

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERIA ELÉCTRICA

PRESENTA:

RUIZ PÉREZ KARINA ALEJANDRA

NOMBRE DEL PROYECTO:

**“DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN LA
LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ANG-73970-TGD”**

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO-DICIEMBRE DEL 2018

Contenido

1. Introducción.....	5
1.1 Antecedentes.....	5
1.2 Estado del Arte.....	5
1.3 Justificación.....	7
1.4 Objetivo.....	7
1.5 Metodología	8
2. Fundamento teórico	9
2.1 Sistema de transmisión.....	9
2.2 Elementos de una línea de transmisión.....	9
2.2.1 Conductores	9
2.2.2 Aisladores	11
2.2.2.1 Tipos de aisladores según su diseño	11
2.2.3 Soporte o estructuras	12
2.2.3.1 Clasificación de los soportes.....	13
2.3 Pérdidas de Energía.....	14
2.3.1 Pérdidas Técnicas	14
2.3.1.1 Pérdidas de Energía por efecto Joule.....	15
2.3.1.2 Pérdidas por efecto corona.....	15
2.3.1.3 Pérdidas debidas a Armónicos.....	15
2.3.1.4 Pérdidas debidas a corrientes de fuga.....	15
2.3.1.5 Pérdidas independientes de la carga o demanda	16
2.3.1.6 Factores que influyen en las pérdidas técnicas	16
2.4 Impedancia de Líneas de Transmisión	16
2.4.1 Resistencia eléctrica de un conductor al paso de la corriente alterna	17
2.4.1.1 Efecto de piel	19
2.4.1.2 Efecto de proximidad.....	19
2.4.2 Reactancia Inductiva.....	19
2.4.2.1 Inductancia	20
2.4.2.2 Inductancia propia.....	21
2.4.2.3 Inductancia mutua	21
2.4.3 Reactancia capacitiva	22

2.4.3.1	Capacitancia	22
2.4.3.2	Capacitancia inductiva específica (SIC)	23
2.5	Comportamiento de los conductores ante las temperaturas ambientales.	23
2.6	Normatividad Vigente	24
3.	Desarrollo.....	27
3.1	Datos específicos de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD.....	27
3.2	Ubicación geográfica de la línea.	28
3.3	Temperaturas presentadas en los municipios representativos de la línea durante el mes Octubre del 2018	29
3.4	Resumen de potencia, energía y corrientes de la línea ANG-73970-TGD.....	30
3.5	Cálculo de resistencia del conductor conforme a las temperaturas presentadas en la tabla 7.	32
3.6	Cálculo de pérdidas de energía.	35
4.	Resultados y conclusiones.....	37
	Referencias Bibliográficas	41
	Anexos.....	43
	Anexo 1.- Características generales del cable ACSR.....	43
	Anexo 2. Prueba a los alambres de aluminio duro, alambres de acero y cable terminado.....	44
	Anexo 3.- Prueba de Esfuerzo- Deformación.	46
	Anexo 4.- Planes de muestreo para cables de aluminio con núcleo de acero (ACSR).	50
	Anexo 5.- Capacidades de conducción de corriente de los cables de aluminio con alma de acero (ACSR)	53
	Anexo 6.- Características físicas y eléctricas del cable de aluminio con alma de acero (ACSR).....	54
	Índice de Figuras	
	Figura 1.- Diagrama de bloques del Hardware	8
	Figura 2.- Principales factores que inciden en las pérdidas técnicas.....	16
	Figura 3.- Fórmulas de cálculo de la inductancia total.....	21
	Figura 4.- Capacitancia del cable.....	22
	Figura 5.- Elongación de un conductor de acuerdo a su temperatura.	24
	Figura 6.- Diagrama Unifilar ANG-73970-TGD	27
	Figura 7.- Ubicación geográfica de ANG-73970-TGD.	28

Índice de Tablas

Tabla 1.- Tipo de Pérdida de Energía.....	14
Tabla 2.- Valores de constante ks.....	18
Tabla 3.- Valores de constante kp	19
Tabla 4.- Radio medio geométrico de conductores usuales	21
Tabla 5.- Ficha Técnica de la línea.....	28
Tabla 6.- Ficha técnica del conductor	28
Tabla 7.- Temperaturas del mes de Octubre.	29
Tabla 8.- Simbología de precipitación de lluvias.	30
Tabla 9.- Clasificación de la precipitación según la intensidad.....	30
Tabla 10.- Potencia, energía y corriente de Octubre 2018.....	32
Tabla 11.- Resistencias con T _{máx} y T _{min}	35
Tabla 12.- Pérdidas de Energía.	37
Tabla 13.- Resultados diarios de pérdidas	38
Tabla 14.- Temperatura en días con mayor porcentaje de pérdidas.....	38
Tabla 15.- Pérdidas en días significativos con horarios.	39
Tabla 16.- Días con mayor demanda.	40

Determinación de Pérdidas Técnicas de Energía en la línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD.

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La electricidad desde sus inicios ha sido una de las fuentes de energía con mayor auge en la vida cotidiana, vino a resolver las necesidades del ser humano en cuestiones de servicios como iluminación, comunicación y avances tecnológicos. La generación proviene de centrales convirtiendo la energía cinética a mecánica y teniendo como resultado energía eléctrica, está a la vez pasa por una etapa de elevación de potencia para luego ser transportada en las líneas de transmisión, subtransmisión hasta llegar a los usuarios por medio de la distribución.

Desde el punto de generación las líneas que transportan la energía tienden a recorrer muchos kilómetros pasando por terrenos altos, bajos, rocosos, húmedos, secos los cuales influyen mucho en la eficiencia del conductor así como también en las estructuras que las suspenden. Otro de los factores que influyen en el deterioro de las líneas es la antigüedad de los componentes de la Red de transmisión ya que estos tienden a presentar corrosión, rupturas y desgaste, los cuales son causantes de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía en subtransmisión es la diferencia entre lo generado por la central a lo entregado a distribución, esto se refleja en casos como elevación de temperatura en el conductor, variación de voltaje y corriente. La relación entre demanda y pérdidas es directamente proporcional. Respecto al crecimiento poblacional y comercial en los últimos años el consumo energético ha tenido una mayor demanda el cual da origen a altos niveles de pérdida de energía provocando así una deficiencia respecto a la calidad del sector eléctrico.

Para poder tener los niveles de calidad que el usuario necesita es necesario realizar un estudio y cálculo de pérdidas de energía sobre las líneas de subtransmisión, para poder determinar soluciones que conlleven a la reducción de estas, obteniendo así una mejora en el sector eléctrico de la Red Nacional.

1.2 Estado del Arte

Saadi Joel Jiménez Romero; Universidad Nacional de Ingeniería “Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica”; Perú; Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica. Presenta nuevas metodologías para mejorar la precisión en la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución, en base al flujo de carga en los tres niveles de tensión que presenta una distribuidora de energía eléctrica (Alta Tensión, Media Tensión y Baja tensión). [1]

Ing. Adolfo Salcedo, Galo Cárdenas Villavicencio, Luis Hidalgo; Escuela Superior Politécnica del Litoral; Ecuador; Análisis técnico y económico para la reducción de pérdidas técnicas y comerciales de energía en la empresa eléctrica regional Guayas- Los Ríos

EMELGUR. Determina las pérdidas técnicas de energía a nivel de subtransmisión, subestaciones de distribución, líneas primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas; con esta información se presenta un proyecto de automatización de procesos administrativos (lecturas, facturación, corte y reconexión). [2]

Juan Manuel Ochoa Osorio; Universidad de San Carlos de Guatemala; Guatemala; Estimación de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos. Se proponen soluciones para reducir las pérdidas técnicas, basado en los resultados obtenidos y por un estudio hecho de desbalance de fases. Se utilizó un proceso de integración de las pérdidas de potencia utilizando factores que representan el comportamiento del sistema. [3]

Luis Nazario Ángel Cortés, MC. Mario Salvador Esparza González; Instituto Tecnológico de Aguascalientes; México; Análisis de Pérdidas de Energía Eléctrica en una línea de Transmisión de CA comparada con una de CD. En este artículo se presenta el análisis comparativo de las pérdidas de potencia eléctrica generadas en la transmisión de energía eléctrica en un sistema de CD y uno de CA mostrando que un sistema de CD es más eficiente. [4]

Guillermo Mauricio Aguirre Vásquez; Universidad de el Salvador “Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Escuela de Ingeniería Eléctrica”; El Salvador; Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución. En esta tesis se investiga los diferentes métodos utilizados para la determinación de las pérdidas técnicas en redes de distribución en media tensión en Latinoamérica y construir un cuadro comparativo de los diferentes métodos de cálculo de pérdidas técnicas, identificando ventajas y desventajas. [5]

Darío Javier Barrionuevo Mayorga, Jorge Orlando Rodríguez Morales; Universidad Técnica de Cotopaxi “Facultad de Ciencias De la Ingeniería y Aplicadas, Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia”; Ecuador; Análisis de perfiles de voltaje y pérdidas técnicas empleando curvas de carga en el ramal Totoras, Pelileo y baños a nivel de subtransmisión (69 kV) de la empresa eléctrica Ambato S.A. Se investiga los sistemas de subtransmisión, pérdidas técnicas y perfiles de voltaje, a partir de bibliografías científicas que sirvan de base para la investigación. [6]

