de 5082 kV, los siguientes parámetros corresponden a un aislador cerámico.

La impedancia característica puede expresarse de la siguiente manera:

$$Z_c = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2y}{r}\right) * \ln\left(\frac{2y}{R}\right)}$$

Donde

r radio del conductor (ACAR 1100, $\Phi = 30.7 \text{ mm}$, $r = 15.35 \text{ mm}$)

R es el radio corona en metro

$$RMG = \sqrt[4]{\sqrt{2} * \Delta^3 * r}$$

Δ distancia de separación entre conductores

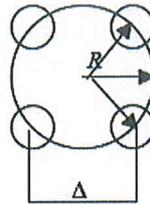


Fig. D.6– RMG para 4 conductores

$$RMG = \sqrt[4]{\sqrt{2} * 500^3 * 15.53} = 228.91 \text{ mm}$$

$$R * \ln\left(\frac{2 * y}{R}\right) = \frac{V_{fase}}{E_0}$$

Donde

E_0 : Gradiente límite para crecimiento del anillo corona (1500 kV/m)

$$R * \ln\left(\frac{2 * 38}{R}\right) = \frac{525}{1500}$$

$$R * \ln\left(\frac{76}{R}\right) = 0.35$$

$$R = 0.0474 \text{ m}$$

$$Z_c = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * 38}{0.229}\right) * \ln\left(\frac{2 * 38}{0.0474}\right)} = 392.71 \Omega$$

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_c} = \frac{2 * 5082}{392.71} = 22.88 \text{ kA}$$

La resistencia de puesta a tierra de la torre es de $Z_{PAT} = 10 \Omega$ considerando un valor de resistividad del terreno de $300 \Omega m$ con cuatro varillas en paralelo y contrapeso.

La impedancia característica de la torre se calcula considerando la geometría

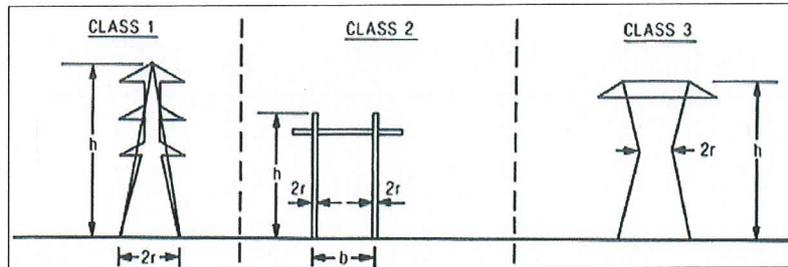


Fig. 3.1.3.7– Impedancia características de las torres – class 3 - método Hileman

$$Z_T = 60 * \left[\ln \left(\sqrt{2} * \frac{2 * h}{r} \right) - 1 \right] = 60 * \left[\ln \left(\sqrt{2} * \frac{2 * 45}{2,5} \right) - 1 \right] = 175.81 \text{ ohm}$$

La densidad de rayo en la zona Ng (rayos/km² y año), considerando un nivel ceraúnido en ciudad del Coca de 50, acorde al mapa isoceraúnico del Ecuador (<http://elestudianteelectromecanico.blogspot.com/2015/09/mapa-isoceraunico-del-ecuador.html>).

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25} = 0.04(50)^{1.25} = 5,32 \text{ impactos al año por km}^2$$

El radio crítico es igual:

$$r_c = \gamma_c * r_g$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

Tenemos

$$r_c = 63,67 \text{ m}$$

La distancia de exposición de los conductores de fase (D_c) será igual a:

$$D_c = r_c * [\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)]$$

$$\beta = \text{sen}^{-1}\left(\frac{h-y}{2 * r_c * \cos\alpha}\right) = \text{sen}^{-1}\left(\frac{45-38}{2 * 63.67 * \cos(20.28)}\right) = 3,36^\circ$$

$$\theta = \text{sen}^{-1}\left(\frac{r_g-y}{r_c}\right) = \text{sen}^{-1}\left(\frac{63,67-38}{63,67}\right) = 23.78^\circ$$

$$D_c = 63.67 * [\cos(3.36) - \cos(20.38 + 3.36)] = 5.28 \text{ m}$$

$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta) = 63.67 * \cos(20.38 - 3.36) = 60.88 \text{ m}$$

La tasa de cebados directos por cada 100 km es igual:

$$N_D = 0,2 * N_g * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI = 0,2 * 5,32 * \int_{22,88}^{24,31} (5,28) * f(I) * dI$$

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} \frac{I^{n_c-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}\right]^2} = \frac{2.6}{31^{2.6}} \frac{I^{1.6}}{\left[1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}\right]^2}$$

$$N_D = 0.00347 \frac{\text{cebados}}{100\text{km}} \text{ y año}$$

La impedancia característica del cable de guarda es de $Z_g = 700 \Omega$ y la impedancia característica mutua es de $Z_m = 130 \Omega$

El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo, la estructura como tal en serie con la impedancia de puesta a tierra se calcula:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T * Z_g}{2 * Z_T * Z_g} + Z_{PAT} = \frac{175.81 * 700}{2 * 175.81 + 700} + 10 = 127.03 \Omega$$

La intensidad crítica I_c para la cual se produce el cebado inverso sería:

$$I_c = \frac{CFO}{Z_{eq}} = \frac{5082}{127.03} = 40.01 \text{ kA}$$

Considerando los valores de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento si llega a un $D_c=0$ con lo que la nueva $D_g=D_g'$

$$D'g = \sqrt{rs^2 - (rg - h)^2} \text{ para } rg > h$$

$$a = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h)^2} - \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2}$$

$$a = \sqrt{63.67^2 - (63.67 - 45)^2} - \sqrt{63.67^2 - (63.67 - 38)^2} = 2,6 \text{ m}$$

$$D'g = \sqrt{63.67^2 - (63.67 - 45)^2} = 60.87 \text{ m}$$

Se debe considerar la separación de los guardas que es igual $Sg = 24,94 \text{ m}$

$$N_{INV} = 0.2 * Ng * \left[\int_{Ic}^{\infty} D'_g * f(I) * dI + Sg \right] \equiv 0.6 * Ng * P(I > Ic)$$

$$P(I > 40.01 \text{ kA}) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{40.01}{31}\right)^{2.6}} = 0.66$$

$$N_{INV} = 0.6 * 5.32 * 0.66 = 2.10$$

$$N_{INV} = 2.10 \frac{\text{cebados}}{100} \text{ km y año}$$

Finalmente, el cálculo de tasa de cebados inducidos (IVFOR) que indica cuando el rayo no cae en el conductor de fase, ni en el guarda sino directamente a tierra que induce una sobretensión en la línea

$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta) = 63.67 * \cos((20.38) - 3,36) = 60.88 \text{ m}$$

La velocidad del rayo es igual,

$$v = \frac{0.486}{1 + \frac{27.3}{I}} = \frac{0.486}{1 + \frac{27.3}{48}} = 0.309$$

La sobretensión inducida entre el conductor de fase y el cable de guarda viene dada por:

$$U_{ind} = \frac{30 * I * K_v}{x} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

$$x = D_g + D_c$$

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2 - v^2}} = 1 + \frac{0.309}{\sqrt{2 - 0.309^2}} = 1.22$$

$$U_{ind} = \frac{30 * 48 * 1.22}{66.15} \left[38 - \frac{130 + 2 * 10}{700 + 2 * 10} * 45 \right] = 760.22 \text{ kV}$$

Se puede considerar la distancia máxima de caída de rayo para la cual la tensión inducida será exactamente igual a la tensión de cebado ($U_{ind} = CFO$)

$$x_{max} = \frac{30 * I * K_v}{CFO} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

La tasa de cebados inducidos por cada 100 km es:

$$N_{IND} = 0.2 * N_g$$

$$* \left[\int_{I_{m_in}}^{I_m} (x_{max} - D_g - D_c) * f(I) * dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - D_g) * f(I) * dI \right]$$

$$N_{IND} = 0.2 * 5.32$$

$$* \left[\int_{45}^{48} (66.15 - 60.88 - 5.28) * f(I) * dI \right. \\ \left. + \int_{48}^{\infty} (66.15 - 60.88) * f(I) * dI \right]$$

$$N_{IND} = 1.064 * \left[\int_{24.3}^{48} (0.01) * f(I) * dI + \int_{48}^{\infty} (5.27) * f(I) * dI \right]$$

$$N_{IND} = 0.0435 \frac{\text{cebados}}{100} \text{ km y año}$$

La tasa de cebado total

$$N_T = N_D + N_{INV} + N_{IND} = 0.00347 + 2.1 + 0.0435 = 2.14 \frac{\text{cebados}}{100 \text{ km}} \text{ y año}$$

La tasa de 2,14 cebados por 100 km/año se encuentra por debajo de la máxima salida permitidas de tres (3) cebados por 100 km/año descargas atmosféricas.

El uso de cable de guarda reduce el riesgo de descargas directas en los conductores de fase, pero aumenta los riesgos de cebados inversos. La reducción del riesgo de descargas directas se producirá, siempre y cuando, la conductividad del suelo sea elevada y las puestas a tierra correctas

El ángulo de protección negativo al hilo de guarda mejora el desempeño de la línea y elimina la falla por descarga directa

El comportamiento de los aisladores de línea tiene un gran impacto en la subestación, la tasa de disparo de las líneas debido a los rayos determina la frecuencia de reenganches.

En tensiones superiores a 72,5 kV las tensiones inducidas pueden despreciarse y el comportamiento frente a los rayos es determinado solamente por los impactos directos.

No se puede dar reglas generales sobre la tasa de fallas adecuadas ya que esta depende de la consecuencia de los cortes debido al rayo y del costo del apantallamiento, de la rigidez del aislamiento y del sistema de puesta a tierra, sin embargo, en los tramos próximos a la subestación conviene que las tasas de fallos sean menores para evitar transferencia y reenganche de los equipos. El programa FLASH desarrollado para probar e implementar los métodos de la IEEE permite estimar las tasas de salidas esperadas de las líneas.

El método empleado en este anexo determina su accionar sobre la probabilidad de ocurrencia de una falla, es necesario establecer un método analítico que permita obtener

una distribución estadística, condicionando al tiempo y así estimar los errores en función de históricos, en ese análisis se mantiene la incertidumbre estadística.

La tasa de fallo de una línea de transmisión está sujeta al estudio económico de la energía no suministrada, si el costo de energía no suministrada es alto, se debe cambiar las dimensiones de la torre.

3.2. Evaluación de experto

Durante cuarenta años he realizado diseños de líneas de transmisión. Desde el año 1979 hasta 1999 trabajé en el ex INECEL en el departamento de líneas de transmisión. Inicie los trabajos de diseño en 1979 con la participación en los diseños de las líneas de transmisión Paute-Cuenca, 138 kV, y Paute-Guayaquil, 230 kV.

Diseño de las líneas de transmisión del proyecto hidroeléctrico Agoyán, L/T Agoyán-Totoras, 138 kV, y L/T Totoras-Santa Rosa, 230kV, y fui delegado para las pruebas de materiales y estructuras, efectuadas en Brasil.

Adicionalmente realicé los diseños de las líneas de transmisión de 138 kV, Cuenca-Loja, Ibarra-Tulcán-Frontera, para la interconexión con Colombia, y el diseño del sistema de transmisión del Proyecto Múltiple Daule Peripa, para la interconexión con el Sistema Nacional de Transmisión.

Los diseños de líneas de 230 kV fueron los siguientes:

L/T Paute-Pascuales-Trinitaria, 230kV, sector El Tambo-Bucay.

L/T Paute-Riobamba-Totoras, 230 kV y 220 km de longitud.

Desde el año 2006 hasta el año 2019 trabajé en la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, en la cual me desempeñaba como Especialista Técnico 6 de diseño de líneas de transmisión. Desde el mes de enero del 2015 hasta el mes de agosto del 2017, fui jefe de diseños electromecánicos del Departamento de Líneas de transmisión de la Unidad de Negocio CELEC EP TRANSELECTRIC.

En TRANSELECTRIC realice los diseños electromecánicos de las siguientes de líneas de transmisión:

Línea de transmisión Sarapullo-Alluriquín a 230 kV.

Línea de transmisión Manduriacu-Santo Domingo a 230 kV,

Línea de transmisión Quevedo-Portoviejo a 230 kV y 113 km de longitud

Diseño para la interconexión del sistema nororiente al Sistema Nacional de transmisión, a 138 kV

Durante los años 2011 y 2012, como integrante del personal técnico de TRANSELECTRIC, participe en la revisión de los estudios y diseños preliminares de las líneas de transmisión del proyecto de 500 kV realizados por el Consorcio ECU 500 KV y en la determinación de los criterios de ponderación y selección de corredores para las rutas de las líneas de 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga y El Inga – Totoras- Las Lajas (Chorrillos).

Precisamente esta participación me permite evaluar el alcance del proyecto de normalización para el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV en el Ecuador. La inexistencia en el país de una norma para líneas de este voltaje se solucionó, en parte, incluyendo, en la cláusula 4.3.42) Normas Técnicas del contrato para la elaboración de diseños definitivos, suministros y construcción de sistemas de transmisión extra alta tensión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV la siguiente disposición: “Para el diseño de las líneas de transmisión, se tendrá como referencia la norma europea EN 50341-1 “Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV: General requirements-Common specifications”. Las condiciones impuestas para la ejecución del contrato ocasionaron que no se dé cumplimiento a esta disposición y se procedió a utilizar la norma del ex INECEL para el diseño de líneas de 138 kV.

Considero que para el diseño de nuevas líneas este proyecto de normalización será la base que permitirá realizar los diseños íntegramente sustentables técnica y económicamente, por cuanto se complementa con la aplicación de normas de instituciones muy reconocidas a nivel mundial, como es el caso de la norma IEC.

Ing. Gabriel Arias Villacís

CI. 1703114114

Cel: 0997346091

e-mail: jose_ariasv@outlook.com

3.3. Evaluación de usuarios

Conforme se tenga la libre circulación de este documento y se comparta la información para considerarlo en mesas de trabajo de las instituciones técnicas afines y gubernamentales, se podrá establecer si el usuario final considera que la información detallada en este proyecto permite el diseño de líneas de transmisión aéreas a 500 kV óptimo.

3.4. Conclusiones del III capítulo. -

El proyecto de normativa dispuesto abarca una metodología para el diseño de líneas aéreas de transmisión eléctrica a 500 kV, se considera en cada sección la disposición que se aplicará en el Ecuador y la normativa a considerarse sea del ámbito nacional o internacional.

Al considerar los aspectos técnicos para el diseño de extra alta tensión y mantener los parámetros conforme a la norma se evitará el exceder los requerimientos estructurales, cimentaciones, accesorios y herrajes, aislamiento y demás elementos que intervienen en la línea de transmisión eléctrica.

Los aspectos generales expuesto para el cálculo civil de cimentaciones cuenta con la normativa asociada al diseño en líneas de transmisión, pero al igual que los requerimientos eléctricos, deben ser validado por un profesional calificado en esta área.

Conclusiones generales

El presente documento cumple el objetivo planteado y del análisis permite establecer la metodología para el diseño de líneas aéreas de transmisión de energía aplicada a 500 kV en el Ecuador, las consideraciones adoptadas en cada capítulo del proyecto cuentan con la justificación técnica y las consideraciones normativas que rigen a nivel internacional.

En el Ecuador, se debe estandarizar los procesos para garantizar los diseños tanto de líneas aéreas de transmisión eléctrica como los sistemas que interviene en la conformación del Sistema Eléctrico de Potencia, no es factible dejar al diseñador o proyectista a su libre voluntad, ya que esto conllevaría a obviar aspectos técnicos importantes que

posteriormente se ven limitados en la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas.

Para el diseño, se debe considerar los rangos de variación que experimentan las variables que intervienen en los cálculos, bajo condiciones ambientales y de cada una de las regiones del Ecuador, es necesario obtener una base de datos que especifique las fluctuaciones, para que esta data sea considerada valida debe tener un registro de al menos 10 años.

Recomendaciones

Al ser un documento para estandarizar el diseño nacional de líneas de transición áreas a 500 kV, es necesario que sea revisado y validado por las entidades de control, INEN, universidades politécnicas, asociaciones de ingeniería, de tal forma que, se obtenga un consenso y posterior aplicación como regulación o normativa nacional.

Considerar varios casos de estudios bajo las normas citadas en cada sección de este documento para desarrollar un documento que permita tener un diseño practico de líneas de transmisión áreas a 500 kV, ya que es necesario considerando los aspectos estructurales y civiles, se recomienda integrar a otras dependencias técnicas de la universidad.

Gestionar con las entidades gubernamentales mesas de trabajos para el intercambio de información técnica que permita entender los lineamientos de diseño actuales, las regulaciones y normas que se aplican en el sector eléctrico, los programas de simulación que se utilizan y pruebas a equipos, de tal forma que, la UTC genere líneas de investigación que validen los datos técnicos de diseño, factores de seguridad, formulaciones y las pruebas requeridas considerando las condiciones nacionales, al final, se tendrá la aprobación de uso o el pedido de cambio para el beneficio del sector eléctrico, incluso se puede solicitar a las entidades internacionales como la IEEE, CIGRE, IEC, etc., se adopte esos parámetros obtenidos para diseño en el Ecuador; un ejemplo de esto, es el cálculo del nivel cerámico que se modifica acorde al país que gestiono y realizo los ensayos respectivos, el cambio está en el índice que eleva el fator del nivel cera único por región.

Referencias bibliográficas.

- [1] A. P. José L, Proyecto de Normalización para Diseño de Líneas de transmisión aérea hasta 230 kV, Quito: EPN/2011, 2011.
- [2] C. R. I. A. y. C. Byron, «Apuntes sobre la Integración Eléctrica regional y Propuesta para Avanzar,» Foreign Affairs, Trade and Development Canada, Toronto, 2013.
- [3] F. V. C. Bezerra, Projeto eletromecânico de linhas aéreas de transmissão de extra alta tensão, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- [4] C. R. S. y. P. F. T. S, Uma abordagem multicritérios para recapacitação de linhas de transmissão, Curitiba PR: Centro Politécnico - DELT-TC-UFPR, 2012.
- [5] R. Neftalí, «Efectos dinámicos que se producen en las torres de soporte de líneas de transmisión de energía debido a la ruptura de un cable,» Gaceta electrónica - Instituto de Ingeniería UNAM, vol. 23, 2012.
- [6] R. T. Ernesto, Riesgo por campos Electromagnéticos en Líneas Eléctricas de Transmisión y Distribución en el Perú, Callao: Universidad Nacional del Callao - Escuela de Posgrado, 2018.
- [7] T. R. D. Mauricio, Sistema de Transmisión HVDC: REpotencialización de Líneas de Transmisión Exitentes a través de su Conversión a HVDC y Desarrollo de GRandes Sistemas de Transmisión HVDC, Bogota: Universidad De Los Andes, 2012.
- [8] H. R. Francisco, Proyecto de Una Línea Eléctrica de Transmisión Aérea de 8 km, Barcelona: Universitat Politecnica de Catalunya Barcelona TECH, 2014.
- [9] X. A. Aurea Baque, Análisis comparativo de las líneas de transmisión eléctrica de 230 KV-500KV y diagnóstico de las pérdidas eléctricas generadas en las líneas de transmisión eléctrica entre la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y S/E. Chorrillos del Sistema Nacional, Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, 2017.
- [10] V. Turrubiates Guillen, Diagnóstico de la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión de alta tensión mediante el modelado en ATP/EMTP, Puebla: Benemérita universidad Autónoma de Puebla, 2017.
- [11] H. I. R. A. y. T. V. N. Giovanni, APLICACIÓN DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES EN LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, Pereira: Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos, Universidad Tecnológica de Pereira., 2004.
- [12] W. J. y. D. A. L. M. Dután Amay, Sintonización de reactores de neutro en líneas de 500 kV del sistema eléctrico ecuatoriano, Quito: EPN, 2016, 2016.
- [13] r. C. M. C. y. T. T. S. Raquel, Diseño y Construcción de un Modelo a Escala de la Línea de Transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga para el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia, Quito: EPN/2018, 2018.
- [14] A. R. Tirado Trujillo, Análisis de modelos de cálculo de parámetros de líneas de transmisión, Quito: EPN/2013, 2013.
- [15] M. V. y. M. B. S. A. Pérez Choco, Diseño eléctrico y mecánico de la línea de transmisión cuenca-loja tramo 2 (km 47 al km 95) a 230kV, Quito: Universidad Católica de Cuenca, 2015.
- [16] S. M. Guillermo, Cálculo y Diseño de Línea Aérea de Alta Tensión 132 kV, Madrid: Universidad Politécnica Madrid.
- [17] D. A. Jaramillo Segarra, Análisis técnico económico de la futura línea de transmisión Coca Codo Sinclair-Pifo a 500KV, Quito: Universidad Politécnica Salesiana, 2011.

- [18] F. FAO, Normas Técnicas Ambientales para la prevención y control de la contaminación ambiental para los sectores eléctrico, telecomunicaciones y transporte., Quito: Registro Oficial - Acuerdo N° 155, 2006.
- [19] Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones, ARCONEL 018/18 , 2018.
- [20] G. L. A. y. R. L. J. Cesar, Cálculo de la Tensión Mecánica y Parámetro del Cable Conductor y Cable de Guarda, para el Diseño de Líneas de Transmisión por Medio de la Ecuación de Cambio de Estado, Utilizando Hojas de Cálculo, Mexico D.F.: Instituto Politécnico Nacional , 2010.
- [21] D. M. David, The effect of prestressing on the inelastic (creep) behaviour of Australian made bare overhead conductors, Sídney: University of Wollongong , 1993.
- [22] J. M. Velasco, Coordinación de asilamiento en redes eléctricas de alta tension, España: Mc Graw Hill, 2008.
- [23] CLASIFICACION DE LAS LINEAS DE TRASPORTE DE ENERGIA QUE REQUIEREN ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL, CONELEC 003/06 , 2006.
- [24] Design criteria of overhead transmission lines, IEC 600826, 2017.
- [25] Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents, IEC 60909-0 , 2016.
- [26] Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules, IEC 60071-1 , 2019.
- [27] Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines, IEC 60071-2 , 2018.
- [28] Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC - Part 1: AC, IEC 61936-1 , 2021.
- [29] FRANJA DE SERVIDUMBRE EN LINEAS DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD ENTRE LAS REDES ELECTRICAS Y EDIFICACIONES, ARCONEL 018/18, 2010.
- [30] IEEE Guide for improving the Lightning Performance of Transmission Lines, IEEE 1243, 1997.
- [31] IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations, IEEE 998 , 2012.
- [32] ACÚSTICA. DESCRIPCIÓN, MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DEL RUIDO AMBIENTAL PARTE 1: MAGNITUDES BASICAS Y METODOS DE EVALUACION, NTE INEN-ISO 1996-1 , 2014.
- [33] INTERFERENCES PRODUCED BY CORONA EFFECT OF ELECTRIC SYSTEMS, CIGRE 36.01, 1974.
- [34] Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Part 3: Code of practice for minimizing the generation of radio noise, IEC CISPR TR 18-3 , 2017.
- [35] Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limit - ALL PARTS, IEC 61000-3 , 2022.
- [36] IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines, IEEE 644 , 2019.
- [37] IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE 80, 2000.
- [38] IEEE Guide for Protective Grounding of Power Lines, IEEE 1048, 2016.
- [39] IEEE Guide to Grounding During the Installation of Overhead Transmission Line Conductors, IEEE 524a , 1993.
- [40] Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects, IEC 60479-1 , 2018.
- [41] Instructivo para el diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión, CELEC EP - I05.PAV.02.01.02.

- [42] IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System, IEEE 81, 2012.
- [43] Optical fibre cables - Part 4: Sectional specification - Aerial optical cables along electrical power lines, IEC 60794-4 , 2018.
- [44] Optical fibre cables - Part 1-1: Generic specification - General, IEC 60794-1-1, 2015.
- [45] Optical fibre cables - Part 1-2: Generic specification - Basic optical cable test procedures - General guidance, IEC 60794-1-2 , 2021.
- [46] Hard-drawn aluminium wire for overhead line conductors, IEC 60889, 1987.
- [47] Aluminium-clad steel wires for electrical purposes, IEC 61232 , 1993.
- [48] Overhead electrical conductors - Formed wire, concentric lay, stranded conductors, IEC 62219 , 2002.
- [49] Safe Design Tensión with Respect to Aerolian Vibrations. Part 2: Single Damped Conductors, CIGRE SCB2 WG11-04 , 2004.
- [50] Overhead lines - Requirements and tests for Aeolian vibration dampers, IEC 61897 , 2020.
- [51] Short-circuit currents - Calculation of effects - Part 1: Definitions and calculation methods, IEC 60865-1 , 2011.
- [52] Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles, IEC 60815-1 , 2008.
- [53] Artificial pollution tests on high-voltage ceramic and glass insulators to be used on a.c. systems, IEC 60507 , 2013.
- [54] Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Ceramic or glass insulator units for AC systems - Characteristics of insulator units of the cap and pin type, IEC 60305 , 2021.
- [55] Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Ceramic insulators for AC systems - Characteristics of insulator units of the long rod type, IEC 60433, 2021.
- [56] Characteristics of line post insulators, IEC 60720 , 1981.
- [57] Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - Part 1: Standard strength and end fittings, IEC 61466-1 , 2016.
- [58] Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V - Part 2: Dimensional and electrical characteristics, IEC 61466-2 , 2018.
- [59] Líneas eléctricas aéreas de más de 45 kV en corriente alterna Part 1: Requisitos generales, Especificaciones comunes, UNE-EN 50341-1 , 2004.
- [60] Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Part 1: Ceramic or glass insulator units for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria, IEC 60383-1, 1993.
- [61] Insulators for overhead lines - Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V - Definitions, test methods and acceptance criteria, IEC 61109 , 2008.
- [62] Thermal-mechanical performance test and mechanical performance test on string insulator units, IEC TR 60575 , 1977.
- [63] Locking devices for ball and socket couplings of string insulator units - Dimensions and tests, IEC 60372 , 2020.
- [64] Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Part 2: Insulator strings and insulator sets for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria, IEC 60383- 2 , 1993.

- [65] Insulators for overhead lines - Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V - Definitions, test methods and acceptance criteria, IEC 61109 , 2008.
- [66] Overhead lines - Requirements and tests for spacers, IEC 61854 , 2020.
- [67] Overhead lines - Requirements and tests for fittings, IEC 61284 , 1997.
- [68] Overhead lines - Requirements and tests for Aeolian vibration dampers, IEC 61897 , 2020.
- [69] Clevis and tongue couplings of string insulator units - Dimensions, IEC 60471 , 2020.
- [70] Insulators for overhead lines - Insulator strings and sets for lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - AC power arc tests, IEC 61467, 2008.
- [71] Design criteria of overhead transmission lines, IEC 60826 , 2017.
- [72] Design of Latticed Steel Transmission Structures, ASCE/SEI 10, 2015.
- [73] Structural Welding Code Steel, ANSI D1.1 , 1998.
- [74] STANDARD SPECIFICATION FOR ZINC (HOT-DIP GALVANIZED) COATINGS ON IRON AND STEEL PRODUCTS, ASTM A123/A123M , 2013.
- [75] Overhead line structures - Loading tests, IEC 60652 , 2021.
- [76] Overhead lines - Testing of foundations for structures, IEC 61773 , 1996.
- [77] E. CHAMORRO y B. MUYULEMA, INCIDENTE DEL VIENTO EN LA TEMPERATURA DEL CONDUCTOR Y EN LOS ESFUERZOS MECANICOS DE LAS ESTRUCTURAS, CASO: LINEA DE TRANSMISION TOTORAS-QUEVEDO 230 KV, QUITO: EPN, 2010.
- [78] Instructivo para el diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión, Quito: CELEC EP - I05.PAV.02.01.02 .

ANEXO A. PROYECTO DE NORMALIZACION PARA DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION AEREA A 500 KV EN EL ECUADOR

Índice General

- A.1. Alcance
- A.2. Definiciones, Símbolos y Acrónimo
- A.3. Referencias y Normas
- A.4. Base de Datos
- A.5. Requisitos Eléctricos
- A.6. Conductores y cables de tierra
- A.7. Aisladores
- A.8. Herrajes y Accesorios de las Líneas Aéreas
- A.9. Apoyos
- A.10. Cimentaciones
- A.11. Controles y Recepción

A.1. Alcance

Este proyecto de normalización cubre los requerimientos de diseño para líneas aéreas de transmisión a 500 kV en el Ecuador, de corriente alterna a 60 Hz, la norma considera criterio únicamente para cables desnudos de fase y guarda con la posibilidad de integración de cable de tierra con fibra óptica OPGW, esta norma no abarca consideraciones para sistemas de telecomunicación sobre líneas de transmisión.

A.2. Definiciones, Símbolos y Acrónimos

Se considera las definiciones y términos requeridos para el desarrollo de los diseños acorde a la norma IEC 60050 y la simbología de la norma IEC 60617.

A.2.2. Acrónimos

ASTM	(American Society for Testing Materials)
ISO	(International Organization for Standardization)
ANSI	(American National Standard Inst.)
ASCE	(American Society of Civil Engineers)
AISC	(American Institute Steel Construction)
ACI	(American Concrete Institute)
AASHTO Officials)	(American Association of State Highway and Transportation
NEC	(Norma Ecuatoriana de la Construcción)
NTE	(Norma Técnica Ecuatoriana)
IEC	(International Electrotechnical Commission)
NESC	(National Electric Safety Code)
IEEE	(Institute of Electrical and Electronics Engineers)
EN	(European Standard)
SNI	(Sistema Nacional Interconectado)
OPGW	(Optic Ground Wire)
ARCOTEL	(Agencia de regulación y Control de las Telecomunicaciones)
CONATEL	(Comisión Nacional de Telecomunicaciones)
CENACE	(Centro Nacional de Control de Energía)
ARCONEL	(Agencia de Regulación y Control de Electricidad)
INECEL	(Instituto Ecuatoriano de Electrificación)
CIGRE	(Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas)
CONELEC	(Consejo Nacional de Electricidad)
INEN	(Servicio Ecuatoriano de Normalización)

A.3. Referencias y Normas

INEN CPE INEN 19:	CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL.
IEC 60050	International Electrotechnical Vocabulary
IEC 60617	Graphical Symbols for Diagrams
IEC 60826	Design criteria of overhead transmission lines.
IEC 60071:	Insulation co-ordination
IEC 60652:	Loading tests on overhead line structures
IEC 61773:	Overhead lines: Testing of foundations for structures
IEC 61284:	Requirement and tests for fittings
IEC 60815:	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions.
IEC 60305:	Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 100V – Ceramic or glass insulator units for AC systems – Characteristics of insulator units of the cap and pin type
IEC 60383-1:	Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Part 1: Ceramic or glass insulator units for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria
IEC 60437:	Radio Interference test on high-voltage insulators
IEC 60794-1-1:	Optical fiber cables – Part 1-1: Generic specification – General.
IEC 60865-1:	Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods.
IEC 60889:	Hard-drawn aluminum wire for overhead line conductors

IEC 61232	Aluminum-clad Steel wires for electrical purposes
IEC 61284:	Overhead lines – Requirements and tests for fittings
IEC 60287-3-1	Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type.
IEC 60479-1:	Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
IEC 61773:	Overhead Lines – Testing of foundations for structures.
IEC 60652	Overhead line structures – Loading test.
IEC CISPR TR 18-3	Radio Interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment Part 3 Code of practice for minimizing the generation of radio noise.
IEC 61000-3	Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 3: Limit – All Parts
IEEE 524:	IEEE Guide to the installation of overhead transmission line conductors
IEEE 951:	IEEE Guide to the assembly and erection of metal transmission structures
IEEE 1048:	IEEE Guide for protective grounding of power lines
IEEE. 738:	Standard for calculation of bare overhead conductor temperature and ampacity under steady state conditions.
IEEE 80:	Guide for Safety in AC Substation Grounding
IEEE 81:	IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System.

IEEE 142:	IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
IEEE 998:	IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of substations
IEEE 1410:	IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines
IEEE 644	IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines.
IEEE 524 ^a	Guide to Grounding During the Installation of Overhead Transmission Line Conductors
ARCONEL 018/18:	Franja de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones.
CONELC 003/06:	Clasificación de las líneas de transporte de energía eléctrica que requieren estudios de Impacto Ambiental
NTE INEN-IEC 62493:	Evaluación de los equipos de alumbrado en relación a la Exposición Humana a los campos Electromagnéticos (IEC 62493:2009, IDT)
NTE INEN-ISO 1996-1:	Acústica descripción, medición y Evaluación del ruido Ambiente. Parte 1: Magnitudes básicas y Métodos de evaluación
NTE INEN-ISO 60479-1	Efectos de la corriente sobre el Hombre y los animales domésticos Parte 1: Aspectos Generales

A.4. Base de Diseño

A.4.1. Generalidades

En esta sección se establece los principios y criterios para el diseño estructural y mecánico de líneas aéreas de 500 *kV*.

Las normas actuales para el diseño de líneas de transmisión se fundamentan en conceptos determinísticos a base de las experiencias de las líneas construidas en el Ecuador, este diseño considera las condiciones a las que regularmente están sometidas las estructuras y las condiciones eventuales que se pueden presentar durante su vida útil.

Un complemento para estas normas es la evaluación estadística de datos meteorológicos conocido como diseño probabilístico que considera el comportamiento aleatorio de las cargas, en el diseño estructural de las líneas intervienen, principalmente, dos parámetros meteorológicos, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, los cuales varían a lo largo de la ruta de la línea.

Se debe considerar que el diseño de la línea de transmisión aérea a 500 *kV* requiere de un estudio de impacto ambiental conforme a los lineamientos de la regulación CONELEC 003/06 [23].

A.4.2. Requisitos

El diseño de una línea debe garantizar que durante su vida útil no se presenten daños en cascada si sucede un fallo en un componente y se desempeñe con niveles aprobados de confiabilidad.

El diseño, construcción y mantenimiento debe considerar la seguridad del público y el respeto a las condiciones medioambientales y las regulaciones existentes, para lo cual los casos de cargas deben ser rigurosos y variados que permitan anticipar, en lo posible, las condiciones que se pueden presentar durante la construcción y vida útil.

Para líneas de 500 kV el nivel de fiabilidad debe ser alto, por lo tanto, cuando se utiliza el diseño probabilístico el periodo de retorno de las acciones climáticas debe ser para 500 años, la información complementaria se la describe en la norma IEC 60826 [24].

A.4.3. Vida útil (Arconel)

La vida útil es el tiempo durante el cual la línea va a ser usada con un mantenimiento previsto, pero sin que sean necesarias reparaciones substanciales

En el Art. 9 de la Codificación del Reglamento de Tarifas se establece que “El costo imputable a la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones¹ y la tasa de descuento aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.”

A.4.4. Estados límites

Los estados límites son aquellos bajo los cuales las líneas dejan de satisfacer las condiciones para las que fueron diseñadas. Los estados límites corresponden a colapsos, fallos estructurales, de servicio o seguridad de las personas. Para el diseño en estado límite debe considerarse varios casos de cargas y verificar con los modelos de estructuras que no sean excedidos los estados límites considerando en los materiales y la geometría de la estructura.

A.4.5. Acciones y combinación

Una acción es cualquier fuerza (carga) aplicada a un apoyo. Una acción puede ser permanente, variable o accidental.

Acciones permanentes son, por ejemplo, el peso de los apoyos, el peso de los conductores y los accesorios de fijación y las tensiones mecánicas presentes en los conductores.

Entre las acciones variables se puede considerar las cargas del viento (o del hielo en caso de presentarse en zonas elevadas) y los efectos sobre la tensión del conductor, conjuntamente con los cambios de temperatura respecto a la temperatura de referencia. Adicionalmente se considera entre las acciones variables las que corresponden a la fase de tendido de los conductores o la subida de operarios a las estructuras.

Las acciones accidentales son las que se presentan como consecuencia de una falla. Las cargas tienen en cuenta los esfuerzos que aparecen sobre las estructuras en caso de colapso de algún elemento de la línea y tienen como finalidad evitar la propagación (en cascada) de las fallas a los tramos adyacentes.

Se puede considerar la combinación de acciones variables con una reducida probabilidad. En ningún caso se debe considerar dos acciones extremas actuando simultáneamente.

A.4.5.1. Cargas permanentes

Las cargas están relacionadas con las acciones permanentes. Se consideran cargas permanentes el peso del apoyo, el de las cadenas de aisladores y accesorios, el de los conductores determinado con los pesos de los vanos adyacentes y, de ser el caso, el peso de las balizas. Estas cargas pueden determinarse con un alto nivel de exactitud.

A.4.5.2. Cargas de viento

Se considera que el viento actúa horizontalmente y de forma perpendicular a las superficies que afecta. La presión del viento en los conductores causa fuerzas transversales a la dirección de la línea e incrementa las tensiones de los conductores. Las fuerzas transversales en cada estructura se determinan a base del vano de viento de cada una de ellas.

La presión resultante a causa de la acción del viento que actúa sobre los componentes de la línea se determina con la siguiente ecuación:

$$q_o = 0.0048 \times (Vv)^2$$

Donde:

q_o = Presión del viento en kg/m²

Vv = Velocidad del viento en km/h

La presión del viento sobre las estructuras de celosía se determina con la siguiente ecuación:

$$P_{VT} = 1.6 * q_o * FS * \sin^2 \Psi$$

Donde:

P_{VT} = Presión del viento sobre la estructura

q_o = Presión del viento

FS = Factor de seguridad en la condición de carga analizada.

Ψ = Ángulo entre la dirección del viento y el plano vertical que contiene el vano adyacente a la estructura.

Para establecer el valor de la carga se considera que la presión del viento se ejerce sobre una y media veces la superficie expuesta de la torre.

Las fuerzas del viento en torres de celosía resultan de la transferencia de fuerzas desde los conductores y cadenas de aisladores y de las presiones del viento sobre la propia torre.

En el Anexo B, se establece la disposición y orientación del viento, la velocidad máxima, promedio y mínima en el Ecuador que servirá para delimitar el efecto sobre la estructura, cables y accesorios que integran las torres aéreas.

A.4.5.3. Cargas de construcción y operación

Los apoyos deben resistir, con un margen de seguridad, todas las cargas de construcción y mantenimiento. Una de las cargas, por ejemplo, es la que se presenta en las crucetas por el izado y mantenimiento cuando realizan trabajos los linieros. En estructuras de acero de celosía se debe considerar que estas fuerzas actúan sobre el nudo más desfavorable o sobre las barras que pueden usarse para escalar. El valor por considerar no debe ser menor a 150 kg.

A.4.5.4. Efectos de la temperatura incidencia

Habíamos señalado que la temperatura era uno de los parámetros meteorológicos que interviene en el diseño estructural de las líneas, por lo tanto, se lo considera en las siguientes situaciones de diseño.

Se considera una temperatura mínima, sin ninguna otra acción climática. 5 °C para las zonas a menos de 1000 msnm (Zona 1) y -5 °C para zonas mayores a los 1000 msnm (Zona 2)

Con una velocidad de viento máxima se considera una temperatura media. 18 °C para la zona 1 y 5 °C para la zona 2.

En determinados casos se puede considerar un viento reducido asociado con una temperatura mínima. Para el diseño de líneas ubicadas en la zona 2 se debe considerar esta alternativa por el rango muy amplio de las alturas sobre el nivel del mar.

A.4.6. Valores de diseño

En general debe verificarse que los resultados de las acciones de diseño no excedan la resistencia de diseño de la línea en el estado límite y cumplan con los requisitos para el estado límite de servicio.

A.5. Requisitos Eléctricos

A.5.1. Variación de la tensión

La ARCONEL sobre la base de estudios realizadas por el CENACE incluye en el plan maestro de expansión las variaciones de voltaje en 500 kV, determinando que para banda inferior en condiciones normales la variación es del -5% y para emergencia de -8%, para la banda superior en rango normal de operación la variación es del 5% y en emergencia 7%, se establece que el factor de potencia de 0.96 kV inductivo o superior inductivo para las condiciones media y mínima demanda.

La línea de transmisión deben diseñarse para mantener los rangos de operación normal y emergencia del sistema y considerar a la vez las condiciones de sobretensiones temporales (maniobra), sobretensiones de frente lento (fallos en la conmutación o descargas eléctrica sobre líneas contiguas o lejanas) y sobretensiones de frente rápido y muy rápida (producidas por impactos directos de rayos), todas estas sobretensiones transitorias fatigan el aislamiento en servicio, pueden producir descargas y aperturas de líneas (ver sección 3.5.3 coordinación de aislamiento).