Zeus Jesús Maza Hernández; Instituto Tecnológico Nacional Campus Tuxtla Gutiérrez; México; Análisis de pérdidas técnicas en el SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) en estado estable o en mantenimiento con libranza. Determina los factores que inciden en las pérdidas de las líneas de subtransmisión de energía de 115 kv, del sistema eléctrico de potencia de la zona Tuxtla. [7]

Felipe Gaspar Latorre Riquelme; Universidad de Chile “Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica”; Chile; Metodología de asignación de pérdidas en sistemas de subtransmisión con múltiples propietarios. Consiste en el desarrollo y aplicación de una metodología que permita asignar las pérdidas de energía y potencia de forma eficiente entre distintos propietarios de instalaciones de subtransmisión. [8]

Lo que aquí se propone como proyecto es la determinación y cálculo de pérdidas técnicas en una línea de subtransmisión de 115 kv, comparando las lecturas del sistema SIMOCE con las calculadas en base al método de Efecto Joule con la finalidad de proponer soluciones que ayuden reducir los niveles de pérdida de energía de la línea ANG-73970-TGD tomando en cuenta las corrientes e impedancias que transcurren en ella, así como las condiciones ambientales de la trayectoria de la línea y la demanda.

1.3 Justificación

La energía eléctrica transportada en las líneas de subtransmisión ha sido sin duda uno de los medios con mayor eficiencia en el sector eléctrico, es por ello que la investigación, determinación y cálculo de pérdidas técnicas de energía en este ámbito es significativo para mejorar la calidad y la eficiencia de la energía. El siguiente proyecto presenta un estudio enfocado a una línea de subtransmisión ANG.73970-TGD con la finalidad de detectar los efectos que con lleva a este problema así también proponer posibles soluciones.

Las pérdidas impactan en el sector eléctrico porque genera deficiencias en el conductor manifestándolo de siguientes formas como lo es calentamiento, desgastes y ruptura, e incluso afecta en distribución provocando altas temperaturas en transformadores introduciendo impurezas al aislamiento. Es por ello que se propone el proyecto para obtener ventajas reduciendo los niveles de pérdidas. En lo económico beneficia a CFE reduciendo gastos en mantenimiento o invirtiendo en corrección de la línea previniendo así gastos futuros.

El área de subtransmisión es sin duda una parte importante por lo cual se debe invertir en investigación, correcciones y mantenimiento ya que de esto depende la calidad que se entrega a distribución desde el punto de partida, generación. Por otra parte realizar este estudio impactara en la sociedad, ya que día con día se exige una mayor demanda con el crecimiento poblacional de los servicios de energía eléctrica para lo cual se requiere tener medios de transporte eficientes de esta, para evitar pérdidas y futuras afectaciones.

Con este proyecto el desarrollo tecnológico tendrá un gran avance en el sector eléctrico si no también presentara grandes beneficios para infraestructura en el diseño de los medios de transporte de energía así como también el sector industrial originando mejoras en los materiales a utilizar en los conductores respecto a las normas oficiales en conjunto con el sector químico para obtener aleaciones de metales con mayor capacidad térmica y mecánica.

1.4 Objetivo

Determinar el valor de pérdidas técnicas de energía en la línea de Subtransmisión ANG-73970-TGD, de la Comisión Federal de Electricidad.

1.5 Metodología

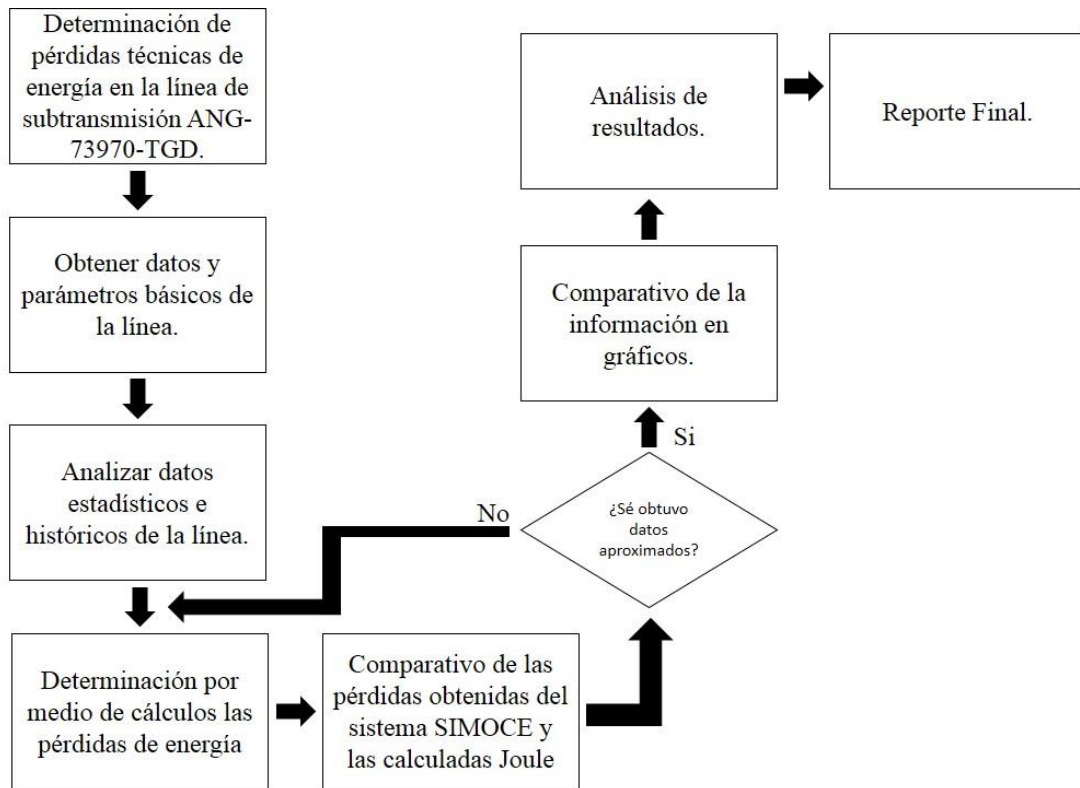


Figura 1.- Diagrama de bloques del Hardware

Obtener datos y parámetros básicos de la línea.

Indagar y recabar datos e información de la línea ANG-73970-TGD, abarcando antecedentes de diseño, construcción y operación, hasta su operación actual.

Analizar datos estadísticos e históricos de la línea.

Con los datos estadísticos obtenidos analizar y realizar curvas típicas de pérdidas de energía, demanda, perfiles de voltaje y perfiles de carga.

Determinación por medio de cálculos las pérdidas de energía.

Calcular pérdidas técnicas de energía mediante el método de Joule.

Comparativo de las pérdidas obtenidas del Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía de CFE (SIMOCE) y las calculadas mediante el método seleccionado.

Realizar tabla comparativa de los datos obtenidos del SIMOCE contra calculados.

Comparativo de la información en gráficos.

Realizar gráficos de los resultados obtenidos en la comparativa.

Análisis de resultados y conclusión.

Analizar datos del SIMOCE y los calculados, para determinar la desviación entre ellos.

Elaboración de reporte final.

Una vez obtenida toda la información se procederá a elaborar el reporte final de residencia.

2. Fundamento teórico

2.1 Sistema de transmisión

Las líneas de Transmisión son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Por tanto, la misión del sistema de transmisión es garantizar en un determinado país o región la transmisión de la energía eléctrica, respondiendo a principios de obligatoriedad, eficiencia, accesibilidad, continuidad y calidad, con responsabilidad social y ambiental.

2.2 Elementos de una línea de transmisión

La línea de transmisión es el elemento del sistema de potencia que se encarga de transportar la energía eléctrica desde el sitio en donde se genera hasta el sitio donde se consume o se distribuye.

Las líneas de transmisión como su nombre lo indican son aquellas complejas estructuras que transportan grandes bloques de energía eléctrica dentro de los diferentes puntos de la red que constituyen el sistema eléctrico de potencia, son físicamente los elementos más simples pero los más extensos. La clasificación de los sistemas de transmisión puede ser realizada desde muy variados puntos de vista, según el medio: en aéreas y subterráneas.

Una línea de transmisión está constituida básicamente por tres elementos:

- Conductores
- Aisladores
- Soportes

2.2.1 Conductores

Consiste de un cuerpo o un medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales. Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero.

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctrica del conductor, sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros. Los metales más comúnmente utilizados como conductores eléctricos son:

Cobre. Material maleable, de color rojizo, la mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre. Sus principales ventajas son:

- Es el metal que tiene conductividad eléctrica más alta después del platino.
- Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadmizado y puede ser soldado usando equipo especial de soldadura de cobre.
- Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido en cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.
- Tiene buena resistencia mecánica, aumenta cuando se usa en combinación con otros metales para formar aleaciones.
- No se oxida fácilmente, por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- Tiene buena conductividad térmica.