A.5.2. Corrientes

La corriente depende de la tensión de servicio y de magnitud de la potencia transmitida. La sección de los conductores de fase, deben garantizar que no se sobrepase la temperatura máxima calculada por el fabricante del conductor, no debe sobrepasar la caída de tensión y debe estar en un rango que permita la transferencia de potencia sin afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

La línea debe resistir, sin dañarse, los efectos térmicos y mecánicos ocasionados por las corrientes de cortocircuito. El cortocircuito puede ser: Trifásico, fase a fase, fase simple a tierra o fase doble a tierra, el tiempo de duración puede considerarse para conductores de 0.5 s y para herrajes y accesorios de 1s, la duración real depende del tiempo de respuesta del sistema

El método de cálculo aplicado se basará en los lineamientos establecidos en la norma IEC 60909 [25], pueden establecerse métodos de cálculos paralelos siempre y cuando se determine mediante un estudio de cortocircuito los requerimientos del sistema eléctricos de potencia.

A.5.3. Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas, las cuales caracterizan el aislamiento

Las sobretensiones se pueden obtener mediante un estudio transitorio - dinámico del sistema eléctrico de potencia al integrar la línea de transmisión o mediante las consideraciones establecidas en la norma IEC 60071-1 [26] y IEC 60071-2 [27], niveles de rango II ($U_m > 245$ kV), según estas normas, se presentan las siguientes tensiones y sobretensiones que deben ser analizadas para la valoración de aislamiento:

- Tensión permanente a frecuencia industrial (60 [Hz])
- Sobretensiones temporales
- Sobretensiones transitorias de frente lento
- Sobretensiones transitorias de frente rápido y muy rápido

En la norma IEC 60071-2 se dan recomendaciones para la evaluación de las sobretensiones. La tensión permanente a frecuencia industrial y las sobretensiones temporales determinan la longitud mínima de la cadena de aisladores.

Los aisladores deben ser compatibles con los niveles de contaminación más rigurosos. La tabla 1 de la norma IEC 60071-2 da una descripción de los entornos típicos para los cuatro niveles de contaminación. Los aisladores deben resistir la tensión más elevada de la red con unas condiciones de contaminación permanentes.

Las sobretensiones de frente lento -fallos, operaciones de conectar-desconectar o descargas eléctricas producidas por rayos- son uno de los factores determinantes de las distancias eléctricas para redes de más de 245 kV.

En el Anexo C, se establece las consideraciones para la coordinación de asilamiento, rango II de la norma IEC 60071-1 y los sobrevoltajes representativos que deben ser calculados para 500 kV.

A.5.4. Distancias de aislamiento y apantallamiento

Las distancias mínimas de separación entre fases y fases a tierra se calcularán acorde a la IEC 60071-2 y la IEC 61936-1 [28] y para establecer requerimientos adicionales de afectación a otras estructuras o edificaciones se considerará lo dispuesto en la regulación del ARCONEL 018/18 [29]. En el anexo F se considera las tablas de distancias mínimas de seguridad verticales y horizontales y las correlaciones de tensión de impulso y de maniobra con las distancias mínimas en aire,

El diseño de la línea de transmisión de extra alta tensión debe considerar una tasa total de fallo de tres (3) por cada 100 kilómetros por año a causa de descargas atmosféricas. Para establecer este valor se deben analizar las tasas de cebado y mediante el “método electrogeométrico” definir la distancia de exposición de fases y guardas manteniendo la distancia mínima de separación punta estructura y la distancia mínima entre fases

El método aplicable para apantallamiento sobre las estructuras de una línea de transmisión será mediante hilo de guarda con conductor desnudo aterrizado o mediante conductor OPGW, el análisis de apantallamiento puede efectuarse acorde a la norma IEEE 1243 [30].

El objetivo del apantallamiento es reducir el número de interrupciones que provocan las descargas atmosféricas que impactan sobre la estructura o sobre los conductores o sobre las inmediaciones próximas a la línea y que abren el sistema eléctrico de potencia al cebar los aisladores.

La probabilidad de que un rayo impacte sobre un conductor de fase o de guarda es una variable aleatoria que depende de la geometría de la torre, para lo cual, se establece una distancia crítica que no es más que un lugar geométrico de los puntos que equidistan los conductores de fase y guarda en función de la intensidad pico de descarga, se considerará para establecer la distancia crítica la propuesta por la IEEE 998 [31].

$$r_g = 8 * I^{0.65}$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

Donde:

I es la corriente de la descarga [kA]

r_g es la distancia crítica a tierra

Las distancias de aislamiento y de seguridad de la estructura serán consideradas acorde al modelo electro geométrico, este modelo depende de las tasas de fallo de apantallamiento de la línea (**SFR**) para la intensidad pico (**Id**).

El valor SFR, es el número de descargas que impactan sobre un conductor de fase, no todas terminan en cebado sino solamente aquellas que produzcan una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (**CFO**) del aislador, el SFR incluye todos los impactos que caen en el conductor de fase no discrimina los que ceban el aislador de los que no por tal razón es necesario establecer mediante las tasas de cebado esta diferenciación.

$$SFR(Id) = 2 * N_g * L * Dc(Id) * f(Id)$$

Donde:

L es la longitud de la línea [km]

Dc es la distancia de exposición al rayo de un conductor de fase calculada para una intensidad Id

$f(Id)$ es la probabilidad que la descarga tenga una intensidad pico Id

N_g es la densidad de rayo en la zona puede estimarse a partir del nivel cera único o número de días de tormenta al año (T_d).

$$N_g = 0.025 * T_d^{1.25}$$

“La tasa de cebado directos (**SFFOR**, shielding Failure flashOver Rate) permite establecer la probabilidad de descargas al año que impactan en un conductor y ceban el aislado, de este valor se puede estimar el ángulo de apantallamiento total que es cuando la tasa de cebado SFFOR es nula teóricamente” [22].

“La tasa de cebados inversos (**BFR**, Backflashover Rate), es cuando una descarga impacta en un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra mediante los apoyos y la impedancia de puesta a tierra de la estructura” [22].

Las tasas de cebados inducidos (**IVFOR**, Induce Voltage FlashOver Rate) cuando no cae sobre el conductor ni sobre el guarda sino a tierra y se induce sobre la estructura provocando el cebado de aisladores. La tasa total de fallos de una línea de transmisión aérea es la suma de las tasas de cebados [22].

En el Anexo E, se toma como referencia la geometría de una de las torres de transmisión aérea a 500 kV, la torre tipo ST32, utilizada en las líneas El Coca - El Inga, El Inga Tisaleo (Ambato) y Tisaleo – Chorrillos (Guayas) conductor ACAR 1100 MCM, 18/19, 4 haces por fase para establecer las tasas de falla por el efecto de descargas atmosféricas.

A.5.5. Efecto corona

El efecto corona produce en extra alta tensión ruido audible sobre 400 kV y es más evidente sobre la ruta de línea con mal tiempo, neblina o contaminación

En diseño, este ruido audible se traduce en gradiente eléctrico superficiales que es el campo eléctrico muy cercano a los conductores, este campo depende de la tensión,

número de conductores por fase para un haz de conductores, sección de conductores, distancias entre fases y en menor medida su configuración.

Los niveles audibles máximos están normado a nivel nacional conforme la NTE INEN-ISO 1996-1 [32], y al amparo de la Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la prevención y control de la Contaminación Ambiental, establece el Limite permisible de niveles de ruido ambiental para fuentes fijas y fuentes móviles y para Vibraciones considera un nivel de ruido máximo permisible en una zona residencial de 55 bB en el día y 45 dB en la noche. Al momento de seleccionar, el tipo de conductor, la sección del conductor y numero de haces por fase se tiene que valorar el impacto que producirá en dB o ruido.

A.5.5.1. Pérdidas por efecto corona

La pérdida por efecto corona es la perdida de potencia debida a la emisión, se expresa en watio por metro (W/m), por lo general la magnitud de las pérdidas de potencia por efecto corona con buen tiempo es insignificante en comparación con las pérdidas por mal tiempo, este valor afecta al valor de la energía total consumida por la línea. Se debe estimar un valor máximo de pérdidas por efecto corona en con buen o mal tiempo por kW/km/año, estos valores se incluirán como parte de la transacción de energía, el cálculo de conductor económico y es necesario considerar el límite económico tolerable y reducir las perturbaciones en zonas afectadas por estos campos.

A.5.6. Perturbaciones radioeléctricas

Debido a la presencia de la línea de extra alta tensión se puede generar perturbaciones radioeléctricas sobre un ancho de banda de frecuencia, esas perturbaciones son debido a las descargas de efecto corona en el aire en la superficie de los conductores y de los herrajes, cebados de aisladores o en contacto flojos o dañados.

El cálculo para obtener las perturbaciones radioeléctricas es acorde a lo dispuesto en el grupo de trabajo de la CIGRE 36.01 [33], este análisis permite establecer dos métodos básicos: comparativo y analítico para prever las perturbaciones.

Para extra alta tensión, se asumirá que los equipos que integran la línea están protegidos de manera que no producen perturbaciones, únicamente el efecto corona será sobre los conductores y este será el responsable de los niveles de perturbación radioeléctrica, los conductores serán considerados en el análisis que no presentan daños en su superficie totalmente lizos.

Para el diseño de líneas de transmisión se considerará los lineamientos dados en la IEC CISPR 18-3 [34] que permite determinar los diferentes tipos de perturbaciones y mantenerlos en niveles aceptables sin afectar las señales de radio y televisión.

En el Ecuador la ley de radiodifusión y Televisión considera tres categorías de estaciones según su potencia: Nacionales (mayor a 10 kW) regionales (3 a 10 kW) y locales menores a 3 kW, la intensidad de campo para estos rangos de frecuencia le corresponde es de 1250 $\mu\text{V/m}$.

Para determinar la intensidad de campo utilizable de la señal, dada en $\mu\text{V/m}$ a un valor de dB se usa la siguiente expresión:

$$I = 20 * \text{LOG}_{10}(E_1)$$

Donde:

I corresponde a la intensidad de la señal a proteger [dB]

E_1 es la intensidad de campo de la señal [$\mu\text{V/m}$]

Para determinar el nivel máximo de radio interferencia admisible se utiliza la expresión:

$$NP_I = I - SNR$$

Donde

NP_I es el nivel máximo de radio interferencia admisible [dB]

I es la intensidad de la señal a proteger [dB]

SNR es la relación mínima de señal de ruido por lo general 22 [dB]

A.5.7. Campos eléctricos y magnéticos

Se debe tener en cuenta que en líneas de transmisión aérea se presentan campos eléctricos y magnéticos y deben ser limitados al generar el diseño de la línea y selección de conductores

Los campos eléctricos pueden determinarse mediante el uso de diferentes métodos analíticos y numéricos, el método más conveniente depende de la complejidad del problema a ser resuelto y el grado de presión que se necesita.

Se puede considerar la IEC 61000-3 [35] en la cual se determina los límites de campo eléctrico y campo magnético, en el Ecuador, el ARCOTEL en resolución de CONATEL señala en su norma Radiación no ionizante frecuencias de Espectro Electromagnético lo niveles máximos de campo electromagnético para un tipo de exposición ocupacional el rango de campo eléctrico es de 8,33 kV/m y el de campo magnético es de 417 μ T y para el Público en general se considera un valor de campo eléctrico de 4,17 kV/m y el valor del campo magnético de 83 μ T.

Se debe considerar que una persona ocupacionalmente expuesta es aquel en la cual está expuesta a los campos electromagnéticos (EMF) durante un día de trabajo continuo de 8 horas, estos valores deben cumplirse dentro de la franja de servidumbre de la línea de transmisión y los de público en general se los cumplirá fuera de la franja de servidumbre.

Sobre estos valores o cercano a los máximos, los campos eléctricos y magnéticos en las proximidades de las líneas aéreas pueden inducir corriente y tensión en objetos conductores cercanos, por lo general para evitar los campos eléctricos se considerará pantallas o apantallamiento en cables de señales o control de baja tensión y para los

campos magnéticos, no existe modo adecuado o práctico de protección, pero es necesario que se tenga un procedimiento para reducir los efectos.

Los campos electromagnéticos deben ser medidos a 1 m del nivel de suelo acorde a las consideraciones de la norma IEEE 644 [36].

A.5.8. Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra debe mantener la tensión de paso y tensión de toque en los niveles aceptable dado en la norma IEEE 80 [37], IEEE 1048 [38] e IEEE 524a [39], estos niveles garantizan en cierta medida que en la eventualidad que un operador o un trabajador que realice mantenimiento no se verá afectado a variaciones tensión y de cierta forma evitan la circulación excesiva de corriente a través del cuerpo humano manteniendo los límites contemplado en la IEC 60479-1 [40], la corriente siempre va estar sujeta a su magnitud y duración para determinar el daño sobre el medio de circulación. Es necesario considerar el instructivo para diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión dispuesto por CELEC EP – TRANSELECTRIC (I05.PAV.02.01.02) [41].

Uno de los fenómenos que debe considerarse para el diseño de sistema de puesta a tierra es el impacto directo sobre el cable de guarda o estructura de un rayo, el mismo que, tendrá un camino directo hacia tierra, en el dimensionamiento, es necesario establecer la resistencia de puesta a tierra de la torre de transmisión y evitar que la corriente del rayo rebote produciendo una alta tensión que eleva el potencial de la torre de transmisión con relación a la puesta a tierra produciendo la falla de los aisladores (flameo inverso) este requerimiento guarda relación con el apantallamiento de la línea considerada en la sección A.5.4,

A.5.8.1. Instalación de puesta a tierra

Se debe considerar que una línea de transmisión en la práctica no tiene un valor constante de resistencia de puesta a tierra, presenta variaciones según la localización de las torres a lo largo de la ruta trazada, por lo que, se debe analizar varios tipos de puesta a tierra tales como: picas, malla de tierra, contrapesos y sus combinaciones.

El corto tiempo de aumento de la temperatura en un conductor de tierra necesariamente es función de la corriente del conductor que se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Donde

I es la corriente rms [kA]

A_{mm^2} es la sección transversal del conductor [mm²]

T_m es la temperatura máxima admisible [°C]

T_a es la temperatura de referencia para las constantes del material [°C]

α_r es el coeficiente térmico de resistividad a una temperatura de referencia T [1/°C].

ρ_r es la resistividad del conductor de tierra a una temperatura de defenecía T [$\mu\Omega$ -cm]

K_0 es la relación de $1/\alpha$ [°C]

t_c es la duración de la corriente [seg]

$TCAP$ es la capacidad térmica por unidad de volumen de la tabla 1 de la IEEE 80 [J/cm³*°C].

Es importante para determinar el sistema de puesta a tierra la clasificación de los suelos y rangos de resistividad acorde a las medidas efectuadas en la ruta del proyecto, normalmente existen varias capas de diferente resistividad y profundidad que podrían afectar el diseño.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de electrodos vertidas es necesario tener en cuenta la separación entre ellos además de la disposición geometría de las picas [41].

Por lo general se establece una condición ideal del electrodo semiesférico de radio “a” que difunde una corriente “I” amperios, enterrada en un terreno de resistividad ρ en estas consideraciones se puede estimar:

Potencial del electrodo (V_a)

$$V_a = \frac{\rho * I}{2\pi * a}$$

Resistencia del electrodo (R_a)

$$R_a = \frac{V_a}{I} = \frac{0.16 * \rho}{a}$$

Tensión de contacto (V_c)

$$V_c = \frac{\rho * I}{2\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{a + 1} \right)$$

Tensión de paso (V_p) a una distancia “ d ” del electrodo

$$V_p = \frac{\rho * I}{2\pi} \left(\frac{1}{a + d} - \frac{1}{a + d + 1} \right)$$

Se debe considerar el análisis sobre las resistencias de electrodos mediante la longitud efectiva, se ha comprobado que la resistencia de un electrodo es proporcional a la resistencia del terreno e inversamente proporcional a su dimensión, por lo que es necesario analizar la relación que existe entre los incrementos de las dimensiones y rangos decrecientes de la resistencia que se obtiene.

Los comportamientos de puesta a tierra ante descargas atmosféricas difieren, la resistencia de pie de torre representa la resistencia no lineal para fenómenos de descargas atmosféricas en los que se involucra la ionización del suelo, es importante este análisis sobre líneas de extra alta tensión y entender que se refiere a un valor de impedancia de impulso de la puesta a tierra en alta frecuencia y es mayor a la resistencia en estado estacionario medido a baja frecuencia. La **resistencia de pie de torre** para líneas de transmisión de extra alta tensión se considerará de **10 ohm** (Resistencia no lineal para fenómenos de descargas atmosféricas, su valor varía dependiendo de la corriente de descarga).

El hilo de guarda debe conectarse a tierra, esto se lo realiza derivando en cada estructura desde el hilo de guarda a la estructura y desde el “stub” a la malla de tierra no es necesario que se interconecte con un cable desde el guarda a la puesta a tierra de la torre.

A.5.8.2. Medidas de puesta tierra

Las instalaciones de puesta a tierra deben considerar la resistencia a tierra que está directamente relacionada con la composición natural del suelo por lo que es necesario determinar la resistividad, se pueden aplicar varios métodos considerados en la IEEE 81 [42] el más común es en método de Wenner.

A.6. Conductores y cables de Tierra

El escogerlos y dimensionarlos correctamente los conductores son decisivos en la limitación de las pérdidas de energía por efecto Joule o Corona, como también para controlar los niveles de radio interferencia y ruidos acústicos. Las pérdidas de efecto Joule son controladas por la selección de conductores con secciones de áreas transversales adecuadas, las corrientes son proporcionales a las potencias de transmisión e inversamente proporcionales a los niveles de tensión adoptado. El efecto corona que depende del gradiente de potencial en las inmediaciones de los conductores aumenta con el nivel de las tensiones y disminuye con el aumento en los diámetros del conductor, por encima de 200 kV la selección del conductor obedece a la minimización del efecto Corona ya que económicamente no es factible su total eliminación

El área de selección más económica de un conductor para transmisión de energía será encontrada comparando los valores de las pérdidas anuales de energía en cada conductor con el porcentaje anual del costo de inversión por la adquisición del conductor, la solución más económica es aquella en la que los dos costos compartidos son iguales.

Se considera que al colocar conductores en paralelo acorde al requerimiento de la línea de transmisión reduce sustancialmente la impedancia de las líneas en especial la reactancia permitiendo una mejor regulación.

El grado de reducción de la reactancia inductiva depende del número de sub-conductores y del espaciamiento entre ellos, el efecto que se consigue es como mantener un cable de mayor diámetro, para mantener la estabilidad mecánica de estos sub-conductores se utilizan separadores (haces de conductores) que van desde 2 por fase hasta 12 para extra alta tensión. La finalidad del separador es mantener constante la impedancia y la capacitancia de los conductores cobre cualquier condición meteorológica es preciso que se mantenga paralelos entre si a lo largo de la línea.

La selección adecuada del número de conductores por fase menora el gradiente de potencial en la superficie del conductor reduciendo con eso las actividades del efecto corona; al reducir la impedancia característica de la línea aumenta consecuentemente su potencia características que representa el punto ideal de operación de la línea; al reducir la reactancia inductiva aumenta el límite de transmisión con estabilidad dinámica y transitoria, las sobretensiones provocadas por las descargas atmosféricas se reducen y finalmente al ser considerado conductor existentes en el mercado no requieren una fabricación especiales, por lo que no se incurren en costos mayores en fabricación ni en montaje.

A.6.1. Tipos de conductores

Los conductores deben fabricarse a partir de hilos redondos o con forma trapezoidal de aluminio o aleación de aluminio y pueden considerarse para el reforzarlos hilos de acero galvanizado o de acero recubierto de aluminio. Los cables de tierra se diseñarán de la misma forma que los conductores de fase, cuando se requiera el uso de fibra óptica al interior de este conductor (OPGW) es necesario considerar los lineamientos establecidos en la norma IEC 60794-4-1 [43], IEC 60794-1-1 [44] y IEC 60794-1-2 [45].

La especificación del material utilizado para los conductores debe estar acorde con la norma IEC 60889 [46], la IEC 61232 [47] y la IEC 62219 [48].

El conductor de fase debe considerar los aspectos económicos y técnicos para su selección, no es factible realizar un diseño asumiendo la capacidad total de transferencia

por un solo conductor, se debe utilizar un haz cuádruple y la distancia óptima entre sub-conductores es de 18" (457mm), las guías de diseño para este nivel de tensión no recomiendan el uso de has doble o triple.

A.6.2. Requisitos eléctricos

La resistividad de los alambres de aluminio o de las aleaciones de aluminio deben seleccionarse entre los valores que figuran en las normas IEC 60889. La resistencia del conductor debe calcularse utilizando la resistividad del alambre, la sección transversal y los parámetros del cableado del conductor.

La intensidad admisible, así como la capacidad de cortocircuito, particularmente los efectos sobre la tensión mecánica deben verificarse con los requisitos de las especificaciones de proyecto, se debe considerar la predicción del nivel de perturbación radioeléctrica y del nivel de ruido audible de los conductores para sistemas de alta tensión considerando las especificaciones del proyecto.

La selección del conductor conlleva un análisis preliminar de los aspectos eléctricos, mecánicos y civiles para obtener un conductor económico acorde a los requerimientos del proyecto.

A.6.3. Requisitos mecánicos

Los conductores como los demás materiales empleados en ingeniería están sujetos a fallas, estos se deben a los tipos e intensidades de las solicitudes que son somáticas y también a su capacidad para resistirlas. Los conductores de líneas de transmisión para mantenerse suspenso son sometidos a fuerzas axiales, las mismas que, varían acorde a las condiciones ambientales. Al disminuir la temperatura provoca aumento en la tracción mecánica del conductor y viceversa. El viento incide sobre la superficie de los conductores y ejerce sobre el mismo una presión que se traduce también en el aumento en la tensión axial, cuando las tensiones mecánicas presentes resultan considerar valores mayores de la que resiste el conductor la ruptura podría ocurrir. El viento por otro lado produce vibración de frecuencias elevadas que pueden provocar una ruptura o fatiga del

material justo en los puntos de fijación, en los asoladores. La consideración inicial para evitar oscilaciones es escoger un sistema de amortiguamiento exterior acorde a la CIGRE SCB2 WG11-04 [49], en la que se establece lineamientos para obtener las tensiones de diseños seguros con respecto a la Vibración Eólica.

Las líneas de transmisión deben considerar amortiguadores (contrapesos) tipo Stockbridge acorde a la norma IEC 61897 [50], tanto para los conductores de fase como para el cable OPGW (guarda). Se establece un mínimo requerido de amortiguadores para líneas de Transmisión en nuestro país considerando: que en longitudes menores de 300 m se coloque un (1) solo amortiguador por vano, y para longitudes mayores dos (2) amortiguadores por vano.

Finalmente se considerará que uno de los factores que influyen en la selección del tipo de conductor es su capacidad de operar con temperaturas elevadas, sin perder sus condiciones mecánicas, admitiendo mayores densidades de corriente para conseguir una mayor transferencia de potencia.

La cantidad de estructura se derivan de las consideraciones del vano regulador (técnicas - económicas) y de la disposición del conductor entre los puntos de apoyo, esta distribución entre dos puntos es conocida como catenaria y es una función del coseno hiperbólico que desarrolla el conductor. el alargamiento del conductor cambia con la temperatura y por ende las tensiones mecánicas hacia los esfuerzos.

A.6.4. Temperatura de servicio

La máxima temperatura de servicio de conductores de aluminio bajo diferentes condiciones de operación debe especificarse considerando: la temperatura máxima de servicio bajo cargas normales en la línea, la temperatura máxima de corta duración en emergencias por falla del sistema eléctrico de potencia, se puede establecer la condición de incremento de temperatura producto de un cortocircuito considerando los lineamientos de la norma IEC 60865-1 [51]. La máxima temperatura de servicio de un conductor considerando los parámetros de norma y establecida por varios fabricantes es de 80°C. Se debe tener en cuenta que la corriente eléctrica que circula por un conductor genera

bajo el efecto Joule calor, que a su vez produce pérdidas, por lo que afecta en la selección del conductor y debe considerarse en el análisis técnico y económico.

A.7. Aisladores

Los conductores de las líneas de transmisión deben ser aislados eléctricamente de su soporte y del suelo, los aisladores pueden ser considerados en cadenas de unidades de aisladores tipo caperuza y vástago y aisladores rígidos de columna (line-post), pueden ser cerámicos (porcelana), vidrio o compuestos.

Los aisladores deben diseñarse para que cumplan los requerimientos eléctricos y mecánicos seleccionados acorde a las características del proyecto, la vida útil de los aisladores debe ser consecuente con los elementos estructurales que se deriven de las condiciones ambientales (radiación, contaminación, temperatura, etc.) y conductores.

Los aisladores deben cumplir con los requisitos especificados para su comportamiento bajo contaminación, la norma IEC 60815-1 [52], es una guía de diseño y selección de aisladores de cerámica y vidrio; para validar los efectos y el comportamiento bajo contaminación se debe considerar el lineamiento de IEC 60507 [53].

En el mercado local se encuentran además de los aisladores de vidrio y porcelana, los aisladores de compuestos sintéticos que son básicamente construidos en una sola pieza resistente, generalmente de fibra de vidrio o carbono ligada por resinas del tipo epóxico y que pueden ser dimensionadas para resistir los esfuerzos más elevados presentes en líneas de transmisión.

A.7.1. Requisitos eléctricos

Los aisladores son diseñados para las solicitaciones eléctricas, las mismas que, pueden ser de origen interno o externo a los sistemas eléctrico de las líneas y se caracterizan por los sobrevoltajes que pueden ocurrir como sobrevoltajes de impulso debido a las descargas atmosféricas, sobretensiones internas de tipo impulso consecuencia de una alteración brusca de estado del sistema que son ocasionadas por las maniobras de cierre -

apertura y sobretensiones senoidales de frecuencias industriales , las sobretensiones de impulso son de los valores más altos de voltaje pero de corta duración, las sobretensiones senoidales son de mayor duración pero menor amplitud por lo que el dimensionamiento debe centrarse a la selección considerando el efecto de corta duración pero de magnitudes elevadas

Todos los tipos de aisladores de líneas aéreas deben producir, bajo condiciones de ensayo, niveles de perturbaciones radioeléctricas compatibles con el nivel total especificado por la instalación, acorde a los criterios de diseño adoptados en el proyecto y señalados en esta normativa.

El criterio de selección de aisladores depende de la tensión nominal de la línea como también del nivel cerámico y el grado de protección deseado contra las descargas, para líneas de extra alta tensión la primera aproximación es en función del diseño de los aisladores por la distancia especificada de fuga y de la máxima tensión en régimen permanente de la línea.

$$ni = \frac{Umax * de}{\sqrt{3} * di}$$

Donde

ni - es el número de aisladores de disco en la cadena de suspensión

Umax – tensión máxima de operación de línea en régimen permanente [kV]

de – la distancia de flujo especificada sugerida: sin contaminación = 2 a 2,3; contaminación ligera = 3,2, contaminación intensa = 4,5 y contaminación muy intensa 6.3 [cm/kV]

di - [cm] – distancia de fuga de los aisladores depende de su diseño y es obtenida de los catálogos del fabricante.

La decisión final sobre el número de aisladores debe ser hecha a través de un análisis del nivel de las sobretensiones de maniobra y de la soportabilidad de la cadena, también es

habitual la previsión del número de fallas anuales de aislamiento de las líneas provocadas por descargas atmosféricas a fin de confirmar la aceptabilidad del número de aisladores escogido

Las características y dimensionamiento de los aisladores para construcción de líneas aéreas deben cumplir con las normas: IEC 60305 [54] para elementos de cadenas de aisladores o la IEC 60433 [55], la IEC 60720 [56] para aisladores rígidos de columna, la IEC 61466-1 [57] o IEC 61466-2 [58] para aisladores compuesto [59].

A.7.2. Requisitos mecánicos

Además de los requerimientos eléctricos es necesario que se tome en cuenta al momento de la selección de aisladores los requerimientos mecánicos, que pueden ser parte integral de la estructura por lo que deben presentar resistencia mecánica compatible con los esfuerzos máximos esperados en el diseño estructural de las líneas de transmisión. Se puede considerar que este esfuerzo mecánico se limite al 40% de la carga de rotura tanto para el aislador como las por herrajes es necesario validar este requerimiento acorde a la norma IEC 60383-1 [60] y la IEC 61109 [61]. La durabilidad de los aisladores debe ser inherentemente resistente a la corrosión atmosférica, la durabilidad puede establecerse acorde a los ensayos termo mecánico especificados en la IEC 60383-1 o en la IEC 60575 [62]. Todos los materiales ferrosos usados en los aisladores de línea deben ser protegidos contra la corrosión debida a las condiciones atmosféricas, se considerará para este fin galvanizado en caliente que debe cumplir los requisitos de la norma IEC 60383-1.

Los dispositivos de cierre y bloqueo utilizados en el ensamblaje de aisladores deben cumplir con los requisitos de la norma IEC 60372 [63].

A.7.3. Requisitos para los ensayos

Los ensayos de los aisladores son bajo los requerimientos de la norma IEC 60383-1 para ensayos tipo normalizadas, para ensayos tipo sobre la cadena de aisladores equipa o no con herrajes debe realizarse bajo la norma IEC 60383- 2 [64] y para los ensayos de diseño y ensayos tipo aisladores compuesto se considerará la norma IEC 61109 [65].

En el Anexo D, se establece las distancias de aislamiento y el cálculo de la cadena de aisladores considerando correcciones por altura.

A.8. Herrajes y Accesorios de las Líneas Áreas

Los accesorios y herrajes de líneas de transmisión aérea deben diseñarse, fabricarse e instalarse cumpliendo los requisitos de operación, mantenimiento e impacto ambiental, los herrajes deben ensayarse acorde a los requerimientos de la norma IEC 61854 [66], IEC 61284 [67] y/o IEC 61897 [68].

A.8.1. Requisitos eléctricos

El requisito de los herrajes debe cumplir los requerimientos eléctricos especificados para la línea aérea, para los elementos que transporten corriente de operación conjuntamente con el conductor no deben manifestar aumento de temperatura mayores que las del conductor asociado cuando estén sometidas a la corriente máxima en régimen permanente o a las corrientes de cortocircuito, de la misma forma la caída de tensión en los extremos de los herrajes no debe ser superior a la caída de tensión en los extremos de una longitud equivalente de conductor. Los niveles de perturbación radioeléctricas y características magnéticas deben ser coherentes al nivel total especificado para la instalación. Los métodos de ensayos aceptados son acordes a la IEC 61284.

A.8.2. Requisitos mecánicos

El requerimiento mecánico de los herrajes debe ser tal que satisfaga los esfuerzos considerados sobre las estructura y conductores acorde al árbol de carga establecido, deben considerarse materiales durables resistentes a la corrosión atmosférica, la selección debe considerar que la corrosión galvánica sea mínima para herraje y conductor.

La disposición de cierres y bloqueos utilizado en el montaje de herrajes con uniones tipo rotulas deben cumplir con los requisitos de la norma IEC 60372.

A.8.3. Características y dimensiones

Las características de los herrajes para la cadena de aisladores deben cumplir los requisitos establecidos en la norma IEC 60305, IEC 60433 o IEC 61466-1, para los acoplamientos de los herrajes a los aisladores se debe cumplir la norma IEC 60471 [69].

Los ensayos para los herrajes deben ser acorde a la IEC 61284, IEC 61854 o IEC 61897, ensayos opcionales pueden estar sujetos a la IEC 61467 [70].

A.9. Apoyos autoportantes

A.9.1. Consideraciones para el diseño

Los apoyo autoportante o estructuras deben contar con un diseño básico estructural acorde a un diseño preliminar de árboles de cargas que permita establecer la geometría y distribución de cables de fase y guarda manteniendo las distancias de seguridad y los ángulos de apantallamiento, las estructuras serán de acero galvanizado en celosía auto soportada conforme a los requerimientos de la IEC 60826 [71]. Es necesario considera la ruta que debe seguir la línea de transmisión y establecer los requerimientos estructurales, se los suele clasificar de la siguiente forma:

- Estructura de suspensión
- Estructuras angulares
- Estructuras de retención
- Estructuras terminales
- Estructuras de transposición

Cada estructura tendrá un árbol de carga distinta manteniendo los distanciamientos de seguridad, pero ajustándose a los esfuerzos longitudinales y transversales que se presentaran en el trayecto

La estructura debe ser de alta resistencia mecánica, alta resistencia a la corrosión, con un bajo costo de producción, por lo general las estructuras son entrelazadas y van formándose pieza por pieza mediante la unión de segmentos con conectores, uniones, tuercas arandelas, etc.

Durante toda la vida útil de la línea de transmisión se aplican esfuerzos mecánicos ya sea por condiciones ambientales, ya sea en función potencias transmitidas, ya sea por situaciones anormales, siempre las estructuras deben sufrir deformaciones apenas en el régimen elástico de sus materiales constituyendo una garantía a la integridad de la línea.

A.9.2. Materiales

Las estructuras se dimensionarán para que los esfuerzos en sus componentes, producidos por las cargas de diseño incluidos los factores de sobrecarga, no excedan los valores definidos en la norma ASCE 10 [72], complementariamente se debe utilizar la norma IEC 60826.

La inspección de uniones de soldadura se realizará según las condiciones establecida en la norma ANSI/AWS D1.1. [73], considerando los diferentes métodos de soldadura que garanticen la ejecución de la soldadura por fusión, debido a un arco eléctrico que funde simultáneamente el electrodo y el acero adyacente de las partes a ser unidas.

A.9.3. Torres de celosía de acero

Las estructuras serán de acero perfectamente galvanizado en celosía, apropiados para instalación en cimentaciones de concreto, con pernos hexagonales para todas las conexiones, se debe considerar tuercas de seguridad y tuercas con dimensiones adecuadas para el desarrollo y ajuste pleno. La conformación entrelazada de la estructura, independiente del material que se utilice, será proyectada piezas por pieza como si fueran un enorme rompecabezas, considerando el cuerpo de la torre, brazos, patas y uniones, todo en su conjunto será expuesto a los esfuerzos mecánicos del árbol de carga.

Las estructuras serán galvanizadas de acuerdo con la norma ASTM A-123 [74], grado 7. El proceso de galvanizado no debe ocasionar daños ni deformaciones en las piezas, el galvanizado protegerá a la estructura de la corrosión, en las pruebas se debe garantizar por el fabricante el espesor mínimo sugerido en la norma.

A.9.4. Ensayos mecánicos de estructuras

Se puede considerar en los ensayos mecánicos la verificación de esfuerzos mediante estructuras prototipo representativa de la resistencia de la estructura a instalar en obra, la estructura debe resistir los esfuerzos mecánicos considerado en el árbol de cargas, sin daño o falla de alguno de sus elementos que componen la torre.

Los ensayos mecánicos deben cumplir con la norma IEC 60652 [75]. Las tensiones aplicadas sobre la estructura se incrementarán en escalones o pasos del 5% hasta completar el 100% iniciando en el 50% de la carga de diseño, estos escalones de carga se mantendrán un tiempo no menor a 5 min que es necesario para establecer los desplazamientos y observar la ocurrencia de daños estructurales, esta acción se repetirá para todos los estados de carga consideradas en el diseño. Los ensayos deben realizarse a la carga nominal o a la carga de fallo y para considerar que una prueba es satisfactoria según la norma, el apoyo resistirá las cargas nominales al 100% durante 1 minuto, sin fallo de ningún elemento, aunque se especifique un periodo mayor de permanencia en este escalón para establecer los parámetros de la estructura.

A.9.5. Curva de utilización

Es el lugar geométrico de los puntos que satisfacen la condición: “la suma de las cargas transversales, en condiciones normales de operación, sea la misma”. Esta curva se representa en un sistema de coordenadas cuyos ejes son el vano de viento y el ángulo de deflexión de la línea. La ecuación de esta curva es de la forma:

$$V_v = V_{Vmax} - K * \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right)$$

Donde:

V_V es el vano de viento en cualquier punto de la curva

V_{Vmax} es el vano viento máximo cuando $\alpha = 0$ grados

K es la constante de la curva que depende de las características del conductor y las condiciones del diseño

α es el ángulo de deflexión de la línea para el cual se evalúa V_V

Las curvas de utilización dependen del conductor, de la tensión y de las características del viento

A.10. Cimentaciones

Las cimentaciones cumplen la tarea de transferencia de las cargas estructurales desde el apoyo al subsuelo, las principales cargas consideradas son momentos de vuelcos que son absorbidas por presión lateral del suelo junto con esfuerzos cortantes horizontales y verticales que son absorbidos por la capacidad portante del suelo. El presente proyecto abarca aspectos generales y establece una secuencia de diseño que debe validarse con profesionales en el área civil y de estructuras.

Las cimentaciones consideradas en el análisis pueden ser del tipo monobloques, cimentaciones de zapatas y columnas, cimentaciones de pilotes o un grupo de pilotes

A.10.1. Requisitos técnicos

Es importante considerar que para el dimensionamiento se debe tener en cuenta el cálculo de todas las cargas posibles que serán soportadas por las estructuras y transmitidas a las fundaciones y el estudio de las características geotécnicas del terreno

El análisis debe establecer cargas sobre las cimentaciones considerando las fórmulas de cálculo, tipos de cimentaciones, valores límites de desplazamientos admisibles, los parámetros geotécnicos de diseño considerando los niveles de las capas freáticas, parámetros de diseño para los materiales de las estructuras, uniones apoyos en las

cimentaciones, construcción e instalación de las cimentaciones, cargas especiales (terremotos, golpes, avalanchas, etc.)

A.10.2. Investigación del suelo

No se concibe una obra de ingeniería sin el conocimiento del estudio de la mecánica del suelo en el punto de cimentación donde se pondrá la nueva estructura, todas las fundaciones de las estructuras de una línea de transmisión son asentadas en terrenos de características variables, algunos son ejecutadas externamente a la superficie, otras en las capas superficiales y otras en capas profundas del terreno, siempre con la finalidad de hacer que el suelo soporte y sea capaz de realmente soportar sin rompimientos los esfuerzos solicitantes de las fundaciones

Los resultados de laboratorio a los ensayos de suelos ejecutados a lo largo del trazado permitirán a los profesionales especialistas en geotecnia hacer una clasificación de la clase de suelos encontrados a lo largo de la ruta, de tal forma que, se pueda tipificar los mismos.

Tipificados los tipos de suelo, se procede a realizar los diseños de las cimentaciones para cada tipo de estructura en cada clase de suelo.

El suelo dependiendo de la composición mineralógica y de las formas constructivas de los terrenos reciben varias denominaciones, cada una engloba un conjunto específico de características y propiedades. Las muestras de suelo deben sujetarse a ensayos en laboratorios de mecánica de suelos, de tal forma que, se garanticen estas características requeridas para el diseño.

A.10.3. Cargas sobre las cimentaciones

Las cargas que actúan sobre las cimentaciones deben estimarse considerando las cargas estructurales más críticas sobre las cimentaciones resultantes del diseño de los apoyos, estas cargas deben considerar la flexión, la torsión, deslizamiento y empuje.

Es indispensable que una vez terminado los trabajos de cimentaciones y para acciones de relleno se debe hacer una recomposición del terreno, mediante “Proctor” se establecerá los requerimientos de compactación seca – humedad acorde al material a utilizarse sobre la cimentación garantizando las condiciones mecánicas del terreno. Los ensayos de cimentaciones serán acorde a la norma IEC 61773 [76].

A.11. Controles y Recepción

El diseño de líneas de transmisión tiene que guardar concordancia entre los elementos que lo constituyen, el proyectista tiene que establecer la metodología para satisfacer los requerimientos del proyecto, debe definirse un plan de calidad, considerando las secuencias lógicas considerado en la sección 3.1 de esta normativa, la validación de los diseños pueden optar por simulaciones computacionales como: PLS-CADD utilizado para Diseño de Líneas áreas de transmisión y PLS-Tower utilizado para Diseño de Estructuras, los programas establecerán varias alternativas a los datos ingresados, está en el proyectista considerar los datos del proyecto y establecer si el resultado obtenido se ajusta a las condiciones del proyecto.