Aluminio. Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones.

- Es muy ligero tiene la mitad del peso que el cobre para la misma capacidad de corriente.
- Es altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- Puede ser soldado con equipo especial.
- Se reduce al efecto superficial y el efecto corona debido a que, para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas del aluminio son:

- Posee una menor conductividad eléctrica, con respecto al cobre.
- Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar bimetálicas o pastas anticorrosivas.

AAAC. El AAAC tiene mayor resistencia a la tensión que los conductores de aluminio de tipo ordinario. Los ACSR consisten de un núcleo central de alambre de acero rodeado por capas de alambre de aluminio. ACAR tiene un núcleo de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores eléctricos de aluminio tipo especial. Los conductores en general suelen ser clasificados en, según tipo de recubrimiento:

- Aislado: conductor rodeado por aislamiento para evitar la fuga de corriente o que el conductor energizado entre en contacto con tierra ocasionando un cortocircuito.
- Anular: consiste en varios hilos cableados en tres capas concéntricas invertidas alrededor de un núcleo de cáñamo saturado.
- Apantallado: conductor aislado cubierto con un blindaje metálico, generalmente constituido por una funda de cobre trenzado.
- Axial: conductor de alambre que emerge del extremo del eje de una resistencia, condensador u otro componente.

Los conductores son los encargados de transportar la corriente y su sección transversal depende de la energía que se transporte. Si la tensión de operación de la línea de transmisión

es elevada se hacen presente una serie de fenómenos que se deben considerar para la selección del tipo y calibre del conductor para la selección del tipo y calibre del conductor, o la posibilidad de utilizar varios conductores por fase.

El conductor por su peso y a su longitud, se ve afectado por esfuerzos mecánicos, interviniendo estos factores en la selección del tipo de conductor a utilizar, destacándose que esto se puede solventar utilizando conductores equivalentes con mayor carga de ruptura. El factor preponderante para el esfuerzo mecánico de una línea de transmisión es la denominada “flecha”, no afectando el área de la sección del conductor.

Cables. Se define como el conjunto formado de uno o varios conductores trenzados, debidamente aislados, provistos de uno o más recubrimientos protectores requeridos para que el conductor sea afectado por la corrosión, deterioro mecánico, etc. Existen una cantidad de conductores que son agrupados básicamente dos clases:

- Monopolar: cuando posee un solo conductor o un solo cableado.
- Multipolar: cuando posee dos o más conductores o cableado.

2.2.2 Aisladores

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema. Los aislantes cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos.

Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico. Según su uso de tiene aisladores de intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre, así como también aisladores de apoyo. También se diferencia entre aisladores de corriente continua y de corriente alterna.

2.2.2.1 Tipos de aisladores según su diseño

Los aisladores pueden ser clasificados según el diseño que se coloque, distinguiéndose tres grandes grupos:

- Aisladores rígidos o de soporte (Post Type)
- Aisladores de suspensión.
- Aisladores de tipo Espiga, Palillo o Pin (Pin Type)

Aisladores de soporte. Se emplean generalmente en sistemas de hasta 69 kV, constan o bien de una sola pieza de porcelana, o de varias piezas cementadas entre sí. La superficie del núcleo, sigue en lo posible, la dirección de las líneas de fuerza y las campanas viene a ser perpendiculares a las mismas, con lo cual se evitan, por un parte, los espacios huecos con

intenso flujo de campo electrostático, y por otra, se consigue que la distribución del campo sea aproximadamente la misma en estado seco que en estado húmedo.

El aislador de tipo soporte también es conocido como aislador de cuerpo macizo, ya que están constituido por un cilindro macizo de cerámica provisto de aletas, que tienen en cada extremo una pieza metálica de conexión. Esta pieza puede ser; envolvente en forma de casquete sellado alrededor de los extremos troncocónicos, provistos en el cilindro, o en forma de varilla sellada en una cavidad precisa con este objeto. Los sistemas de conexión entre estos aisladores, o con las torres, o los cables, están formados por rotulas u horquillas como en el caso de los aisladores de caperuza y espiga.

Aislador Post-Type. Las ventajas de este tipo conocido como Line-Post son que se evita la construcción de los brazos; se ahorran espacio, lo que permite su utilización en zonas urbanas sin que presente mucha interferencia, y luego su disposición horizontal lo hace recomendable en zonas donde haya salitre pues se lava fácilmente sin que se produzca contoneos, o bien sea con lluvia o lavado a presión.

La principal desventaja es la limitación de tipo mecánico pues al ocupar la posición de un brazo debe soportar los esfuerzos que le transmite el conductor sin posibilidad de moverse.

Aisladores de suspensión. Este tipo de aislador también es denominado plato, en este el material aislante tiene adherido con cemento a lado y lado, elementos metálicos que se pueden encajar uno dentro de otro, permitiendo la formación de cadenas flexibles, también se encajan los accesorios de conductor o herrajes, además de las estructuras, con lo cual completan su fijación.

Los aisladores suspendidos consisten de una cadena de aisladores de revolución, ensamblados los unos a los otros, a las torres y a los cables, por sistemas metálicos de rotula o de horquilla que solo permiten la transmisión, excepto el rozamiento, de esfuerzos mecánicos paralelos a su eje. De estas cadenas verticales se suspenden los conductores a las torres de alineación; de otras cadenas horizontales o más bien inclinadas respecto a la alineación de los cables, se tensan los conductores en las torres de anclaje o amarre. Estas cadenas pueden ser dobles o múltiples para aumentar la resistencia mecánica, su longitud dependerá del nivel de asilamiento.

2.2.3 Soporte o estructuras

La función de los soportes es mantener los conductores alejados entre sí y con el suelo, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de los mismos. La naturaleza de los soportes es muy variada, en los sistemas de transmisión suelen ser metálicos, concreto o madera, y su elección depende de un análisis económico. La materia prima de las estructuras ha sido siempre una respuesta a las facilidades de los recursos naturales lo cual ha desarrollado técnicas muy particulares en cada país. Los soportes deben ser resistentes a los agentes externos, tales como viento, nieve, lluvia, etc., y además deben de brindar una facilidad de instalación.

En el diseño de una línea de transmisión deben considerarse no apartar más de lo necesario los conductores de los soportes, ya que la línea más económica resulta de un buen diseño de estas distancias. Los soportes son estructuras destinadas para mantener en las líneas de transmisión aéreas, los conductores separados entre sí y de tierra. Los soportes pueden ser básicamente de dos tipos:

Postes. Se designan con este nombre los soportes de poca altura, de un cuerpo vertical único; tales como los postes de madera y hormigón, y algunas veces también a los postes metálicos de gruesos perfiles no ensamblados, destinados a las líneas de media tensión. Los postes metálicos se usan en redes y líneas de sub-transmisión, principalmente porque su fabricación está ubicada económicamente con limitaciones de altura. Un poste que exceda de 45 pies ya resulta muy pesado además de elástico. Además, estos postes no son auto-soportantes, o sea que siempre van a requerir el complemento de cientos.

Eventualmente se usan estructuras las cuales permiten mayores esfuerzos, pero las mismas complicaciones los hace poco competitivos con otras soluciones que permiten ventajas mayores; por otra parte es importante el hecho de que al no ser galvanizados sino pintados su mantenimiento es costoso, y deben ser pintados con frecuencia, esto oscila entre 6 meses y dos años, siendo la parte más afectada la sección de empotramiento y la zona de un metro arriba y debajo de la misma, por lo cual se ha adoptado por recubrir dicha parte con una chaqueta de hierro que va soldada al poste.

Torres. Con el nombre de torres, se denominan a los soportes metálicos de elementos ensamblados, destinados a la mayoría de las líneas de transmisión de energía en alta tensión. Quizá el más difundido de los materiales usados para líneas de transmisión es el acero especialmente en forma de perfiles o ángulos. Existen en países industrializados empresas destinadas exclusivamente a producir una gama muy amplia de perfiles inclusive a producir con resistencias mayores de las normales, con lo cual se logra bajar de peso final de las estructuras.

2.2.3.1 Clasificación de los soportes

Los soportes pueden ser clasificados según:

- Su habilitación.
- El tipo de fundación utilizada.
- Su amplitud para resistir los esfuerzos longitudinales.

En los soportes según la habilitación utilizada se distinguen dos grandes clases:

- Sistema de fases escalonadas.
- Sistema de fases horizontales. [9]

2.3 Pérdidas de Energía

Previo a un detalle acerca de la evolución de pérdidas de energía de una empresa distribuidora, es adecuado realizar un resumen de las pérdidas presentes en un sistema eléctrico. Las pérdidas de energía y potencia en los sistemas de distribución constituyen la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales: Subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, redes secundarias, luminarias, acometidas y medidores.

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes de las empresas eléctricas no existe un sistema perfecto que no posea pérdidas; tornándose en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites establecidos, obligando a la Empresa Distribuidora a comprar energía adicional a o establecer nuevas normas para satisfacer la demanda, conllevando al incremento de los costos de operación, generando pérdidas económicas para la empresa.