ANEXO B. MAPA DE VIENTOS DEL ECUADOR (Informativo)

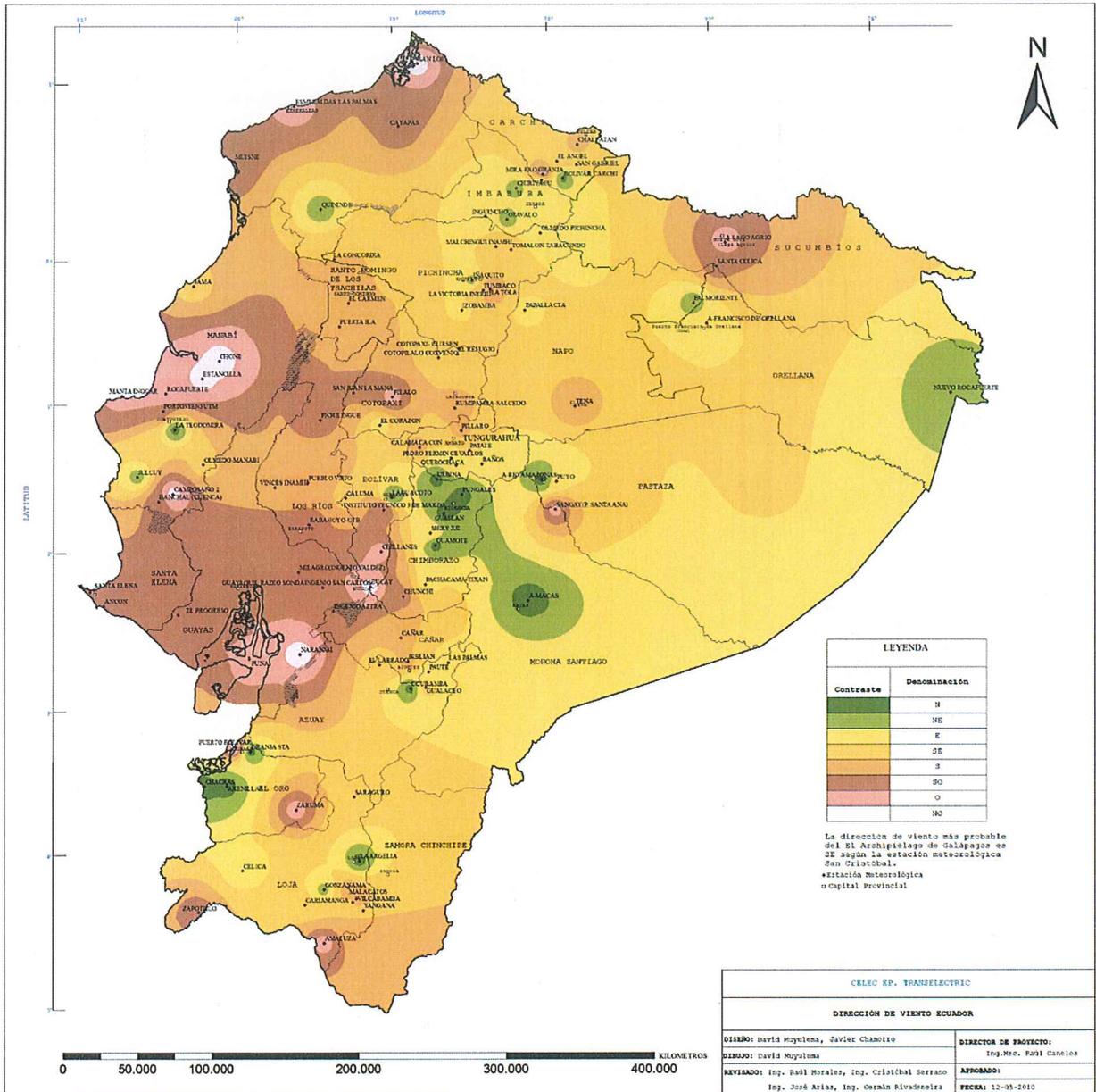


Fig. B.1 – Dirección de Viento Ecuador [77].

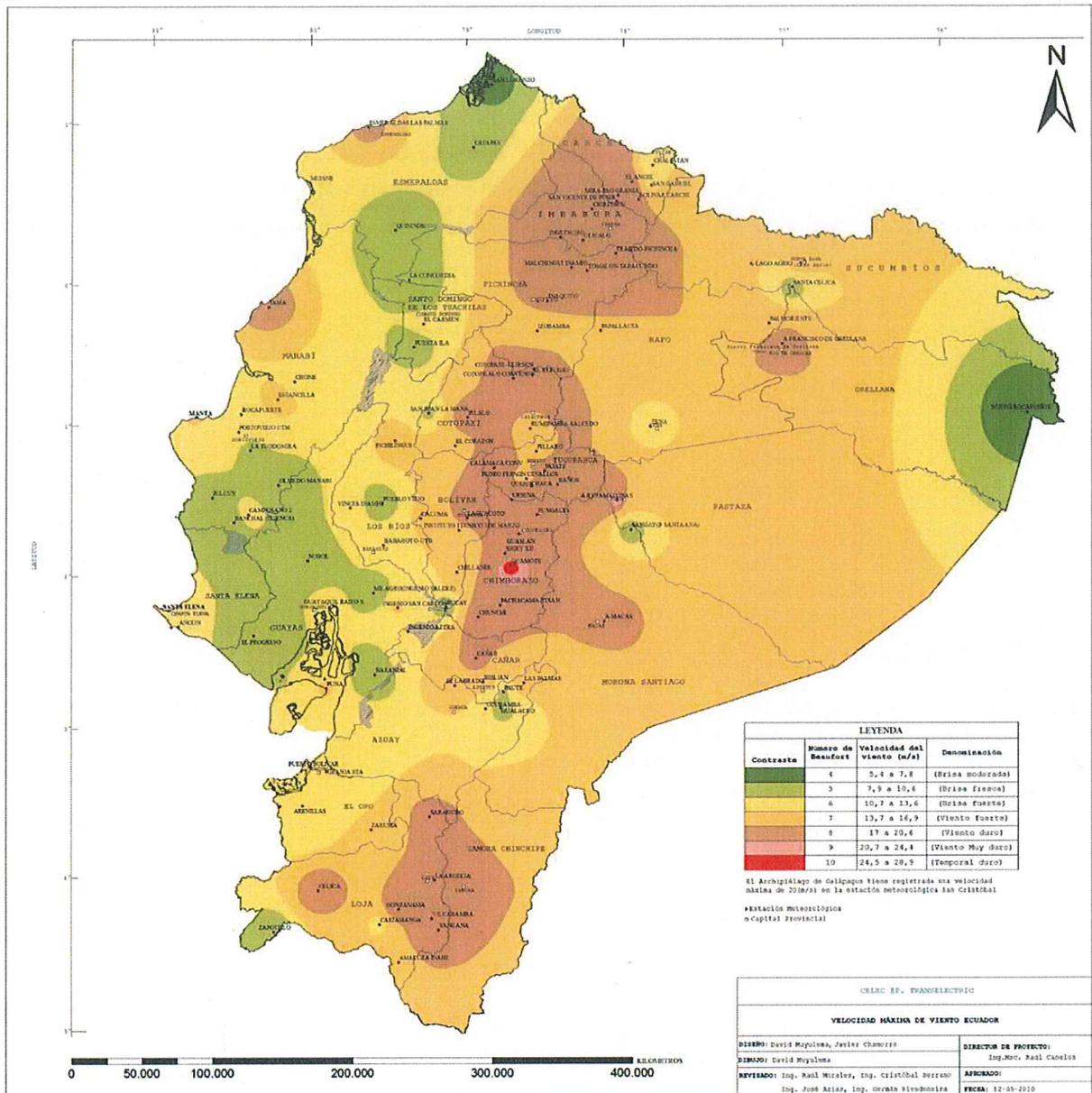


Fig. B.2 – Velocidad Máxima de Viento Ecuador [77].

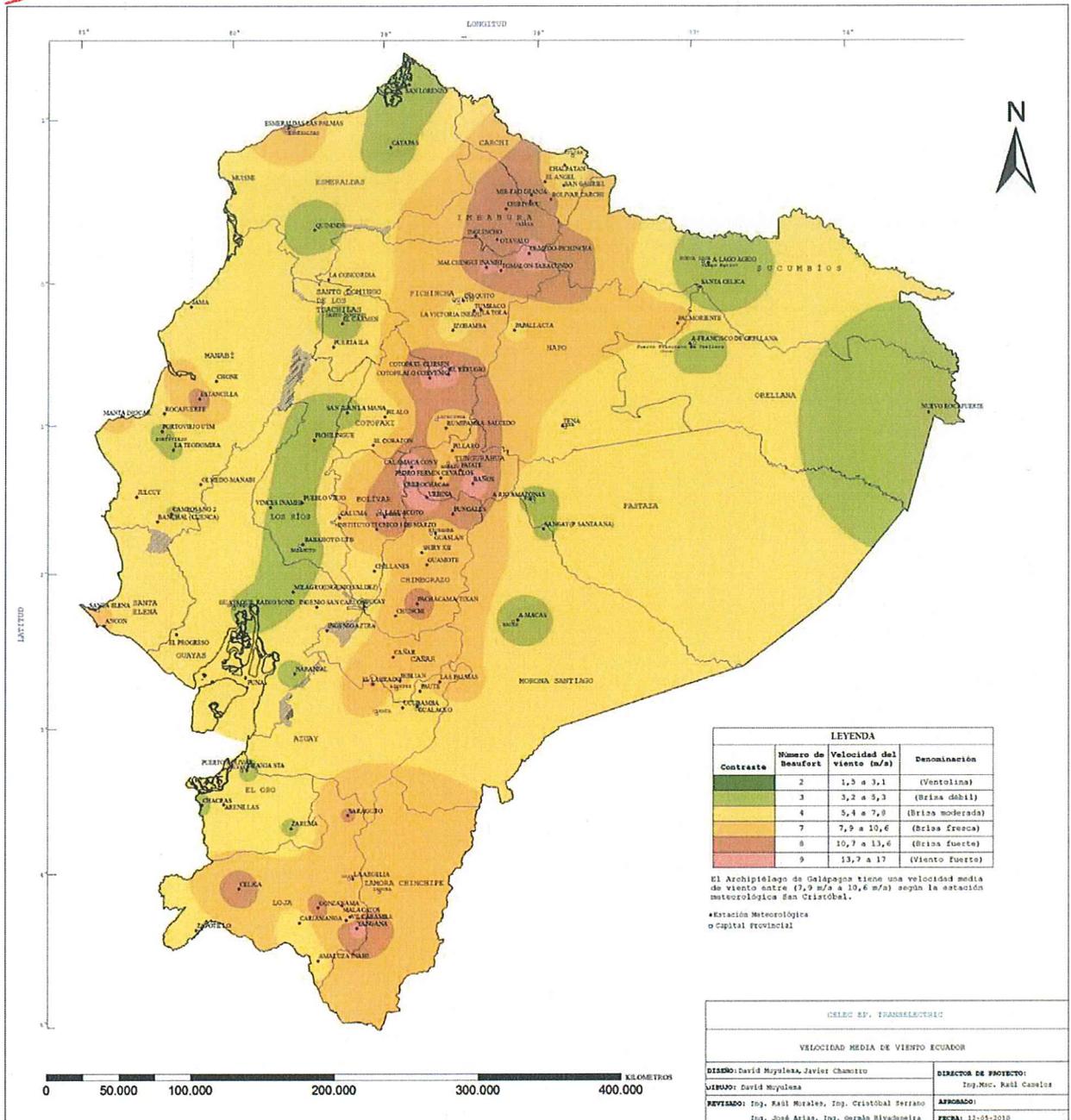


Fig. B.3 – Velocidad Media de Viento Ecuador [77].

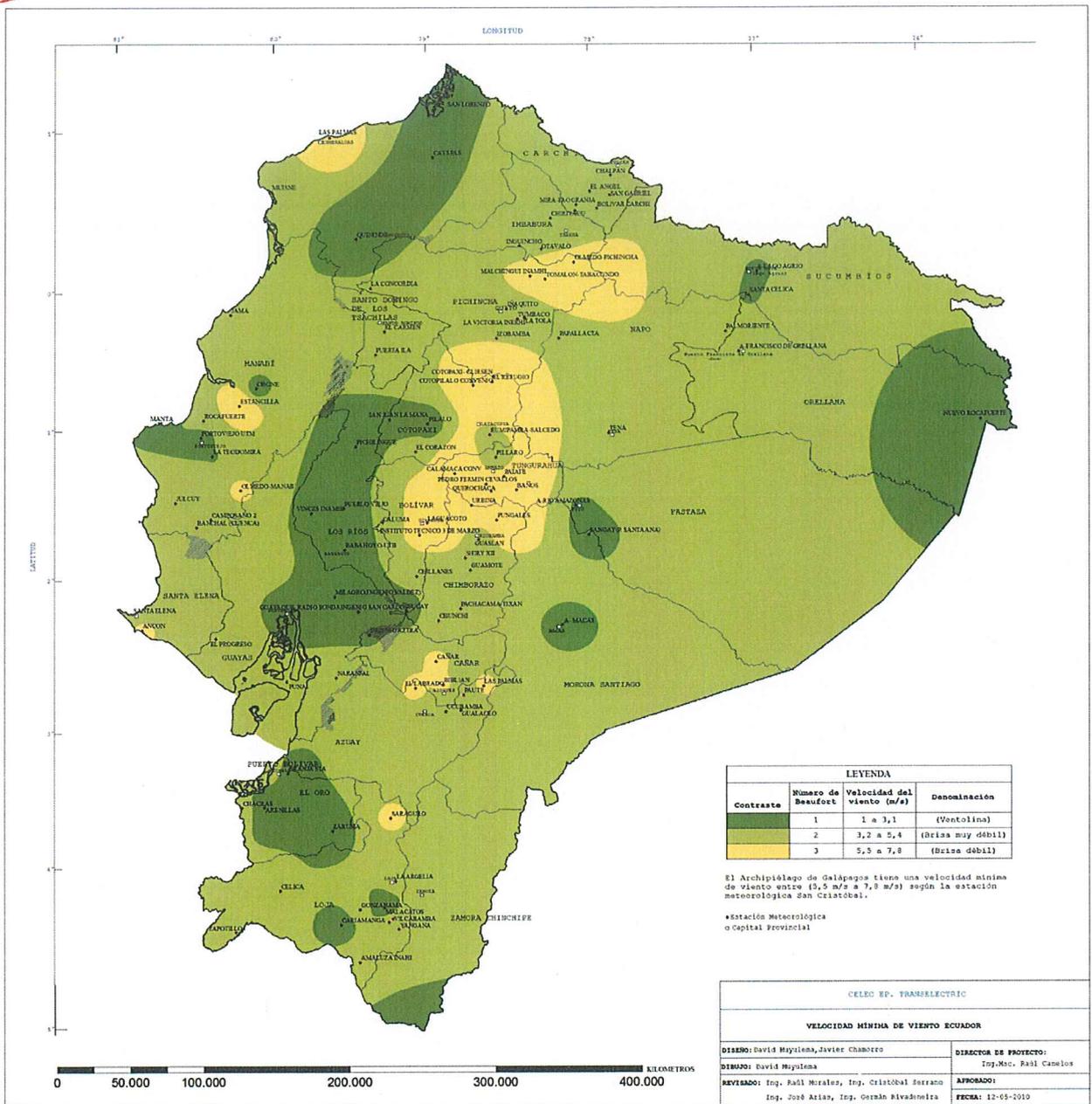


Fig. B.4 – Velocidad Mínima de Viento Ecuador [77].

ANEXO C. CONSIDERACIONES PARA COORDINACION DE AISLAMIENTO A 500 kV (Informativo)

La coordinación de aislamiento está sujeta a la información disponible sobre el sistema y las tensiones representativas, se puede considerar métodos estadísticos o métodos determinísticos.

El método estadístico se centra en la selección de un nivel de aislamiento a partir de un riesgo de falla obtenida mediante análisis estadístico de las sobretensiones y de la soportabilidad eléctrica del aislamiento, se requiere las curvas de probabilidad de las sobretensiones acorde a la soportabilidad del aislamiento.

El método determinístico se basa en la selección del nivel de aislamiento de los equipos que soporten las sobretensiones esperadas, mediante el uso de un margen de seguridad adecuado, en este método la probabilidad de soportar la tensión sin interrupción es asumida del 100% para aislamientos no auto regenerativo y del 90% para auto regenerativo, es uno de los métodos más utilizados por no necesitar la distribución estadística de las sobretensiones del aislamiento de los equipos.

Las sobretensiones del sistema pueden presentarse en varios rangos de frecuencias y por varias acciones, en la siguiente tabla consideraremos cuatro grupos:

Tabla C.I.
TIPOS DE SOBRETENSIONES

Clase	Rango de Frecuencia	Dominio del tiempo característico	Representación principal
I	0.1 Hz - 3 kHz	Baja frecuencia de oscilación	Sobretensiones temporales
II	50 Hz - 20 kHz	Frente lento	Sobretensiones por switching
III	10 kHz - 3 MHz	Frente Rápido	Sobretensiones por rayos
IV	100 kHz - 50 MHz	Frente muy Rápido	Sobretensiones por reencendidos

La distribución de cada una de las clases y las formas de onda normalizadas se encuentran descritas en la norma IEC 60071-1, tabla 1.

Es necesario para términos de coordinación de aislamiento establecer las sobretensiones, la norma IEC 60071-1 y 60071-2 establecen la secuencia para determinar las

sobretensiones para posteriormente establecer la selección del aislamiento, entre las sobretensiones que se requiere tenemos:

- Tensiones representativas – U_{rp}
- Tensiones Soportables para Coordinación – U_{cw}
- Tensiones Soportables Requeridas – U_{rw}
- Tensiones Soportables normalizadas $U_{rw}(c)$
- Tensiones Soportables Estándar – U_w

Las sobretensiones representativas (U_{rp}) del sistema se consideran acorde a su operación o grado de contingencia, así podemos hablar de sobretensiones representativas continuas, a frecuencia industrial (60 Hz), que corresponde la máxima tensión de operación normal del sistema ($U_m = 525$ kV), la sobretensiones representativas temporales pueden ser por fallas a tierra (calculo anexo C – IEC 60071-2) o rechazo de carga (≈ 1.4 p.u) considerando:

$$1 \text{ p. u.} = \sqrt{2} * \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Las sobretensiones representativas de frente lento se originan principalmente de energizaciones, re energizaciones de líneas, impactos de rayos en líneas distantes y maniobras de cargas o equipos, el cálculo detallado se encuentra en el anexo E de la norma IEC 60071-1, generalmente para esta sobretensión se generan primero valores de sesgamiento fase-tierra y fase-fase (U_{et} y U_{pt}), luego se comparan con el nivel de protección de los descargadores de sobretensión ante impulso tipo maniobra (U_{ps}), este valor de sobretensión de frente lento fase tierra y fase-fase pueden ser asignados directamente por U_{ps} para las sobretensiones fase-tierra o $2U_{ps}$ para las sobretensiones fase- fase siempre y cuando los valores de U_{et} y U_{pt} sean menores.

Los valores representativos de sobretensiones de frente muy rápido se pueden originar de fallas o maniobras en GIS o por re-encendidos.

Las sobretensiones soportables de coordinación (U_{cw}) se obtienen de multiplicar cada una de las U_{rp} ya obtenidas por un factor de coordinación K_{cd} (K_c determinístico), una simulación exacta o modelamiento detallados de los eventos de sobretensiones del sistema permiten obtener directamente los valores U_{cw} sin el paso anterior de hallar los

valores de **U_{rp}**, los valores de **U_{cw}** que deben obtenerse es para continua, temporal, frente lento y frente rápido.

Las sobretensiones soportables requeridas (**U_{rw}**) consiste en convertir los **U_{cw}** a condiciones de prueba estándar mediante factores que compensen las condiciones reales de servicio considerando los factores de corrección por altitud (**k_a** o **k_t** (en IEC 60060-1)) y un factor de seguridad por aislamiento interno o externo (**k_s**)

Las sobretensiones soportables normalizadas (**U_{rw(c)}**) se obtienen acorde a los rangos establecidos en la norma IEC que son:

- Rango I: $1\text{ kV} \leq U_m \leq 245\text{ kV}$
- Rango II: $U_m > 245\text{ kV}$

La conversión de **U_{rw}** a **U_{rw(c)}** se logra multiplicando el primer valor por un factor de conversión de prueba **K_{tc}** para cada rango de **U_m**, para el rango II, objeto de nuestro estudio, se tiene considera en la IEC 60071-2 en la tabla 3 “Test conversion factors for range II to convert required short-duration power-frequency withstand voltages to switching impulse withstand voltajes”.

Finalmente, la selección de tensión soportables estándar (**U_w**) se toma de los valores máximos entre **U_{rw}** a **U_{rw(c)}** obtenidos y se escogen los valores normalizados finales de la tabla de los rangos I y II de la norma IEC 61071-1 (Table 2 - Standard insulation levels for range I (1 kV < U_m I 245 kv) o Table 3 - Standard insulation levels for range II (U, 245 kv)).



Tabla C.II
NIVELES DE TENSION ESTANDAR RANGO II – IEC 60071.2

Highest voltage for equipment U_m kV (r.m.s. value)	Standard switching impulse withstand voltage			Standard lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
	Longitudinal insulation (note 1) kV (peak value)	Phase-to-earth kV (peak value)	Phase-to-phase (ratio to the phase-to-earth peak value)	
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1 050
362	850	850	1,50	950 1 050
	850	950	1,50	1 050 1 175
420	850	850	1,60	1 050 1 175
	950	950	1,50	1 175 1 300
	950	1 050	1,50	1 300 1 425
525	950	950	1,70	1 175 1 300
	950	1 050	1,60	1 300 1 425
	950	1 175	1,50	1 425 1 550
765	1 175	1 300	1,70	1 675 1 800
	1 175	1 425	1,70	1 800 1 950
	1 175	1 550	1,60	1 950 2 100

NOTES

- Value of the impulse component of the relevant combined test.
- The introduction of $U_m = 550$ kV (instead of 525 kV), 800 kV (instead of 765 kV), 1 200 kV, of a value between 765 kV and 1 200 kV, and of the associated standard withstand voltages, is under consideration.

Las condiciones de contaminación pueden producir flameo en el aislamiento externo, es necesario establecer la distancia de fuga mínima para los distintos niveles de polución establecidas en la IEC 60815 o IEC 60071-2 – Table 1 – Recommended creepage distance.

NIVELES DE CONTAMINACION – IEC 60815

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga Nominal mínima
		mm/kV ² ·φ
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> • Areas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. • Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia. • Areas agrícolas • Areas montañosas • Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar. 	16
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> • Areas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. • Areas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. • Areas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia). 	20
Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> • Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. • Areas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar. 	25
Muy Alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> • Areas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. • Areas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. • Areas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad. 	31

Para proceder a la selección de las tensiones soportadas normalizadas, hay que tener en cuenta lo siguiente:

Para aislamiento de rango I, la norma IEC fija solo dos tipos de tensiones soportadas normalizadas, relacionadas con los ensayos a que se somete al aislamiento

- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo

Para aislamientos del rango II, la norma establece únicamente dos tipos de tensiones soportadas normalizadas:

- Tensiones soportadas a los impulsos tipo maniobra
- Tensiones soportadas a los impulsos tipo rayo

Los requerimientos de norma se resumen en las siguientes tablas para el rango II:

Tabla C.IV
NIVELES DE SOBRETENSION Urp y Ucw

Tipo de Sobretensión		Urp	Ucw
Temporal	Fase-Tierra (rms)	N.A.	
	Fase-Fase (rms)	N.A.	
Frente Lento	Equipos a la Entrada	Fase-Tierra	
		Fase-Fase	
	Demás Equipos	Fase-Tierra	
		Fase-Fase	
Frente Rápido	Aislamiento Externo	N.A.	
	Aislamiento Interno	N.A.	

Existen valores de sobretensiones que pueden ser calculados, pero no son representativos al presentarse en el sistema considerando su clase (baja frecuencia o transitoria) por lo que en la tabla se marca como N.A. (no aplica), se deben mediante calculo determinar todas las sobretensiones que tienen espacios en blanco. Los niveles de sobretensiones que deben considerarse para **Urw** y **Urw(c)**, son:

Tabla C.V
NIVELES DE SOBRETENSION REPRESENTATIVOS Urw y Urw(c)

Tipo de ST Normalizada		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos a la Entrada		Demás Equipos		Urw	Urw(c)
		Urw	Urw(c)	Urw	Urw(c)		
Frecuencia Industrial Corta Duración	Fase-Tierra (rms)		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II
	Fase-Fase (rms)		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II
Impulso Tipo Maniobra	Fase-Tierra						
	Fase-Fase						
Impulso Tipo Rayo	Fase-Tierra		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II
	Fase-Fase		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II		N.A. en Rango II

Con los valores de sobretensión normalizados se puede obtener la **distancia de seguridad en aire** (aislamiento externo) según la tabla de la IEC 60071-2 Anexo A tabla A1, A2

**ANEXO D. VALIDACIÓN DE DISTANCIAS DE AISLAMIENTO DE UNA
LINEA DE 500 kV y CÁLCULO DE LA CADENA DE AISLADORES
(Informativo)**

La figura siguiente muestra un esquema típico para establecer los apoyos empleados en las líneas y las distancias de aislamientos requeridas a 500 kV.

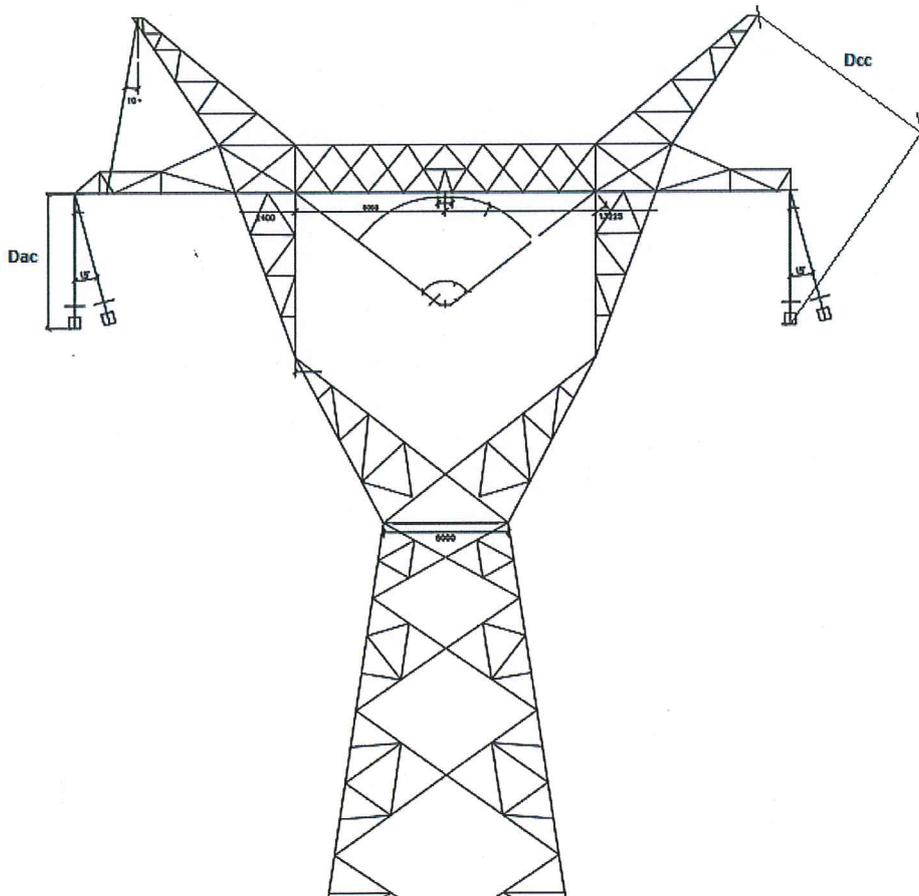


Fig. D.1 - Esquema de apoyos sobre estructuras y distancias, **Dca, Dcc**.

Es necesario establecer los niveles de sobretensión acorde a la norma IEC 60071-1 y IEC 60071-2 ejemplificaremos una condición particular de cálculo acorde a los requerimientos de líneas de 500 kV

Sobretensión representativa

La tensión de servicio continuo máxima para un voltaje nominal de 500 kV es:

$$U_{rp} = U_m = 525 \text{ kV eficaces - fase a fase}$$

Se establece que:

La sobretensión temporal es 1,32 p.u.

La sobretensión de frente lento:

Fase- tierra $U_{rp} = 2.20$ p.u.

Fase-Fase considerando el factor de conversión fase tierra a fase-fase mediante el coeficiente de conversión K_c en función de U_{e2} obteniendo:

$$U_{rp} = 1,67 * 2,2 = 3,67 p. u.$$

Sobretensiones soportadas de coordinación

En este caso las sobretensiones de frente lento vienen asociado al riesgo deseado que se asocia a la gráfica correspondiente al cálculo del factor de conversión K_{cs} para un nivel de riesgo de $R=2/10000$ se obtiene un $K_{cs} = 1,15$.

$$\text{Fase -tierra } U_{CW} = 1.15 * 2.2 = 2.53 p. u.$$

$$\text{Fase - fase } U_{CW} = 1.15 * 3.67 = 4.22 p. u$$

Tensión soportada especificada

La sobretensión temporal establece la corrección por altitud, en el ejemplo se considera una altitud de 2850 m.s.n.m., (nivel de Quito) de la que se obtendrá el factor de corrección K_a y el factor de seguridad K_s está establecido en 1,05 para aislamiento externo

$$K_a = e^{m \cdot \frac{h}{8150}}$$

Considerando $m=1$ para sobretensiones temporales obtenemos un $K_a = 1.42$, el valor de U_{rw} corresponde a:

$$U_{RW} = K_a * K_s * U_{CW} = 1.42 * 1.05 * 1.32 = 1.97 p. u.$$

Sobretensiones de frente lento, se debe considerar la corrección de factores de altitud y seguridad, Los valores del factor m se deben extraer de las gráficas propuestas en función de la tensión soportada de coordinación U_{cw} para sobretensiones de fase – tierra y fase-fase de la IEC 60071-2 Figure 9 “Dependence of esponent m on the co-ordination switching impulse withsatand voltaje”.

Se convertirá los valores de sobretensiones soportadas a kV de la siguiente forma:

$$\text{Fase - tierra } U_{CW} = 2,53 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1084.5 \text{ kV}$$

$$\text{Fase - fase } U_{CW} = 4,22 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1808.9 \text{ kV}$$

Se obtiene un valor $m_{ft} = 0.7$ y $m_{ff} = 0.43$ con lo que sustituyendo en la expresión K_a obtenemos:

$$\text{Fase - tierra } K_a = 1.28; U_{RW} = K_a * K_s * U_{CW} = 1.28 * 1.05 * 2.53 = 3.40 \text{ p. u.}$$

$$\text{Fase - fase } K_a = 1.16; U_{RW} = K_a * K_s * U_{CW} = 1.16 * 1.05 * 4.22 = 5.14 \text{ p. u.}$$

Con los valores obtenidos, se deben calcular las distancias mínimas en aire para garantizar que no se van a producir descargas disruptivas ante las sobretensiones calculadas, en la figura C.1 se muestra la distancia **Dca** que corresponde a la distancia del conductor-apoyo y la distancia **Dcc** que corresponde a la distancia conductor conductor.

Se establecerá la forma empírica del cálculo señalada en la norma EN 50341-1 donde se señala las distancias mínimas en aire para tensiones de servicio continuo y para sobretensiones de frente lento o de frente rápido, si se conoce las tensiones las distancias mínimas se pueden obtener de la siguiente formula empírica:

$$D = \frac{1}{0.46} \left(e^{\frac{U_{rw}}{1080 * K_z * K_g}} - 1 \right)$$

Donde:

D es la distancia en el aire necesaria [m]

U_{rw} es la tensión soportada especifica fase tierra [kV]

K_z es un factor de desviación que toma un valor de 0.922 para sobretensiones de frente lento.

K_g es un factor de espaciado que es preciso considerar para sobretensiones de frente lento, así tenemos:

Conductor en ventana, **K_g** = 1.25

Conductor – apoyo, **K_g** = 1.43

Conductor – Conductor, **K_g** = 1.6

El cálculo de las distancias requeridas es:

$$U_{CW} = 3.40 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1457.58 \text{ kV}$$

La distancia mínima conductor-apoyo, $K_g = 1.43$ es:

$$D_{ac} = \frac{1}{0.46} \left(e^{\frac{1457.58}{1080 * 0.922 * 1.43}} - 1 \right) = 3.88 \text{ m}$$

Tomando como referencia la torre de CELEC tipo SS43 de la interconexión en 500 kV del Ecuador, del proyecto “Ecuador 500 kV Transmission Line Project”, el valor de D_{ac} de la estructura es de 5.49 m que sería un valor superior al obtenido el cálculo por lo que se mantendría la distancia de aislamiento entre estructura y conductores.

La distancia mínima conductor – conductor, $K_g = 1.6$ es:

$$U_{CW} = 5.14 * 525 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 2203.32 \text{ kV}$$

$$D_{cc} = \frac{1}{0.46} \left(e^{\frac{2203.32}{1080 * 0.922 * 1.6}} - 1 \right) = 6.5 \text{ m}$$

Cadena de aisladores

La norma IEC 60383 establece la clase de aisladores y los tipos de aisladores que se pueden considerar en líneas aéreas de transmisión, cada aisladore debe llevar la identificación correspondiente acorde a los requerimientos de la IEC 603105.

La información complementaria sobre la definición y clasificación de materiales aislante a base de cerámica o vidrio se tiene considerado en la norma IEC 60672-1 e IEC 60672-3.

La selección de la **cadena de aisladores** admite un nivel de contaminación dado, la tensión de contorneo de la cadena es proporcional a la línea de fuga, consideraremos un nivel de contaminación de 16 mm/kV.

$$L_{f_{total}} = Um * Lf = 525 * 16 = 8400 \text{ mm}$$

La corrección por altura puede ser incluida en la formulación:

$$L_{f_{total}} = Um * Lf * K_a * K_D = 525 * 16 = 8400 \text{ mm}$$

Donde

K_D es el factor de corrección por diámetro

$$L_{f_{total}} = Um * Lf * K_a * K_D = 525 * 16 * 1.16 * 1 = 9744 \text{ mm}$$

Conocida la línea de fuga tota, el número de aisladores de la cadena se puede determinar cómo:

$$N_{\text{aisladores}} > \frac{L_{f_{total}}}{L_{f-u}}$$

Donde

L_{f-u} es la distancia de fuga unitaria del aislador

Generalmente se considera aisladores tipo cerámicos o en vidrio, en la actualidad y la es guiarse por un aislador tipo polimérico que guarde la relación de la distancia de fuga requerida para el aislamiento dependiendo del **BIL** (o nivel de sobretensión normalizado rango II) y sus condiciones mecánicas (tensiones mecánicas).

La norma IEC clasifica varios tipos de aisladores cerámico o vidrio de la siguiente forma:

- Standard profile
- Fog Type profile
- Open profile

Lo más representativo de estos tipos de aisladores es la variación de su distancia de fuga unitaria en [mm], para fines de línea de transmisión área a 500 kV consideraremos el aislador tipo “FOG” ya que es de mayor recorrido (creepage distance).

Podemos establecer una distancia de fuga unitaria acorde a los catálogos de los fabricantes, para el aislador tipo FOG de 80/120 kN se tiene un diámetro de 255 mm, la creepage distance es de 390 mm obteniendo:

$$\text{Menor 1000 m.s.n.m. } N_{\text{aisladores}} > \frac{L_{f_{\text{total}}}}{L_{f-u}} > \frac{8400}{390} = 22 \text{ unidades}$$

$$\text{A 2850 m.s.n.m. } N_{\text{aisladores}} > \frac{L_{f_{\text{total}}}}{L_{f-u}} > \frac{9744}{390} = 25 \text{ unidades}$$

La cadena de aisladores será conformada por 23 unidades o superior, tipo FOG, para una tensión de 80/120 kV diámetro 255 mm con una *creepage distance* de 390 mm

En el documento de CELEC EP del resumen Ejecutivo del Anteproyecto LT 500 kV Chorrillo -pasaje y seccionamiento de LT 230 kV elaborado por LEME Engenharia, se establece una condición máxima de contaminación de 31 mm/kV obteniendo una distancia de asilamiento mínima de 16275 mm, establece que el aislador tendrá un paso de 159 mm y la línea de fuga es de 620 mm por lo que la cadena de aisladores es de 27 unidades, se establece que los cálculo de desempeño bajo impulso atmosférico y de maniobra muestran que la cadena finalmente a considerarse tendrá menos unidades y se establece una cadena de 22 unidades para sobretensiones de maniobra, una cadena de 25 unidades para impulsos atmosféricos y una cadena de 27 unidades para frecuencia Industrial. Las numero de aisladores dependerá de los valores de sobrevoltaje que se considere en el proyecto y de la contaminación ambiental presente en el trayecto de la línea.

La siguiente tabla resumen el número de aisladores de suspensión basado en el procedimiento de prueba de la IEC 60383-93, la selección considera el diámetro y el espaciamiento del mismo, considerando los niveles a frecuencia industrial y el BIL menor a 1000 m.s.n.m,

Tabla D.I
 NUMERO DE AISLADORES -AISLADORES TIPO FOG CERAMICOS

Number of units	Diameter/Spacing		Ø255/146
	Power frequency withstand voltage (kV)		Lightning impulse withstand voltage (kV)
	DRY	WET	
2	135	85	200
3	185	115	285
4	230	150	365
5	280	180	450
6	320	210	510
7	350	240	580
8	410	270	655
9	440	300	735
10	490	330	810
11	530	360	890
12	565	390	960
13	600	410	1045
14	640	430	1123
15	680	460	1200
16	720	490	1277
17	750	510	1365
18	790	530	1452
19	820	550	1529
20	850	570	1602
21	880	590	1674
22	910	610	1752
23	950	630	1824
24	980	650	1887
25	1010	670	1960
26	1040	690	2031
27	1060	710	2110
28	1100	730	2187
29	1130	750	2265
30	1150	770	2342

Las condiciones mecánicas deben ser consideradas al momento de la selección, esta tabla es referencial acorde al catálogo de SEDIVER - toughened glass insulators for HVAC applications, - <https://www.sediver.com/wp-content/uploads/Sediver-toughened-glass-insulators-for-HVAC-applicationsC11-2017-2.pdf>.

Es necesario que se tenga en cuenta el movimiento de los conductores sobre la estructura y la transferencia hacia los aisladores de suspensión, es importante validar la distancia en aire con el efecto del movimiento

ANEXO E. APANTALLAMIENTO 500 kV – MÉTODO ELECTROGEOMETRICO (Informativo)

Las líneas de transmisión aéreas de energía eléctrica están expuestas a las descargas atmosféricas generalmente es el motivo más habitual de falla de aislamiento, al momento de que un rayo impacte sobre la línea genera una sobretensión que puede producir el cebado de aisladores si es que supera el nivel de aislamiento, este efecto produce una falla a tierra por la sobreintensidad que se descarga a través de los apoyos.

El presente anexo tiene como objetivo establecer un guía de comprobación del apantallamiento, considerando la geometría de una de las torres de transmisión aérea a 500 kV, torre tipo ST32, utilizada en las líneas El Coca - El Inga, El Inga Tisaleo (Ambato) y Tisaleo – Chorrillos (Guayas) conductor ACAR 1100 MCM 18/19, 4 haces por fase.

La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica puede ser represada mediante una doble exponencial o mediante una onda triangular, el análisis considera una onda triangular al ser requerida que considere el valor pico (I_p), el tiempo de subida (T_r) y el tiempo de semicola (T_t) que se lo tendrá al 50% del valor de I_p , cada uno de estos parámetros depende de una condición estadística que se asocia a la zona geográfica del proyecto.

La función de distribución acumulativa de la corriente pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional, así, la **probabilidad** de que la corriente de pico I_p sea mayor que un valor I_0 se puede obtener según la siguiente expresión:

$$F(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}}$$

La función de densidad de probabilidad de a corriente de pico, que representa la probabilidad de que el valor de pico de la corriente inyectada por el rayo sea igual a I , es la derivada de la ecuación anterior obteniendo:

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{n_c}} * \frac{I^{n_c-1}}{[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{n_c}]^2}$$

Los parámetros de I_{50} y n_c son obtenidos mediante observaciones experimentales, Los valores recomendados según la norma IEEE std. 1410 son $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31$ kA en distribución. [22]

La probabilidad de que un rayo impacte sobre un conductor de fase a en un cable de guarda es una variable aleatoria que puede relacionarse con la geometría de las torres, en general se considera que existe una distancia (distancia crítica) alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia impactara sobre el conductor correspondiente.

El lugar geométrico de los puntos equidistantes del conductor de fase o cable de guarda es un círculo cuyo radio (**distancia crítica**) es función de la intensidad de pico de la descarga (I_d), de manera que a mayor intensidad de pico le corresponde una distancia crítica mayor. La probabilidad que un rayo impacte en tierra, en un conductor de fase o en un cable de guarda depende de la corriente pico de la descarga, de la altura del conductor de fase y de la localización de cable de guarda con respecto a la fase.

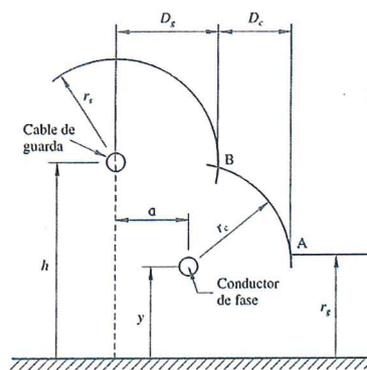


Fig. E.1 – Distancia crítica de cable de guarda, conductor de fase y tierra [22].

La distancia crítica (striking distance) del conductor de fase (**rc**), del cable de guarda (**rs**) y tierra (**rg**).