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica es evaluar el nivel de pérdidas en su área de concesión, de forma que se puedan definir y establecer los métodos y mecanismos para su reducción. En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que se son las Técnicas y las no Técnicas, que de una manera general se presentan a continuación. [6]

Pérdidas de Energía Eléctrica	
Técnicas	No técnicas
Transformadores	Hurto de energía
Líneas Transmisión, Subtransmisión, Distribución.	Debilidades administrativas de la distribuidora
Motores	Consumos no registrados
Generadores	
Factor de Potencia	

Tabla 1.- Tipo de Pérdida de Energía

2.3.1 Pérdidas Técnicas

Este tipo de pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica principalmente por la resistencia de los conductores, por tanto, dependen del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, del equipo y de las políticas de operación y mantenimiento.

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no se puede aprovechar de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas. Entre las principales causas que originan las pérdidas técnicas de energía están: efecto Joule, Corona, pérdidas que son independientes de la carga o de la demanda.

2.3.1.1 Pérdidas de Energía por efecto Joule

La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente de cuadrado de la intensidad de la corriente y del tiempo que esta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente.

Las pérdidas por efecto joule son aquellas que se presenta por el calentamiento de conductores y dependen directamente al tiempo que esté presente la circulación de corriente.

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t$$

Ecuación 1

Donde:

Q= Energía producida por la corriente expresada en Julios (J)

I= Intensidad de la corriente que circula (A)

R= Resistencia de conductor (Ω)

T= tiempo (sg)

Este tipo de pérdidas se manifiestan en: cables, conductores, bobinado de transformadores, además ocasiona el deterioro del aislamiento de los cables, reduciendo la vida útil de los mismos.

2.3.1.2 Pérdidas por efecto corona

Este tipo de pérdidas se evidencia visualmente por la aparición en la superficie de las líneas de alto voltaje, además provoca un ruido radioeléctrico y genera ozono.

2.3.1.3 Pérdidas debidas a Armónicos

La distorsión armónica se origina debido a las características de los equipos y cargas del sistema de potencia. Como en otros equipos, las corrientes armónicas incrementan el calor y las pérdidas en interruptores, líneas u otros elementos, reduciendo la capacidad de conexión y acortando la vida de algunos componentes.

2.3.1.4 Pérdidas debidas a corrientes de fuga

La corriente de fuga es aquella corriente “pequeña” que puede atravesar un material dieléctrico, al aplicar una tensión entre las dos caras del mismo, esta corriente produce un calentamiento local del aislante, lo cual permite el paso de más corriente debido a que la resistividad transversal disminuye, este efecto es acumulativo y si la tensión llega a un valor suficientemente elevado puede producirse la perforación del aislamiento.

Esta corriente de fuga está produciendo continuamente pérdidas de potencia y debido a que está en un material aislante puede seguir dos caminos posibles, el primero sobre la superficie del material, y el otro a través del cuerpo del material, por lo que habrá una resistencia superficial y una resistencia volumétrica. La suciedad como el polvo, grasa, vapores

metálicos, etc., sobre la superficie de los elementos, aumenta las pérdidas de corriente de fuga y es por ello que tanto pararrayos como aisladores son fabricados de materiales lisos y pulidos tales como la porcelana.

2.3.1.5 Pérdidas independientes de la carga o demanda

También son conocidas como pérdidas en vacío, estas pérdidas dependen de la variación de la tensión, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Dado que los sistemas eléctricos funcionan con muy pocas fluctuaciones de tensión se considera a las pérdidas en vacío como un valor constante.

2.3.1.6 Factores que influyen en las pérdidas técnicas

De estudios realizados sobre las pérdidas a empresas eléctricas, se ha obtenido como resultados que la parte de distribución de energía en la parte funcional de bajo voltaje es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas debido a factores que influyen en estas, como se indica en la *Figura 2*.

Las pérdidas más frecuentes que se pueden encontrar en una empresa distribuidora en su etapa funcional son en bajo voltaje debido a factores que influyen directamente como su bajo factor de potencia, circuitos muy largos y pérdidas técnicas. [6]



Figura 2.- Principales factores que inciden en las pérdidas técnicas

2.4 Impedancia de Líneas de Transmisión

Los parámetros del circuito que influyen en la secuencia de impedancias de una línea aérea de transmisión son los mismos que los que influyen en las impedancias de un circuito de distribución aérea. Los parámetros principales son el tamaño del conductor, el material y el espaciado, más el tipo de conexión a tierra. En general, las observaciones anteriores sobre los efectos de estos parámetros en las impedancias de las líneas de distribución generales se aplican también a las líneas de transmisión aéreas.

Sin embargo, los parámetros del circuito de las líneas de transmisión pueden tener un rango diferente de valores que los parámetros de una línea de distribución. Los espaciados de la interfaz de la línea de transmisión son muy grandes; por lo tanto, la reactancia de secuencia positiva es mayor que para los circuitos de distribución típicos. Las impedancias de secuencia cero también se ven afectadas por los cambios de espacio, pero en este caso las diferencias en el tipo de conexión a tierra, el número de cables a tierra, etc., pueden tener un efecto más significativo.

La información de impedancia de la línea de transmisión generalmente es necesaria en los estudios de fallas del sistema de distribución solo para determinar la impedancia de fuente equivalente del sistema que alimenta el circuito de distribución. Más se dirá acerca de los cálculos de impedancia de la fuente en secciones posteriores. En muchos sistemas, las impedancias de la línea de transmisión están fácilmente disponibles, ya que se necesitan en una variedad de planificación de sistemas de transmisión, etc. Si dichos datos de impedancia no están disponibles, deben calcularse a partir de las ecuaciones apropiadas. [10]

2.4.1 Resistencia eléctrica de un conductor al paso de la corriente alterna

Cuando se hace pasar corriente alterna a través de un conductor se produce la inducción de un campo magnético, y si cerca de éste se coloca un conductor más y se pone en movimiento se induce una diferencia de potencial, y al suceder esto, se provoca un aumento de la resistencia y como consecuencia un aumento en las pérdidas eléctricas por efecto Joule.

Es justamente en ese punto donde radica la importancia de calcular éste parámetro eléctrico del conductor. [11]

$$Rca = Rcd(1 + Ys + Yp)$$

Ecuación 2

Donde:

Rca= Resistencia en corriente alterna a la temperatura de operación [Ω]

Rcd= resistencia en corriente directa a la temperatura de operación [Ω]

Ys= factor de corrección por efecto piel

Yp= factor de corrección por efecto proximidad

El efecto piel es de mayor magnitud cuando se trata de conductores con grandes secciones y a frecuencias elevadas, por lo cual es importante calcularlo. Factor de corrección por efecto piel:

$$Ys = \frac{(Xs)^4}{192 + 0.8(Xs)^4}$$

Ecuación 3

$$(X_s)^2 = \left(\frac{8\pi f}{R_{cd}}\right) 10^{-4} k_s$$

Ecuación 4

Y_s = factor de corrección de la resistencia por efecto piel

f = frecuencia del sistema [Hz]

Nota: para sistemas de transmisión de potencia $f=60$ [Hz]

R_{cd} = Resistencia del conductor en corriente directa corregida a temperatura de operación [Ω/km]

Para este caso, la constante k_s se considera de la siguiente manera:

Tipo de Conductor	k_s
Redondo	1.0
Segmental (4 segmentos)	0.435

Tabla 2.- Valores de constante k_s

De la forma en cómo debe de tomarse en cuenta el efecto piel, también se considera el factor de corrección por efecto de proximidad, es decir, que se plasma la relación que existe en tres los conductores centrales se encuentran a una determinada distancia. [11]

Lo anterior se valúa a través de la siguiente expresión:

$$Y_p = \frac{(X_p)^4}{192 + 0.8(X_p)^4} \left(\frac{dc}{s}\right)^2 \left[0.312 \left(\frac{dc}{s}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{(X_p)^4}{192 + 0.8(X_p)^4} + 0.27} \right]$$

Ecuación 5

Y de la misma manera:

$$(X_s)^2 = \left(\frac{8\pi f}{R_{cd}}\right) 10^{-4} k_s$$

Ecuación 6

Donde:

Y_s = factor de corrección de la resistencia por efecto piel

f = frecuencia del sistema [Hz]

Nota: para sistemas de transmisión de potencia $f=60$ [Hz]

R_{cd} = Resistencia del conductor en corriente directa corregida a temperatura de operación [Ω/km]

dc = diámetro del conductor [mm]

s= distancia entre los ejes de los conductores [mm]

Para el caso de la constante k_p , se tiene que:

Tipo de conductor	k_p
Redondo	1.0
Segmental (4 segmentos)	0.37

Tabla 3.- Valores de constante k_p

2.4.1.1 Efecto de piel

Es importante mencionar este efecto que se produce cuando al transmitir energía eléctrica a través de un conductor, la corriente que circula se distribuye en la superficie del conductor de acuerdo a la frecuencia de la corriente. Cuando se trata de corriente alterna o directa transmitida a muy baja frecuencia la corriente se distribuye de forma uniforme a través de todo el conductor, sin embargo cuando se aumenta la frecuencia sucede que la corriente circula solamente por la superficie exterior del conductor.

El efecto piel provoca que la resistencia de corriente alterna sea mayor que la corriente directa, y aún más, cuando se presentan variaciones en la frecuencia, también existen variaciones en la resistencia eléctrica. [11]

2.4.1.2 Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente alterna se encuentra cercano a otro que transporta corriente de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor Y_p . [11]

2.4.2 Reactancia Inductiva

La reactancia inductiva tiene dos elementos a considerar, cuando no existen corrientes inducidas en las pantallas y cuando existen corrientes inducidas en éstas. En cables de energía con pantalla de alambres de cobre y que tienen conexión a tierra en dos o más puntos se van a producir corrientes circulantes que se van a ver limitadas dado que la sección de la pantalla es pequeña y su resistencia eléctrica alta, lo cual se calcula de la siguiente manera, en donde se toma en cuenta la frecuencia del sistema y el valor de la inductancia total:

$$X_L = 2\pi f L_T \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Ecuación 7

Donde:

X_L = reactancia inductiva en [Ω/km]

f= frecuencia del sistema en [Hz]

L_T = inductancia total en [Ω/km] [11]

2.4.2.1 Inductancia

Cuando circula corriente de magnitud variable en el tiempo a través de un conductor eléctrico, se origina un flujo magnético también variable que enlaza no solamente al conductor en el cual la corriente está circulando, sino que también afecta a los demás conductores del circuito, por los cuales también circulan corrientes de la misma naturaleza. Por lo tanto, se conoce como inductancia a la razón de la variación del flujo magnético con respecto a la variación de la corriente en el tiempo. En este caso, siendo L la inductancia, se tiene que:

$$L \propto \frac{\text{variación del flujo magnético en el tiempo}}{\text{variación de la corriente en el tiempo}}$$

Ecuación 8

Como ya se ha mencionado, el efecto de la inductancia se relaciona con lo que se produce como efecto del paso de la corriente variable a través de un conductor, y también con lo generado por los conductores del circuito a través de los cuales producen también un flujo magnético. Por lo cual, la inductancia se reduce a la suma de la inductancia propia del conductor y a la inductancia externa producida por los demás conductores sobre éste primero (también llamada inductancia mutua), por lo cual, la inductancia total se calcula mediante la suma de las inductancias propia y mutua:

$$L_T = L_P + L_M$$

Ecuación 9

Donde:

L_T = Inductancia total [H/km]

L_P = Inductancia propia o autoinductancia [H/km]

L_M = Inductancia mutua o externa [H/km] [11]

Para calcular v la inductancia total de los cables de energía se tienen dos formas, dependiendo de cómo estén conectadas las pantallas metálicas a tierra, si es que permiten o no el paso de corriente. Las dos formas son las siguientes:

- a) Cuando se tienen cables sin pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables tienen pantallas o cubiertas metálicas, pero éstas se conectan de tal forma que no permiten el flujo de corriente eléctrica a través del conductor de la pantalla o cubierta. Las fórmulas para calcular se encuentran en la **Figura 3**:

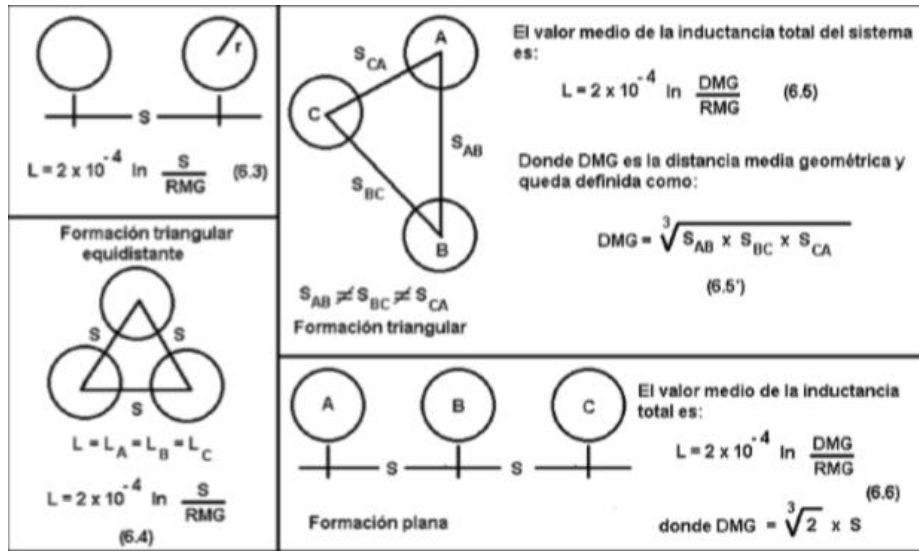


Figura 3.- Fórmulas de cálculo de la inductancia total

- b) Cuando se tienen cables con pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables tienen pantallas o cubiertas metálicas, pero éstas se conectan de tal forma que permiten el flujo de corriente eléctrica a través del conductor de la pantalla o cubierta. En éste caso se debe de considerar el flujo que se produce por el efecto de las corrientes. [11]

2.4.2.2 Inductancia propia

La inductancia propia de un conductor es constante, y depende solamente de que el cable sea sólido o cableado. Matemáticamente, se puede considerar un conductor imaginario que no es cortado por el flujo generado, es decir, que está fuera de su alcance, si se afecta la sección conductora por una constante, se obtiene el radio de un conductor imaginario para que todo el flujo pueda ser considerado externo o mutuo. [11]

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido (Cable de un solo material)	0.779 r
7 hilos	0.726 r
19 hilos	0.758 r
37 hilos	0.768 r
61 hilos	0.772 r
91 hilos	0.774 r
127 hilos	0.776 r

Tabla 4.- Radio medio geométrico de conductores usuales

2.4.2.3 Inductancia mutua

Para el caso de la inductancia mutua o externa, depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del conductor del cable y si tiene pantallas o cubiertas metálicas y también si éstas están conectadas a tierra. [11]

2.4.3 Reactancia capacitiva

La reactancia capacitiva es otro parámetro que se calcula de la siguiente manera:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C}$$

Ecuación 10

Donde:

X_c = reactancia capacitiva [Ω -km]

f = frecuencia del sistema [Hz]

C = capacitancia [F/km] [11]

2.4.3.1 Capacitancia

El cable de energía tiene un comportamiento de un capacitor, ya que el conductor del cable está al potencial de la línea toma el papel de una de las placas del capacitor, mientras que la pantalla que está a tierra funciona como la otra placa, quedando el aislamiento del cable como dieléctrico del condensador:

$$C = \frac{Q}{V}$$

Ecuación 11

Donde:

C = capacitancia [F]

Q = carga entre los conductores [C/km]

V = diferencia de potencial [V]

La expresión anterior, se utiliza de una forma general, sin embargo para cables de energía, la capacitancia se calcula dependiendo de su construcción geométrica, si es monopolar o tripolar, con o sin pantalla, así como el espesor del aislamiento y su material. [11]

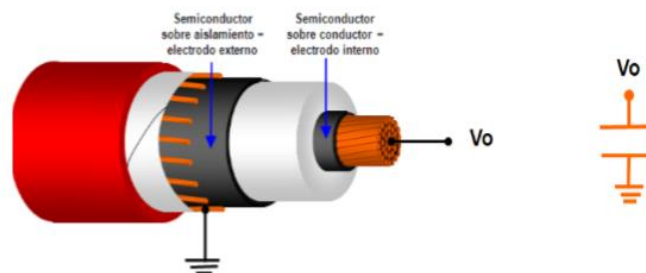


Figura 4.- Capacitancia del cable

Para un cable monopolar y con pantalla o cubierta metálica, se tiene que el cable representa a un capacitor en el que el conductor se encuentra al potencial de la línea representa una de las paredes, y la pantalla o cubierta metálica que está conectada a tierra, representa la otra pared y el aislamiento es, por lo tanto, el dieléctrico. La fórmula para calcular la capacitancia de un cable con éstas características es:

$$C = \frac{0.0241 \text{ SIC}}{\log_{10} \left(\frac{d_a}{d_c} \right)} * 10^{-6} \left[\frac{F}{km} \right]$$

Ecuación 12

Donde:

SIC= Capacitancia inductiva específica del aislamiento

d_a = diámetro sobre el aislamiento [mm]

d_c = diámetro bajo el aislamiento [mm] [11]

2.4.3.2 Capacitancia inductiva específica (SIC)

Para el cálculo de la capacitancia, existen dos constantes que pueden ser utilizadas para su cálculo, en éste caso la capacitancia inductiva específica (SIC) es la razón entre la permitividad eléctrica del aislamiento que se utiliza y la permitividad eléctrica del aire, por lo que se tiene:

$$SIC = \frac{\epsilon}{\epsilon_0}$$

Ecuación 13

Donde:

SIC= Capacitancia Inductiva Específica

ϵ = permitividad eléctrica del aislamiento que se utiliza [F/m]

ϵ_0 = permitividad eléctrica del aire [F/m] [11]

2.5 Comportamiento de los conductores ante las temperaturas ambientales.

Cuando una corriente circula por un conductor, en éste se produce un calentamiento debido principalmente al efecto Joule, en el valor de temperatura del conductor también influyen factores ambientales. El cambio en la magnitud de estas variables durante las veinticuatro horas del día, debido a las variaciones de carga eléctrica y condiciones climáticas, hacen que la temperatura del conductor varíe permanentemente, es decir, se vea sometido a ciclos térmicos. También es necesario considerar que los conductores de líneas de transmisión adoptan una curva característica entre las estructuras que lo soportan.