“Existen varias ecuaciones para determinar las distancias críticas, utilizaremos la considerada en la IEEE Std 998, su valor depende de la corriente pico de la descarga **I** expresada en kA, y suele expresarse en función de la distancia crítica a tierra (**rg**), según la relación” [22]:

$$r_s = \gamma_s * r_g$$

$$r_c = \gamma_c * r_g$$

$$r_g = 8 * I^{0.65}$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

Un modelo geométrico representativo corresponde a la siguiente figura donde se muestra una línea área trifásica protegida por dos cables de guarda

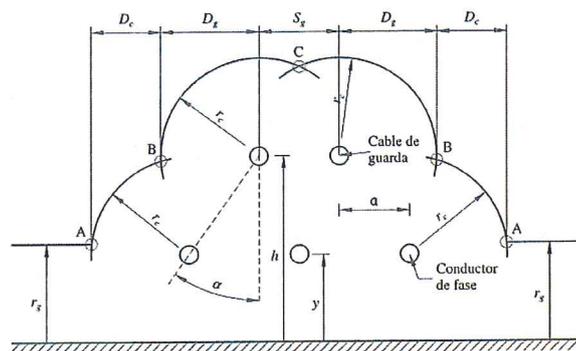


Fig. E.2 – El modelo geométrico: definición de ángulos y distancias [22].

Las intersecciones entre los arcos cuyo centro son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como punto **A**; las intersecciones entre los arcos cuyos centros con los conductores de fase ya aquellas cuyos centros son los cables de guarda están marcadas como **B** y las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como **C**. Las descargas **Id** que alcancen el arco entre **A** y **B** impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre **B** y **C** impactaran sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

Se define la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (**Im**) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto, es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos **A** y **B** coinciden. Las descargas cuyas corrientes de pico sea superior a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (**Im**) impactaran contra el

cable de guarda o contra tierra, pero no contra la parte activa. Para intensidades de descargas menores existe una probabilidad de que impacte contra un conductor de fase.

Considerando solamente descargas verticales para un rayo de intensidad de pico **Id**, las distancias **Dc** y **Dg** son las distancias de exposición del conductor de fase y del cable de guarda, respectivamente. Así si un rayo cae en la línea, la probabilidad de impactar en el cable de guarda es:

$$P_{(\text{cable de guarda})} = \frac{2 * D_g + S_g}{2 * D_c + 2 * D_g + S_g} = \frac{D_g + S_g/2}{D_c + D_g + S_g/2}$$

Y la probabilidad que impacte sobre el conductor de fase es:

$$P_{(\text{conductor})} = \frac{2 * D_c}{2 * D_c + 2 * D_g + S_g} = \frac{D_c}{D_c + D_g + S_g/2}$$

Se define la probabilidad o tasa de fallo de apantallamiento de una línea (**SFR(Id)**), para una intensidad de pico fija **Id**, como el número de descargas de valor **Id** que impactarán sobre los conductores de fase de esa línea durante un año.

$$SFR(Id) = 2 * N_g * L * D_c(I_d) * f(I_d)$$

Donde:

- L** es la longitud de la línea, en km
- Dc** es la distancia de exposición al rayo de un conductor de fase calculada para una intensidad **Id**
- f(Id)** es la probabilidad de que la descarga tenga una intensidad de pico (**Id**)
- Ng** es la densidad de rayos en la zona (mediad en rayos/km²), puede estimarse a partir del nivel ceraunico o número de días de tormenta al año **Td**, mediante la siguiente expresión:

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25}$$

La tasa total de fallos de apantallamiento (**SFR**), es decir, la suma de las tasas de fallo de apantallamiento para todas las intensidades se calcula según:

$$SFR = \int_0^{\infty} SFR(I) * dI$$

El límite de integración inferior es de 3 kA debido a que es el valor mínimo de intensidad de descarga que CIGRE ha registrado. El límite superior se establece en la intensidad máxima de fallo de apantallamiento, puesto que para intensidades mayores el rayo no impacta en un conductor de fase una que la Distancia **Dc** es nula. Por lo que la tasa total de fallos de apantallamiento resulta ser:

$$SFR = \int_3^{Im} SFR(I) * dI = 2 * Ng * L * \int_3^{Im} Dc * f(I) * dI$$

La integral de la ecuación representa la probabilidad de que cualquier rayo que caiga en la línea impacte sobre el conductor de fase. Multiplicando por la densidad de rayos en la zona (**Ng**) y por la longitud de la línea (**L**) se obtienen el número de descargas anuales que impactan sobre un conductor de fase.

Las distancias de exposición a las descargas de los conductores de fase (**Dc**) y de los cables de guarda (**Dg**) pueden ser calculados mediante la geometría de la torre de la siguiente manera:

$$\beta = \text{sen}^{-1} \frac{h - y}{2 * r_c * \text{cos} \alpha}$$

$$\theta = \text{sen}^{-1} \frac{r_g - y}{r_c}$$

$$\alpha = \text{tg}^{-1} \frac{a}{h - y}$$

Las distancias de exposición sería:

$$D_c = r_c * [\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)]$$

Para

$$r_g \leq a \text{ entonces } \theta = 0$$

$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta)$$

Considerando valores de intensidad de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento ($I > I_m$) se tiene que la distancia horizontal $D_c = 0$, resultando que la distancia D_g correspondiente a este caso tenemos:

$$D'_g = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \text{ para } r_g \geq h$$

$$D'_g = r_s * a \text{ para } r_g < h$$

Considerando la intensidad máxima de fallo de apantallamiento que muestra la situación donde los puntos **A** y **B** coincidan en un mismo punto en la cual I_m está definida, se puede calcular la distancia horizontal entre el cable de guarda y el conductor de fase más desfavorable a , a partir de la cual se puede calcular r_{gm} que es la distancia crítica a tierra r_g para la intensidad máxima de apantallamiento I_m de la siguiente manera:

$$a = a_1 + a_2$$

$$a_1 = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h)^2}$$

$$a_2 = \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2}$$

El ángulo para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento es:

$$\operatorname{sen} \alpha = \frac{r_{gm} - \frac{h+y}{2}}{\sqrt{r_{cm}^2 - \frac{c^2}{4}}}$$

$$c = r_g - \frac{h+y}{2}$$

Donde r_{cm} es la distancia crítica del conductor de fase para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento

$$r_{cm}^2 \gg \frac{c^2}{4}$$

Por lo que obtenemos que:

$$r_{gm} = \frac{(h+y)/2}{1 - \gamma * \operatorname{sena}} \quad \text{siendo } \gamma = \frac{r_c}{r_g}$$

El análisis debe considerar las tasas de cebados por lo que las siguientes consideraciones establecen la tasa de cebado directos (**SFFOR**, Shielding Failure Flasover Rate). La tasa total de fallos de apantallamiento (**SFR**) es el número de descargar que impactan sobre un conductor de fase; sin embargo, no todas ellas acaban en un cebado del aislador, sino solamente aquellas que produzcas una sobretensión que supere el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (**CFO**) del aislador. De esta forma, el **SFR** incluye todos los impactos que caen en el conductor de fase (los que producen cebado del aislador y los que no).

Para calcular la tasa de cebados directos se tiene que calcular la tensión que produce un rayo al impactar sobre una línea

$$V = \frac{I_d}{2} * Zc$$

Donde I_d es la intensidad de descarga del rayo que impacta en la fase activa y Z_c es la impedancia del conductor de fase.

La intensidad crítica (I_c) para la cual se produce un cebado del aislador se fija sobretensión (V) que produce el impacto del rayo en la línea igual al nivel de aislamiento a impulso tipo rayo del aislador

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_c}$$

$$CFO = L * 605 \text{ kV/m}$$

Donde

L es la longitud del aislador o de la cadena de aislador

A partir de este valor se obtiene la tasa de cebado directos de una línea según la siguiente expresión:

$$SFFOR = 2 * N_g * L * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI$$

La tasa de cebado directos por cada 100 km se expresa

$$SFFOR = 0,2 * N_g * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI$$

La integral representa la probabilidad de que un rayo que caiga en la línea impacte en un conductor de fase y además ceba el aislador. Dicha probabilidad multiplicada por la densidad de carga de la zona (N_g) y por la longitud de la línea (L) da como resultado el número de descargas al año que impactan en un conductor de fase y además ceban los aisladores.

Los aisladores solo se cebarán si la intensidad del rayo es mayor que la intensidad crítica y menor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento de ahí los límites de la integral.

Es necesario analizar la tasa de cebado inverso (**BFR**, Blackflashover Rate) que indica que cuando una carga impacta en un cable de guarda, una parte de su intensidad deriva a tierra a través de la impedancia de apoyo (Z_T) y de la impedancia de puesta a tierra del mismo (Z_{PAT}).

Dependiendo de los valores de Z_T y de Z_{PAT} , las sobretensiones en los aisladores (medidas desde el apoyo hacia el conductor de fase) pueden producir el cebado de los mismos, esto se conoce como cebado inverso. Para que ocurra un cebado inverso, la sobretensión a través del aislador debe ser mayor o igual a su aislamiento a impulso tipo rayo (**CFO**). El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo; en este caso la impedancia efectiva equivalente resultante es el paralelo de la impedancia de dicho apoyo con el paralelo de las impedancias correspondientes a las dos direcciones de propagación del conductor de tierra; y ambas en serie con la resistencia de puesta a tierra, siendo su valor

$$Z_{eq} = \frac{Z_T * Z_g}{2 * Z_T + Z_g} + Z_{PAT}$$

Si la línea tiene dos cables de guarda; donde Z_T es la impedancia del apoyo y Z_g es la impedancia característica del cable guarda.

La intensidad crítica, I_c para la cual se produce el cebado inverso es la intensidad que produce una sobretensión en el apoyo que supera el nivel de aislamiento del aislador

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_{eq}}$$

La tasa de cebados inversos por cada 100 km considerando que lo habitual es que la intensidad para la cual se produce cebado inverso (I_c) sea mayor que la intensidad máxima de fallo de apantallamiento (I_m), la ecuación quedaría:

$$N_{INV} = 0.2 * Ng * \left[\int_{I_c}^{\infty} D'_g * p(I) * dl * S_g \right]$$

Finalmente, la tasa de cebados inducidos (**INFOR**, Induced Voltage FlashOver Rate) que se produce cuando el rayo no cae en el conductor de fase ni en el cable de guarda sino en tierra, se induce una sobretensión en la línea cuyo valor, en algunos casos, puede superar al nivel de aislamiento de los aisladores y provocar su cebado. Para el estudio de las sobretensiones inducidas existen diferentes modelos se tomará el método empleado por Rusck.

Para la geometría de la torre y despreciado la distancia de separación del conductor de fase al apoyo (a) frente a la distancia de impacto (x), la sobretensión inducida entre el conductor de fase y el cable de guarda (que está conectado a tierra) viene dado por la expresión:

$$U_{ind} = \frac{30 * I * K_v}{x} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

Donde x es la distancia perpendicular entre el punto de caída del rayo y la línea, h es la altura del cable de guarda, I es el valor de pico de la corriente de rayo (kA), **Z_g** es la impedancia característica del cable de guarda (Ω), **Z_m** es la impedancia mutua entre el cable de guarda y el conductor de fase (Ω), **R** es la resistencia de puesta a tierra de apoyo (Ω) y **K_v** es una constante que se obtienen según la siguiente expresión:

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2 - v^2}}$$

Donde v es la velocidad del rayo (en tanto por uno respecto de la luz) que puede estimarse mediante:

$$v = \frac{0,486}{1 + \frac{27,3}{I}}$$

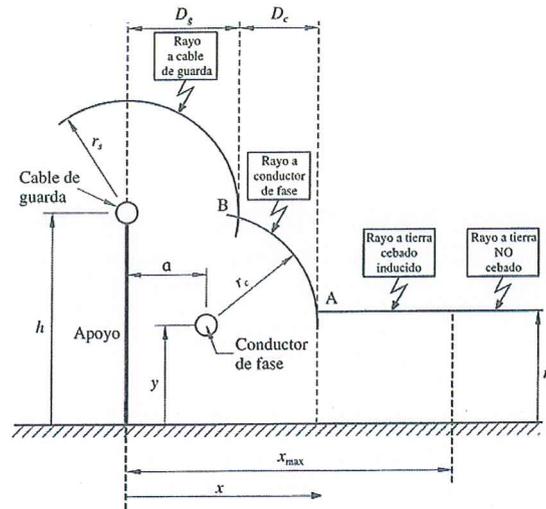


Fig. E.3 – Cebados Inducidos [22]

Para una configuración determinada de línea, dada la altura del conductor (y), hay para cada intensidad I una distancia máxima de caída de rayo (x_{max}), para la cual la tensión inducida será exactamente la tensión de cebado ($U_{ind}=CFO$).

$$x_{max} = \frac{30 * I * K_v}{CFO} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

El cebado por sobretensiones inducida se produce cuando el rayo cae a una distancia x tal que $D_g + D_c < x < x_{max}$, de esta forma, se tiene que la tasa de cebado inducido por cada 100 km es:

$$N_{IND} = 0.2 * N_g$$

$$* \left[\int_{I_{m_in}}^{I_m} (x_{max} - D_g - D_c) * f(I) * dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - D_g) * f(I) * dI \right]$$

Al final el ángulo de apantallamiento total se define como aquel en el cual la tasa de cebado (**SFFOR**) es nula. El ángulo de apantallamiento perfecto es el máximo ángulo α que debe formar la línea que une el cable de guarda y la fase más desfavorable con respecto a una línea vertical. Esto se puede lograr cuando la intensidad crítica y la intensidad máxima de fallo de apantallamiento son iguales.

El ángulo de apantallamiento perfecto (α_p) se obtiene:

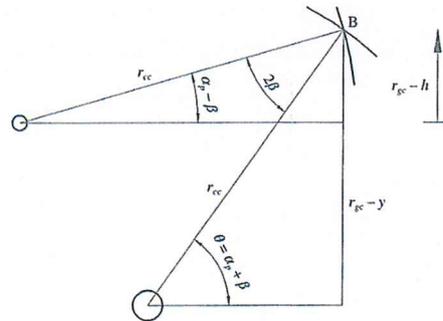


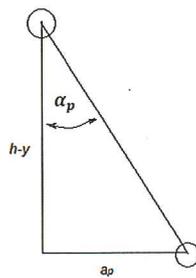
Fig. E.4– Apantallamiento perfecto [22]

$$\alpha_p - \beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_{gc} - h}{r_{cc}} \right)$$

$$\alpha_p + \beta = \text{sen}^{-1} \left(\frac{r_{gc} - h}{r_{cc}} \right)$$

Donde r_{gc} y r_{cc} son respectivamente las distancias críticas de tierra y la distancia crítica de conductor correspondiente a la intensidad crítica (I_c).

Sumando las ecuaciones se obtiene el ángulo de apantallamiento perfecto:



$$\alpha_p = \text{tg}^{-1} \frac{a_p}{h - y}$$

$$a_p = \sqrt{r_{cc}^2 - (r_{gc} - h)^2} - \sqrt{r_{cc}^2 - (r_{gc} - y)^2}$$

La siguiente sección es para establecer las condiciones del proyecto, consideraremos las dimensiones de la extensión de barra asociada a la estructura geométrica planteada.

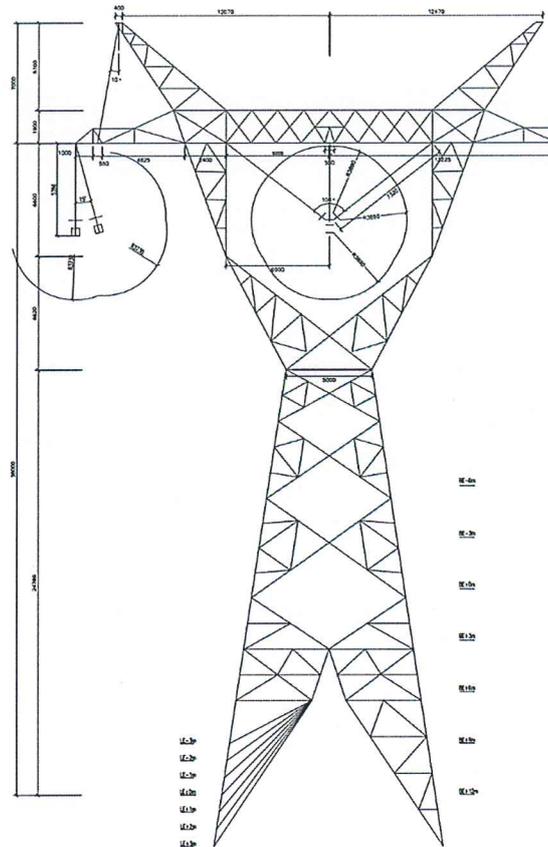


Fig. E.5 – Torre de Transmisión aérea 500 kV- ST32 - Torre tipo – Ecuador.

La altura total de la torre $h=45$ metros, la altura al último brazo $y=38$ m, la separación entre el cable de guarda y la fase $a=2.6$ m, el Angulo de apantallamiento es:

$$\begin{aligned}
 \operatorname{tg} \alpha &= \frac{a}{h-y} = \frac{2.6}{45-38} = 0.3714 \\
 \alpha &= 20.38^\circ
 \end{aligned}$$

Considerando la distancia critica para la intensidad máxima de fallo de apantallamiento y los valores establecidos en la IEEE std 998 tenemos:

$$r_{gm} = \frac{\frac{h+y}{2}}{1-\gamma \operatorname{sen} \alpha} = \frac{\frac{45+38}{2}}{1-1 * \operatorname{sen}(20.38)} = 63.67 \text{ m}$$

Con lo que podemos obtener la intensidad máxima de fallo de apantallamiento

$$I_m = \left(\frac{r_{gm}}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} = \left(\frac{63,67}{8}\right)^{\frac{1}{0.65}} = 24.31 \text{ kA}$$

La probabilidad de que la intensidad de descarga del rayo sea menor a 24.31 kA, considerando los valores de la IEEE std. 1410 son $n_c = 2.6$ e $I_{50} = 31 \text{ kA}$ es:

$$P(I < 24.31 \text{ kA}) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{24.31}{31}\right)^{2.6}} = 0.347 \text{ pu} \equiv 34,72\%$$

$$CFO \approx L * 605 \text{ kV/m}$$

Donde

L es la longitud del aislador o de la cadena de aisladores (8400 mm = 8.4 m)

$$CFO = 8.4 \text{ m} * 605 \frac{\text{kV}}{\text{m}} = 5082 \text{ kV}$$

No todas las descargas producirán una sobretensión en la red capaz de cebar los aisladores por lo que calcularemos la intensidad crítica, sabiendo que el nivel de aislamiento a impulso tipo rayo para los aisladores de línea es de 5082 kV, los siguientes parámetros corresponden a un aislador cerámico

La impedancia característica puede expresarse de la siguiente manera:

$$Z_c = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2y}{r}\right) * \ln\left(\frac{2y}{R}\right)}$$

Donde

r radio del conductor (ACAR 1100, $\Phi = 30.7 \text{ mm}$, $r = 15.35 \text{ mm}$)

R es el radio corona en metro

$$RMG = \sqrt[4]{\sqrt{2} * \Delta^3 * r}$$

Δ distancia de separación entre conductores

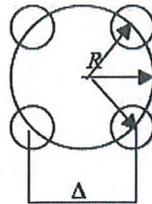


Fig. E.6– RMG para 4 conductores

$$RMG = \sqrt[4]{\sqrt{2} * 500^3 * 15.53} = 228.91 \text{ mm}$$

$$R * \ln\left(\frac{2 * y}{R}\right) = \frac{V_{fase}}{E_0}$$

Donde

E_0 : Gradiente límite para crecimiento del anillo corona (1500 kV/m)

$$R * \ln\left(\frac{2 * 38}{R}\right) = \frac{525}{1500}$$

$$R * \ln\left(\frac{76}{R}\right) = 0.35$$

$$R = 0.0474 \text{ m}$$

$$Z_c = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * 38}{0.229}\right) * \ln\left(\frac{2 * 38}{0.0474}\right)} = 392.71 \Omega$$

$$I_c = \frac{2 * CFO}{Z_c} = \frac{2 * 5082}{392.71} = 22.88 \text{ kA}$$

La resistencia de puesta a tierra de la torre es de $Z_{PAT} = 10 \Omega$ considerando un valor de resistividad del terreno de $300 \Omega m$ con cuatro varillas en paralelo y contrapeso.