Los ciclos térmicos producen dos consecuencias importantes sobre el conductor de una línea de transmisión:

- Cuando aumenta la temperatura del conductor que está soportado en dos apoyos, en él se presenta un alargamiento de su longitud que implica un aumento en el desplazamiento vertical (Flecha D) y que puede ocasionar el no cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad; las tensiones mecánicas a la que se ve sometido el conductor también influyen en la forma que tomará el conductor. La relación entre temperatura y flecha se ejemplifica en la Figura 5, en donde se aprecia que a menor temperatura del conductor éste presenta una elongación menor, pero a medida que va aumentando la temperatura la flecha del conductor también aumenta. Para el caso en el que el conductor se encuentra a 150 °C, la distancia mínima de seguridad no se cumple en todos los puntos del vano.
- El sometimiento del conductor a repetidos ciclos de corriente (temperatura) durante períodos largos de tiempo, producen cambios en las características físicas del conductor y disminución en su vida útil. [12]

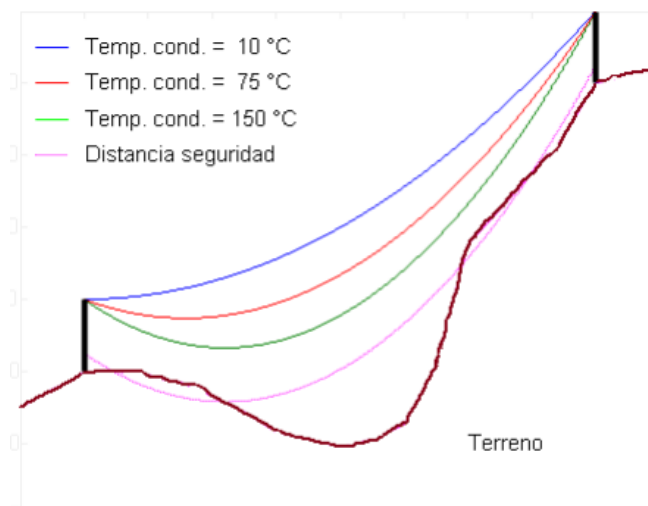


Figura 5.- Elongación de un conductor de acuerdo a su temperatura.

2.6 Normatividad Vigente

La normatividad que se presenta y se utiliza para la selección y uso de los conductores se encuentra en la NOM-001-SEDE-2012. [13]

Apartados:

- Título 4. Principios fundamentales.

4.3 Selección del equipo eléctrico.

4.3.1 Generalidades

En las instalaciones eléctricas a que se refiere esta NOM deben utilizarse materiales y equipos (productos) que cumplan con las normas oficiales mexicanas, con las normas mexicanas y, a falta de éstas, ostentar las especificaciones internacionales, las del país de origen o en su caso las del fabricante con las que cumplen.

4.3.2 Características

Cada producto eléctrico que se selecciona debe tener características acordes con los valores y las condiciones para los cuales está previsto el diseño de la instalación eléctrica y deben cumplir con los requisitos que se señalan a continuación:

4.3.2.1 Tensión

Los equipos eléctricos deben ser adecuados para el valor máximo de la tensión a la cual van a operar (valor eficaz en corriente alterna), así como también a las sobretensiones que pudieran ocurrir.

Nota: para ciertos equipos puede ser necesario tomar en cuenta la tensión más baja que pudiera presentarse.

4.3.2.2 Corriente

Todos los equipos eléctricos deben seleccionarse considerando el valor máximo de la intensidad de corriente (valor eficaz en corriente alterna), que conducen en servicio normal, y considerando la corriente que pueda conducir en condiciones anormales, y el periodo de tiempo (por ejemplo, tiempo de operación de los dispositivos de protección, si existen) durante el cual puede esperarse que fluya esta corriente.

4.3.2.3 Frecuencia

Si la frecuencia tiene influencia sobre las características de los equipos eléctricos, la frecuencia nominal de los equipos debe corresponder a la frecuencia susceptible de producirse en el circuito.

4.3.2.4 Factor de carga

Todos los equipos eléctricos, seleccionados, deben ser adecuados para el servicio previsto, tomando en cuentas las condiciones normales del servicio.

4.3.3 Condiciones de instalación.

Todo equipo eléctrico debe seleccionarse para soportar con seguridad los esfuerzos y condiciones ambientales características de su ubicación a las que puede ser sometido. Si un equipo no tiene las características de diseño correspondientes para su ubicación, éste puede utilizarse siempre y cuando se proteja por medios complementarios, los cuales sean parte de la instalación terminada.

4.3.4 Prevención de los efectos nocivos

Todos los materiales y equipos eléctricos deben seleccionarse de manera tal que no causen efectos nocivos a otros equipos y a la alimentación durante condiciones normales de operación, incluyendo las maniobras de conexión y desconexión.

En este contexto, los factores que pueden tener una influencia son:

- El factor de potencia
- La corriente de arranque
- El desequilibrio de fases
- Las armónicas
- Sobretensiones transitorias generadas por los equilibrios de la instalación eléctrica.

▪ Título 5.- Especificaciones

Capítulo 1.- Disposiciones generales

Artículo 110.- Requisitos de las Instalaciones Eléctricas

A. Generalidades

110-5 Conductores. Los conductores normalmente utilizados para transportar corriente deben ser de cobre, a no ser que esta NOM, se indique otra cosa. Si no se especifica el material del conductor, el material y las secciones transversales que se indiquen en esta NOM se deben aplicar como si fueran conductores de cobre.

110-6. Designación (tamaño) de los conductores. Los tamaños de los conductores se indican como designación y se expresan en milímetros cuadrados y opcionalmente su equivalente en AWG (American Wire Gage) o en mil circular mil (kcmil).

Las Especificaciones que rigen la selección del conductor y sus características del mismo se encuentra en ESPECIFICACIÓN CFE E1000-12 “Cable de Aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR)”. [14]

Apartados:

4. DEFINICIONES

Aplican las descritas en las normas NMX-EE-161 y NMX-J-058-ANCE, además de las siguientes:

4.1 Cable ACSR

Es el cable constituido por un núcleo central de alambre(s) de acero galvanizado rodeado(s) por una (o más) capa(s) de alambre de aluminio duro cableado helicoidalmente.

4.2 Nivel de Calidad Aceptable (NCA)

Es el porcentaje máximo de unidades de producto defectuoso (o el máximo número de defectos) que, para propósitos de inspección por muestreo se puede considerar satisfactorio como calidad promedio de un proceso

4.3 Número de Referencia para la Muestra (NRM)

Es el resultado de multiplicar el número de alambres del cable ACSR por el número de carretes propuestos para pruebas de aceptación.

5. CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES

5.1 Especificaciones

Los cables ACSR que utiliza la CFE deben cumplir con lo indicado en la norma NMX-J-058-ANCE. Sus construcciones preferentes (véase figura1), características generales, mecánicas y eléctricas se indican en la tabla 1. **[Anexo 1, 2, 3 y 4]**

3. Desarrollo

3.1 Datos específicos de la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD

Para efecto de análisis y estudio se tomó la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD que sale de la subestación Angostura, pasa por el Tap de la subestación Grijalva y su trayectoria termina en la subestación Tuxtla Dos. Ver *Figura 5*.

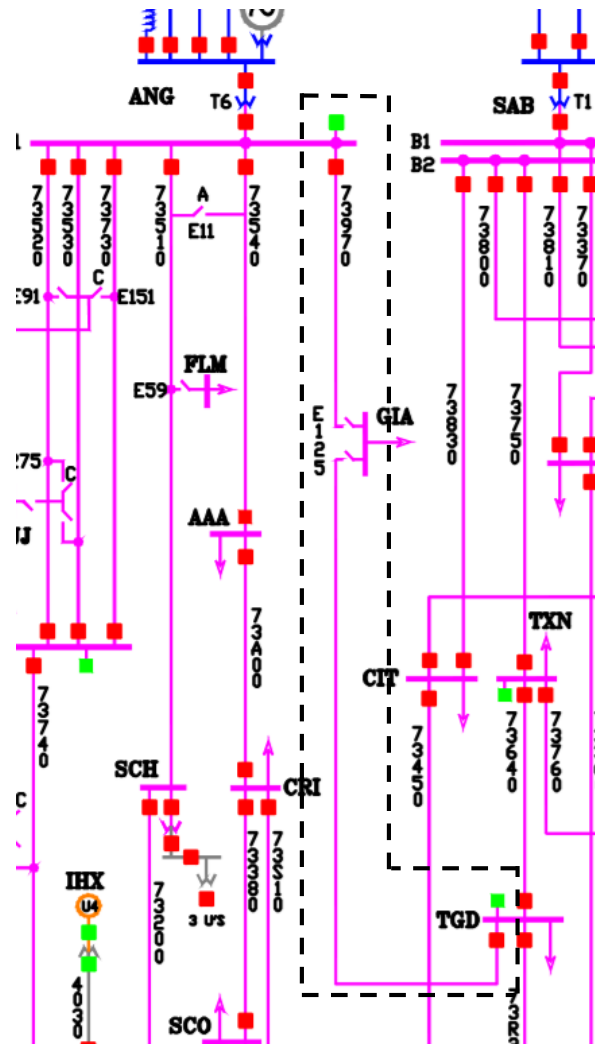


Figura 6.- Diagrama Unifilar ANG-73970-TGD

A continuación, en las tablas 5 y 6, se presenta una ficha técnica de los parámetros y características de la línea.

Línea de Subtransmisión			
Identificador Clave:	73970	Tensión:	115kV
S.E. de envío:	Angostura (ANG)	Distancia:	56.5 Km
S.E. de recepción:	Tuxtla Gtz. II (TGD)	Derivaciones:	S.E. Grijalva (GIA)
Año de entrada en operación:	1976	Resistividad Del terreno	30Ohms

Estructuras			
Tipo:	Torres Autoportadas y Postes Troncocónicos		
Número:	151 Torres		
	16 Postes troncocónicos		
Total:	167 Estructuras		
Circuitos:	1		
Transmisión			
Potencia (W):	100 MW	Capacidad de conducción:	660 Ampere
Capacidad MVA's:	105 MVA	Temp. Máx.:	75 °C
Sobrecarga (15 min.):	131 MVA	Temp. Mín.:	25 °C

Tabla 5.- Ficha Técnica de la línea

Conductores			
Tipo:	ACSR (Conductor de Aluminio con Alma de Acero)		
Nombre:	HAWK	N° de conductores	1
Calibre:	477 KCM	por fase:	
Hilo de Guarda			
Calibre:	5/16	N° de conductores:	1

Tabla 6.- Ficha técnica del conductor

3.2 Ubicación geográfica de la línea.



Figura 7.- Ubicación geográfica de ANG-73970-TGD.

3.3 Temperaturas presentadas en los municipios representativos de la línea durante el mes Octubre del 2018

FECHA	MUNICIPIOS (CLIMAS OCTUBRE 2018)															
	EST. 1 A EST.14				EST.15 A EST. 86				EST. 87 A EST. 137				EST. 138 A EST. 167			
	VENUSTIANO CARRANZA				ACALA				CHIAPA DE CORZO				TUXTLA GUTIERREZ			
	Máx.		Min.		Máx.		Min.		Máx.		Min.		Máx.		Min.	
01/10/2018	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °				
02/10/2018	30 °	20 °	30 °	20 °	30 °	20 °	30 °	20 °	30 °	20 °	30 °	20 °				
03/10/2018	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °				
04/10/2018	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °				
05/10/2018	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °	31 °	22 °				
06/10/2018	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °				
07/10/2018	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °				
08/10/2018	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °				
09/10/2018	34 °	23 °	34 °	23 °	34 °	23 °	34 °	23 °	34 °	23 °	34 °	23 °				
10/10/2018	32 °	22 °	32 °	22 °	32 °	22 °	32 °	22 °	32 °	22 °	32 °	22 °				
11/10/2018	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °				
12/10/2018	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °	30 °	22 °				
13/10/2018	34 °	20 °	34 °	20 °	34 °	20 °	34 °	20 °	34 °	20 °	34 °	20 °				
14/10/2018	35 °	20 °	35 °	20 °	35 °	20 °	35 °	20 °	35 °	20 °	35 °	20 °				
15/10/2018	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °	34 °	22 °				
16/10/2018	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °				
17/10/2018	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °				
18/10/2018	31 °	21 °	31 °	21 °	31 °	21 °	31 °	21 °	31 °	21 °	31 °	21 °				
19/10/2018	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °				
20/10/2018	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °				
21/10/2018	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °	33 °	21 °				
22/10/2018	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °	32 °	21 °				
23/10/2018	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °				
24/10/2018	34 °	21 °	34 °	21 °	34 °	21 °	34 °	21 °	34 °	21 °	34 °	21 °				
25/10/2018	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °				
26/10/2018	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °	33 °	22 °				
27/10/2018	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °	30 °	21 °				
28/10/2018	28 °	22 °	28 °	22 °	28 °	22 °	28 °	22 °	28 °	22 °	28 °	22 °				
29/10/2018	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °				
30/10/2018	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °	31 °	20 °				
31/10/2018	33 °	22 °	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °	33 °	20 °				

Tabla 7.- Temperaturas del mes de Octubre.

PRECIP.	
1 MM	
2 MM	
5 MM	
7 MM	
12 MM	
20 MM	

Tabla 8.- Simbología de precipitación de lluvias.

Clase	Intensidad media en una hora
Débiles	≤ 2
Moderadas	$> 2 \text{ y } \leq 15$
Fuertes	$>15 \text{ y } \leq 30$
Muy fuertes	$> 30 \text{ y } \leq 60$
Torrenciales	>60

Tabla 9.- Clasificación de la precipitación según la intensidad.

Como se puede observar en la Tabla 7, las temperaturas presentadas en los diferentes municipios por los cuales tiene su trayectoria la línea son exactamente iguales, esto se debe a que la altitud de estas 4 regiones es semejante e incluso como se puede ver manifiestan precipitaciones de la misma intensidad y los mismos días, eso nos da a entender que el conductor se encuentra expuesto a las mismas condiciones ambientales en todo su trayecto.

3.4 Resumen de potencia, energía y corrientes de la línea ANG-73970-TGD.

FECHA	HORARIO	POTENCIA (KW)	ENERGÍA (kWh)	CORRIENTE (A)
01-oct	5 AM- 12 PM	153,619.04	139,167.61	783.6816283
	12:05 PM- 7 PM	132,300.80	130,544.76	648.4755372
	7:05 PM -4:55 AM	203,189.47	238,240.25	1,124.02
02-oct	5 AM- 12 PM	177,666.62	52,071.71	917.399224
	12:05 PM- 7 PM	123,045.81	133,700.38	657.4978977
	7:05 PM -4:55 AM	231,841.19	223,181.09	1,602.89
03-oct	5 AM- 12 PM	161,486.06	47,607.51	819.7432143
	12:05 PM- 7 PM	121,084.95	133,042.83	624.4856484
	7:05 PM -4:55 AM	211,481.69	233,249.43	440.4343539
04-oct	5 AM- 12 PM	175,915.03	51,718.28	900.6234319
	12:05 PM- 7 PM	124,414.40	136,428.12	643.7109291
	7:05 PM -4:55 AM	136,680.85	230,144.66	1,211.62
05-oct	5 AM- 12 PM	171,959.27	50,338.90	874.2928623
	12:05 PM- 7 PM	104,554.22	132,368.80	563.1931619
	7:05 PM -4:55 AM	230,482.05	212,943.76	1,242.17
06-oct	5 AM- 12 PM	163,713.03	48,705.34	831.2326388
	12:05 PM- 7 PM	129,116.07	135,372.08	647.4943931
	7:05 PM -4:55 AM	237,721.90	218,825.56	1,663.51