La impedancia característica de la torre se calcula considerando la geometría

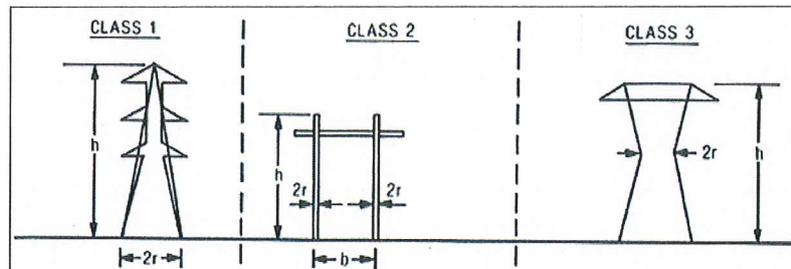


Fig. E.7– Impedancia características de las torres – class 3 - método Hileman

$$Z_T = 60 * [\ln\left(\sqrt{2} * \frac{2 * h}{r}\right) - 1] = 60 * [\ln\left(\sqrt{2} * \frac{2 * 45}{2,5}\right) - 1] = 175.81 \text{ ohm}$$

La densidad de rayo en la zona Ng (rayos/km² y año), considerando un nivel ceraúnido en ciudad del Coca de 50, acorde al mapa isoceraúnico del Ecuador (<http://elestudianteelectromecanico.blogspot.com/2015/09/mapa-isoceraunico-del-ecuador.html>).

$$N_g = 0.04 * T_d^{1.25} = 0.04(50)^{1.25} = 5,32 \text{ impactos al año por km}^2$$

El radio crítico es igual:

$$r_c = \gamma_c * r_g$$

$$\gamma_s = \gamma_c = 1$$

Tenemos

$$r_c = 63,67 \text{ m}$$

La distancia de exposición de los conductores de fase (D_c) será igual a:

$$D_c = r_c * [\cos\theta - \cos(\alpha + \beta)]$$

$$\beta = \text{sen}^{-1}\left(\frac{h - y}{2 * r_c * \cos\alpha}\right) = \text{sen}^{-1}\left(\frac{45 - 38}{2 * 63.67 * \cos(20.28)}\right) = 3,36^\circ$$

$$\theta = \text{sen}^{-1}\left(\frac{r_g - y}{r_c}\right) = \text{sen}^{-1}\left(\frac{63,67 - 38}{63,67}\right) = 23.78^\circ$$

$$D_c = 63.67 * [\cos(3.36) - \cos(20.38 + 3.36)] = 5.28 \text{ m}$$

$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta) = 63.67 * \cos(20.38 - 3.36) = 60.88 \text{ m}$$

La tasa de cebados directos por cada 100 km es igual:

$$N_D = 0,2 * N_g * \int_{I_c}^{I_m} D_c * f(I) * dI = 0,2 * 5,32 * \int_{22,88}^{24,31} (5,28) * f(I) * dI$$

$$f(I) = \frac{n_c}{I_{50}^{nc}} \frac{I^{nc-1}}{\left[1 + \left(\frac{I}{I_{50}}\right)^{nc}\right]^2} = \frac{2.6}{31^{2.6}} \frac{I^{1.6}}{\left[1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}\right]^2}$$

$$N_D = 0.00347 \frac{\text{cebados}}{100\text{km}} \text{ y año}$$

La impedancia característica del cable de guarda es de $Z_g = 700 \Omega$ y la impedancia característica mutua es de $Z_m = 130 \Omega$

El caso más desfavorable de cebado inverso tiene lugar cuando la descarga impacta en el apoyo, la estructura como tal en serie con la impedancia de puesta a tierra se calcula:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T * Z_g}{2 * Z_T * Z_g} + Z_{PAT} = \frac{175.81 * 700}{2 * 175.81 + 700} + 10 = 127.03 \Omega$$

La intensidad crítica I_c para la cual se produce el cebado inverso sería:

$$I_c = \frac{CFO}{Z_{eq}} = \frac{5082}{127.03} = 40.01 \text{ kA}$$

Considerando los valores de descarga superiores a la intensidad máxima de fallo de apantallamiento si llega a un $D_c=0$ con lo que la nueva $D_g=D_g'$

$$D'_g = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \text{ para } r_g > h$$

$$a = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h)^2} - \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2}$$

$$a = \sqrt{63.67^2 - (63.67 - 45)^2} - \sqrt{63.67^2 - (63.67 - 38)^2} = 2,6 \text{ m}$$

$$D'_g = \sqrt{63.67^2 - (63.67 - 45)^2} = 60.87 \text{ m}$$

Se debe considerar la separación de los guardas que es igual $S_g = 24,94 \text{ m}$

$$N_{INV} = 0.2 * Ng * \left[\int_{I_c}^{\infty} D'_g * f(I) * dI + S_g \right] \equiv 0.6 * Ng * P(I > I_c)$$

$$P(I > 40.01 \text{ kA}) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{40.01}{31}\right)^{2.6}} = 0.66$$

$$N_{INV} = 0.6 * 5.32 * 0.66 = 2.10$$

$$N_{INV} = 2.10 \frac{\text{cebados}}{100} \text{ km y año}$$

Finalmente, el cálculo de tasa de cebados inducidos (IVFOR) que indica cuando el rayo no cae en el conductor de fase, ni en el guarda sino directamente a tierra que induce una sobretensión en la línea

$$D_g = r_c * \cos(\alpha - \beta) = 63.67 * \cos((20.38) - 3,36) = 60.88 \text{ m}$$

La velocidad del rayo es igual,

$$v = \frac{0.486}{1 + \frac{27.3}{I}} = \frac{0.486}{1 + \frac{27.3}{48}} = 0.309$$

La sobretensión inducida entre el conductor de fase y el cable de guarda viene dada por:

$$U_{ind} = \frac{30 * I * K_v}{x} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

$$x = D_g + D_c$$

$$K_v = 1 + \frac{v}{\sqrt{2 - v^2}} = 1 + \frac{0.309}{\sqrt{2 - 0.309^2}} = 1.22$$

$$U_{ind} = \frac{30 * 48 * 1.22}{66.15} \left[38 - \frac{130 + 2 * 10}{700 + 2 * 10} * 45 \right] = 760.22 \text{ kV}$$

Se puede considerar la distancia máxima de caída de rayo para la cual la tensión inducida será exactamente igual a la tensión de cebado ($U_{ind} = CFO$)

$$x_{max} = \frac{30 * I * K_v}{CFO} \left[y - \frac{Z_m + 2 * R}{Z_g + 2 * R} * h \right]$$

La tasa de cebados inducidos por cada 100 km es:

$$N_{IND} = 0.2 * N_g$$

$$* \left[\int_{I_{m_in}}^{I_m} (x_{max} - D_g - D_c) * f(I) * dI + \int_{I_m}^{\infty} (x_{max} - D_g) * f(I) * dI \right]$$

$$N_{IND} = 0.2 * 5.32$$

$$* \left[\int_{45}^{48} (66.15 - 60.88 - 5.28) * f(I) * dI \right. \\ \left. + \int_{48}^{\infty} (66.15 - 60.88) * f(I) * dI \right]$$

$$N_{IND} = 1.064 * \left[\int_{24.3}^{48} (0.01) * f(I) * dI + \int_{48}^{\infty} (5.27) * f(I) * dI \right]$$

$$N_{IND} = 0.0435 \frac{\text{cebados}}{100} \text{ km y año}$$

La tasa de cebado total

$$N_T = N_D + N_{INV} + N_{IND} = 0.00347 + 2.1 + 0.0435 = 2.14 \frac{\text{cebados}}{100 \text{ km}} \text{ y año}$$

La tasa de 2,14 cebados por 100 km/año se encuentra por debajo de la máxima salida permitidas de tres (3) cebados por 100 km/año descargas atmosféricas.

El uso de cable de guarda reduce el riesgo de descargas directas en los conductores de fase, pero aumenta los riesgos de cebados inversos. La reducción del riesgo de descargas directas se producirá, siempre y cuando, la conductividad del suelo sea elevada y las puestas a tierra correctas

El ángulo de protección negativo al guarda mejora el desempeño de la línea y elimina la falla por descarga directa

El comportamiento de los aisladores de línea tiene un gran impacto en la subestación, la tasa de disparo de las líneas debido a los rayos determina la frecuencia de reenganches.

En tensiones superiores a 72,5 kV las tensiones inducidas pueden despreciarse y el comportamiento frente a los rayos es determinado solamente por los impactos directos.

No se puede dar reglas generales sobre la tasa de fallas adecuadas ya que esta depende de la consecuencia de los cortes debido al rayo y del costo del apantallamiento, de la rigidez del aislamiento y del sistema de puesta a tierra, sin embargo, en los tramos próximos a la subestación conviene que las tasas de fallos sean menores para evitar transferencia y

reenganche de los equipos. El programa FLASH desarrollado para probar e implementar los métodos de la IEEE permite estimar las tasas de salidas esperas de las líneas.

El método empleado en este anexo determina su accionar sobre la probabilidad de ocurrencia de una falla, es necesario establecer un método analítico que permita obtener una distribución estadística, condicionando al tiempo y así estimar los errores en función de históricos, en ese análisis se mantiene la incertidumbre estadística.

La tasa de fallo de una línea de transmisión está sujeta al estudio económico de la energía no suministrada, si el costo de energía no suministrada es alto, se debe cambiar las dimensiones de la torre.

**ANEXO F. DISTANCIAS DE SEGURIDAD
(Informativo)**

La franja de servidumbre establecida por el ARCONEL en su regulación 018/18 para 500 kV corresponde a los valores de la Tabla 1 resumida en la siguiente figura F.1.

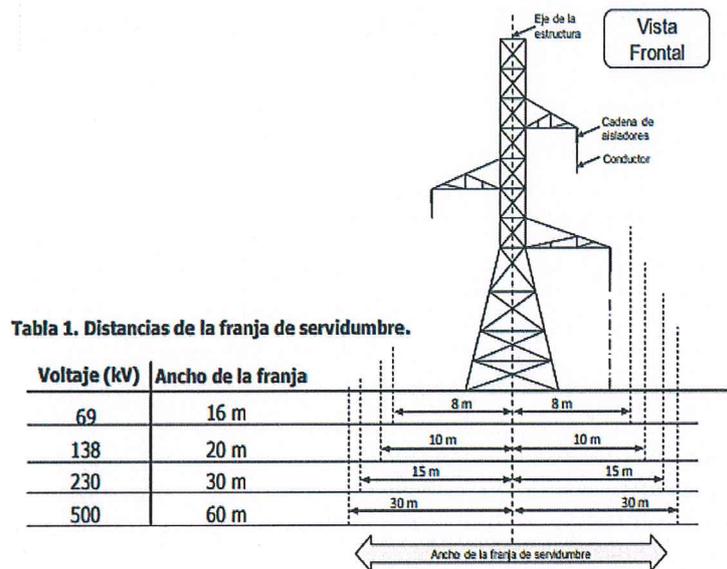


Fig. F.1– Franja de servidumbre ARCONEL - 018/18 Tabla 1, figura 1

La distancia mínima de desbroce de vegetación se tiene considerado en la regulación del ARCONEL figura F.2.

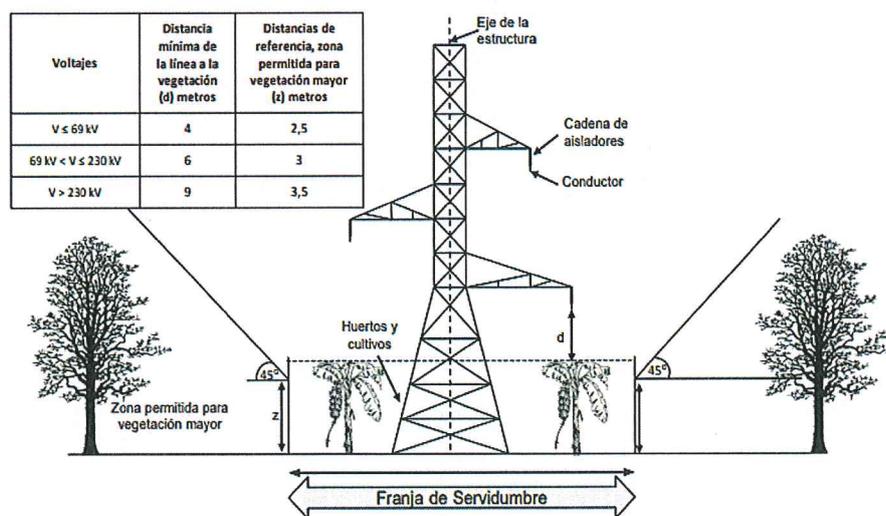


Fig. F.2– Desbroce de vegetación al contorno de una línea ARCONEL – 018/18 figura 2

Las distancias mínimas de seguridades horizontales y verticales son consideradas acorde a la regulación ARCONEL – 018/18.

Para las distancias mínimas de seguridad vertical (D_v) de conductores adyacentes, pero no adheridos a edificaciones y otras instalaciones y sobre 22 kV se debe considerar la siguiente formula:

$$D_v = D_0 + (0,01 * (V_n - 22) * (1 + 0.01 * f_c))$$

Donde

D_v es la distancia vertical [m].

D_0 es la distancia vertical de seguridad indicada en la tabla 3 de la regulación.

V_n es el voltaje fase-fase nominal del conductor [kV]

f_c es el factor de corrección a partir de los 100 m sobre el nivel del mar

$f_c = 0$ si es menor a 1000 m.s.n.m

$f_c = 3$ desde 1000 a 1300 m.s.n.m

$f_c = 6$ desde 1300 a 1600 m.s.n.m y así cada 300 m

La siguiente tabla resume las distancias verticales consideradas para 500 kV a diferentes alturas sobre el nivel de mar.

Tabla F.I
DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICAL DE CONDUCTORES ADYACENTES, PERO NO ADHERIDOS A EDIFICACIONES Y OTRAS INSTALACION

ALTURA /VOLTAJE (V)	DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICAL DE CONDUCTORES ADYACENTES, PERO NO ADHERIDOS A EDIFICACIONES Y OTRAS INSTALACION						
	0-1000 m.s.n.m	0-1000 m.s.n.m	1000-1300 m.s.n.m	1300 -1600 m.s.n.m	1600-1900 m.s.n.m	1900-2100 m.s.n.m	2100-2400 m.s.n.m
DISTANCIA (m)	750 V - 22 Kv	500 kV	500 kV	500 kV	500 kV	500 kV	500 kV
Vertical arriba o abajo de techos o proyecciones no accesibles a personas	3,80	8,58	8,72	8,87	9,01	9,15	9,30
Vertical arriba o abajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas.	4,10	8,88	9,02	9,17	9,31	9,45	9,60

Las distancias horizontales de seguridad (D_H) mayores de 22 kV se calculan a partir de la siguiente formula:

$$D_H = 2,3 + 0.01 * (Vn - 22)$$

Tabla F.II
DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD HORIZONTAL DE CONDUCTORES ENERGIZADOS EN REPOSO A EDIFICACIONES, ANUNCIOS PUBLICITARIOS, CARTELERAS, CHIMENENAS, ANTENAS DE RADIO Y TELEVISION, TANQUES Y OTRAS INSTALACIONES EXCEPTO PUESTE

Voltaje de la Línea	Distancia de seguridad horizontal de conductor en reposo (m)
0 - 750 V	1,70
750 - 22 kV	2,30
500 kV	7,08

En el caso de desplazamiento por viento, la formulación se modifica para distancias horizontales de seguridad

$$D_H = 1,4 + 0.01 * (Vn - 22)$$

Se considera el siguiente valor para 500 kV:

Tabla F.III
DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD HORIZONTAL DE CONDUCTORES ENERGIZADOS EN REPOSO A EDIFICACIONES, ANUNCIOS PUBLICITARIOS, CARTELERAS, CHIMENENAS, ANTENAS DE RADIO Y TELEVISION, TANQUES Y OTRAS INSTALACIONES BAJO VIENTO

Voltaje de la Línea	Distancia de seguridad horizontal, en el caso de desplazamiento por viento (m)
0 - 750 V	1,10
750 - 22 kV	1,40
500 kV	6,18

La siguiente figura señala las distancias horizontales (D_H) y distancias verticales (D_V) de separación ente conductores y edificaciones

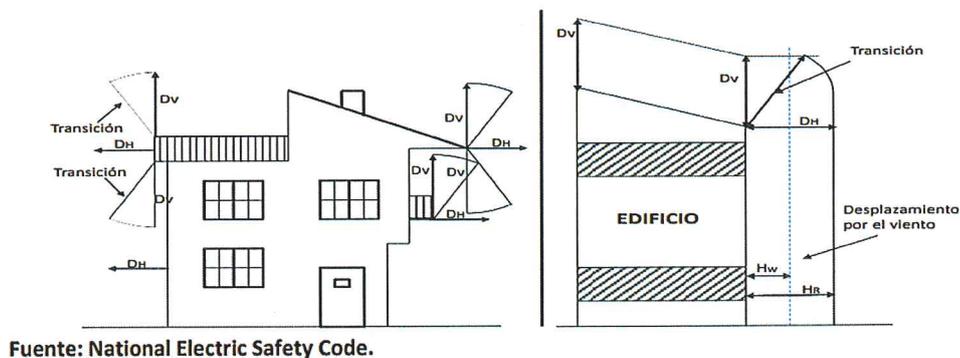


Fig. F.3– Distancia de seguridad a edificaciones

Las distancias de seguridad para vías de tránsito corresponden a la altura mínima que deben guardar los conductores respecto a vías de tránsito de personas y vehículos, vías férreas y superficies de agua, las distancias de seguridad mínimas para 500 kV se resumen en la siguiente tabla:

Tabla F.IV

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICAL DE CONDUCTORES A VIAS DE TRANSITO, VIAS FERREAS Y SUPERFICIES NAVEGABLES

ALTURA /VOLTAJE (V)		0-1000	0-1000	1000-	1300 -	1600-	1900-	2100-
		m.s.n.m	m.s.n.m	1300-	1600	1900	2100	2400
		m.s.n.m	m.s.n.m	m.s.n.m	m.s.n.m	m.s.n.m	m.s.n.m	m.s.n.m
DISTANCIA (m)		750 V - 22 Kv	500 kV	500 kV	500 kV	500 kV	500 kV	500 kV
Vías Férreas		8,10	12,88	13,02	13,17	13,31	13,45	13,60
Vías de tránsito de vehículos		5,60	10,38	10,52	10,67	10,81	10,95	11,10
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones		4,40	9,18	9,32	9,47	9,61	9,75	9,90
Aguas donde no está permitida la navegación		5,20	9,98	10,12	10,27	10,41	10,55	10,70
Aguas navegables con una superficie de:	a) Menores a 0,08 km ²	6,20	10,98	11,12	11,27	11,41	11,55	11,70
	b) Mayor a 0,08 hasta 0,8 km ²	8,70	13,48	13,62	13,77	13,91	14,05	14,20
	c) Mayor a 0,8 hasta 8 km ²	10,50	15,28	15,42	15,57	15,71	15,85	16,00
	d) Sobre 8 km ²	12,30	17,08	17,22	17,37	17,51	17,65	17,80

Las distancias distancia de aislamiento se puede considerar acorde a lo establecido en la IEC 60071-2 en el Anexo 2, para establecer la distancia mínima en correlación al Tensión de impulso tipo rayo estándar se describe en la Tabla A.1.

Tabla F.V

CORRELACIÓN DE DISTANCIA ENTRE EL VOLTAJE DE IMPULSO TIPO RAYO ESTANDAR Y LA DISTANCIA MINIMA EN AIRE, IEC 60071-2 -TABLE A.1

Standard lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

NOTE - The standard lightning impulse is applicable phase-to-phase and phase-to-earth.
For phase-to-earth, the minimum clearance for conductor-structure and rod-structure is applicable.
For phase-to-phase, the minimum clearance for rod-structure is applicable

La siguiente tabla considera la distancia entre la relación de tensión de impulso estándar por conmutación y la distancia mínima en aire de fase a tierra, tabla A2 de la IEC 60071-2

Tabla F.VI

CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE IMPULSO POR CONMUTACION ESTANDAR Y LA DISTANCIA EN AIRE MINIMA DE FASE A TIERRA, IEC 60071-2 -TABLE A.2

Standard switching impulse withstand voltage kV	Minimum phase-to-earth mm	
	Conductor-structure	Rod-structure
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

La siguiente tabla considera la distancia entre la relación de tensión de impulso estándar por conmutación y la distancia mínima en aire de fase a fase, tabla A3 de la IEC 60071-2

Tabla F.VII

CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE IMPULSO POR CONMUTACION ESTANDAR Y LA DISTANCIA EN AIRE MINIMA DE FASE A FASE, IEC 60071-2 -TABLE A.3

Standard switching impulse withstand voltage			Minimum phase-to-phase clearance mm	
Phase-to- earth kV	Phase-to-phase value	Phase-to- phase kV	Conductor-conductor parallel	Rod- conductor
	Phase-to-earth value			
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000
1300	1,7	2210	6100	7400
1425	1,7	2423	7200	9000
1550	1,6	2480	7600	9400