07-oct	5 AM- 12 PM	169,341.32	49,771.17	899.0291473
	12:05 PM- 7 PM	114,709.34	124,564.72	579.2313561
	7:05 PM -4:55 AM	192,815.59	173,522.49	1,037.89
08-oct	5 AM- 12 PM	151,772.75	44,576.07	775.3076543
	12:05 PM- 7 PM	67,147.90	103,651.42	307.9149017
	7:05 PM -4:55 AM	175,195.26	151,485.68	507.5110439
09-oct	5 AM- 12 PM	174,909.55	51,721.99	883.845291
	12:05 PM- 7 PM	63,168.12	110,804.94	350.525517
	7:05 PM -4:55 AM	177,132.08	136,441.17	980.782481
10-oct	5 AM- 12 PM	176,659.93	43,886.57	754.5730617
	12:05 PM- 7 PM	68,982.30	95,776.89	449.1825189
	7:05 PM -4:55 AM	159,243.91	120,551.29	57.37414634
11-oct	5 AM- 12 PM	138,549.11	41289.32	730.1566627
	12:05 PM- 7 PM	37,004.89	66136.842	246.2855682
	7:05 PM -4:55 AM	132,305.54	121541.736	1,818.71
12-oct	5 AM- 12 PM	152,219.32	44773.28	790.7569245
	12:05 PM- 7 PM	95,474.00	104971.635	511.9458892
	7:05 PM -4:55 AM	156,152.04	159945.211	768.9514457
13-oct	5 AM- 12 PM	165,115.62	49052.91	852.7176852
	12:05 PM- 7 PM	87,164.49	110018.482	351.7267883
	7:05 PM -4:55 AM	186,333.78	179920.76	168.720432
14-oct	5 AM- 12 PM	125,671.53	37218.14	646.4608547
	12:05 PM- 7 PM	145,924.44	129458.431	782.2996232
	7:05 PM -4:55 AM	160,705.55	191068.796	967.649525
15-oct	5 AM- 12 PM	157,426.18	46452.35	805.4590495
	12:05 PM- 7 PM	19,253.81	79254.832	292.7179082
	7:05 PM -4:55 AM	144,504.78	97354.548	-189.7066017
16-oct	5 AM- 12 PM	177,041.51	52485.71	901.3277933
	12:05 PM- 7 PM	91,189.94	115038.608	503.4908605
	7:05 PM -4:55 AM	183,340.68	205253.498	2,222.25
17-oct	5 AM- 12 PM	190,397.88	55478.46	960.6610067
	12:05 PM- 7 PM	69,195.71	102195.656	373.6503583
	7:05 PM -4:55 AM	237,279.53	217894.497	-2179.600954
18-oct	5 AM- 12 PM	188,623.31	54638.96	941.157259
	12:05 PM- 7 PM	17,925.19	60487.4082	364.2896176
	7:05 PM -4:55 AM	193,241.32	150368.3	-131.2331542
19-oct	5 AM- 12 PM	150,895.20	44921.69	759.0020665
	12:05 PM- 7 PM	89,480.89	106385.627	507.3327243
	7:05 PM -4:55 AM	7,948.45	152239.652	-2363.443095
20-oct	5 AM- 12 PM	120,920.69	36189.06	611.1002795
	12:05 PM- 7 PM	110,152.42	108461.6	250.0113512
	7:05 PM -4:55 AM	170,613.10	206879.01	678.561315
21-oct	5 AM- 12 PM	118,641.47	35333.54	602.3239917
	12:05 PM- 7 PM	96,684.05	106098.736	504.0617304
	7:05 PM -4:55 AM	190,626.78	193727.15	413.6248251
22-oct	5 AM- 12 PM	106,198.97	30995.19	538.7494595

	12:05 PM- 7 PM	101,328.08	96613.87	460.3688152
	7:05 PM -4:55 AM	201,397.59	195012.44	1,733.38
23-oct	5 AM- 12 PM	124,816.48	36078.47	633.7454674
	12:05 PM- 7 PM	76,718.22	88293.41	408.9370985
	7:05 PM -4:55 AM	188,810.59	198776.35	2,031.99
24-oct	5 AM- 12 PM	150,389.40	43487.12	754.1972387
	12:05 PM- 7 PM	41,213.48	77181.225	220.1124389
	7:05 PM -4:55 AM	132,628.63	91763.725	1,413.98
25-oct	5 AM- 12 PM	316,505.06	38649.36	687.7093323
	12:05 PM- 7 PM	5,724.86	21743.4935	89.7381861
	7:05 PM -4:55 AM	101,218.92	63767.9807	607.6342427
26-oct	5 AM- 12 PM	136,735.74	41795.16	699.8817747
	12:05 PM- 7 PM	88,409.79	83780.981	139.6785051
	7:05 PM -4:55 AM	147,045.02	173789.31	724.8508804
27-oct	5 AM- 12 PM	151,845.77	45233.44	780.2441698
	12:05 PM- 7 PM	142,009.37	149370.11	710.0071574
	7:05 PM -4:55 AM	199,936.52	242642.73	2,238.77
28-oct	5 AM- 12 PM	162,754.24	47975.39	843.0158702
	12:05 PM- 6 PM	113,816.57	118926.18	476.5442793
	6:05 PM -4:55 AM	249,224.88	265566.39	746.3882046
29-oct	5 AM- 12 PM	164,806.31	49653.34	850.6825481
	12:05 PM- 6 PM	111,815.66	118403.78	576.3932862
	6:05 PM -4:55 AM	290,026.14	274843.77	776.106458
30-oct	5 AM- 12 PM	172,590.25	50978.62	877.7974326
	12:05 PM- 6 PM	101,867.09	109337.83	720.3550211
	6:05 PM -4:55 AM	274,120.91	268979.52	194.7620696
31-oct	5 AM- 12 PM	166,974.05	49565.07	850.9120193
	12:05 PM- 6 PM	99,033.71	108298.94	353.0389014
	6:05 PM -4:55 AM	186,434.25	221750.58	2,326.64

Tabla 10.- Potencia, energía y corriente de Octubre 2018.

3.5 Cálculo de resistencia del conductor conforme a las temperaturas presentadas en la tabla 7.

La resistencia del conductor se hará mediante la siguiente formula:

$$R_2 = R_1 \left[\frac{T + t_2}{T + t_1} \right]$$

Ecuación 14

Donde:

R_1 = es la resistencia del conductor. Nota: este dato se encuentra en las tablas del Manual Eléctrico Viakon. [Anexo 5 y Anexo 6]

t_2 = temperatura a la que se está sometido el conductor, es decir, a la que se desea encontrar.

t_1 = temperatura de R_1 .

T = Factor de corrección por temperatura para aluminio estirado en frio.

Conforme a la formula explicada anteriormente y con los datos de la **tabla 7**, se obtuvieron los siguientes resultados.

FECHA	HORARIO	TEMPERATURA MÁX (°)	TEMPERATURA MIN (°)	RESISTENCIA (Ω) CON T MÁX	RESISTENCIA (Ω) CON T MIN
01-oct	5 AM- 12 PM	31	22	6.904892588	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
02-oct	5 AM- 12 PM	30	20	6.883247157	6.666792843
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
03-oct	5 AM- 12 PM	31	20	6.904892588	6.666792843
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
04-oct	5 AM- 12 PM	30	22	6.883247157	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
05-oct	5 AM- 12 PM	31	22	6.904892588	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
06-oct	5 AM- 12 PM	30	22	6.883247157	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
07-oct	5 AM- 12 PM	33	21	6.94818345	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
08-oct	5 AM- 12 PM	34	22	6.969828882	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
09-oct	5 AM- 12 PM	34	23	6.969828882	6.731729137
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
10-oct	5 AM- 12 PM	32	22	6.904892588	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
11-oct	5 AM- 12 PM	30	21	6.883247157	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
12-oct	5 AM- 12 PM	30	22	6.883247157	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
13-oct	5 AM- 12 PM	34	20	6.969828882	6.666792843
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
14-oct	5 AM- 12 PM	35	20	6.991474313	6.666792843
	12:05 PM- 7 PM				

	7:05 PM -4:55 AM				
15-oct	5 AM- 12 PM	34	22	6.969828882	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
16-oct	5 AM- 12 PM	33	22	6.94818345	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
17-oct	5 AM- 12 PM	33	22	6.94818345	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
18-oct	5 AM- 12 PM	31	21	6.904892588	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
19-oct	5 AM- 12 PM	32	21	6.904892588	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
20-oct	5 AM- 12 PM	33	21	6.94818345	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
21-oct	5 AM- 12 PM	33	21	6.94818345	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
22-oct	5 AM- 12 PM	32	21	6.904892588	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
23-oct	5 AM- 12 PM	33	22	6.94818345	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
24-oct	5 AM- 12 PM	34	21	6.969828882	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
25-oct	5 AM- 12 PM	33	20	6.94818345	6.666792843
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
26-oct	5 AM- 12 PM	33	22	6.94818345	6.710083706
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
27-oct	5 AM- 12 PM	30	21	6.883247157	6.688438245
	12:05 PM- 7 PM				
	7:05 PM -4:55 AM				
28-oct	5 AM- 12 PM	28	22	6.839956294	6.710083706
	12:05 PM- 6 PM				
	6:05 PM -4:55 AM				
29-oct	5 AM- 12 PM	31	20	6.904892588	6.666792843
	12:05 PM- 6 PM				
	6:05 PM -4:55 AM				

30-oct	5 AM- 12 PM	31	20	6.904892588	6.666792843
	12:05 PM- 6 PM				
	6:05 PM -4:55 AM				
31-oct	5 AM- 12 PM	33	22	6.94818345	6.710083706
	12:05 PM- 6 PM				
	6:05 PM -4:55 AM				

Tabla 11.- Resistencias con T_{máx} y T_{min}.

3.6 Cálculo de pérdidas de energía.

Para poder obtener los resultados de pérdidas se utilizara la fórmula de efecto Joule.

$$Q = I^2 * R$$

Ecuación 15

Donde:

Q= Energía producida por la corriente expresada en Julios (J)

I= Intensidad de la corriente que circula (A)

R= Resistencia de conductor (Ω)

Con los datos de corriente de la **tabla 10** y los resultados de resistencia de la **tabla 11**, se obtuvo los resultados de pérdidas de energía presentadas en la siguiente tabla.

FECHA	HORARIO	RESISTENCIA (Ω) CON T MÁX	RESISTENCIA (Ω) CON T MIN	CORRIENTE (A)	PERDIDAS EN KWh CON T MÁX	PERDIDAS EN KWh CON T MIN
01-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.710083706	783.6816283	4,240.69	4121.04
	12:05 PM- 7 PM			648.4755372	2903.65	2821.73
	7:05 PM -4:55 AM			1,124.02	8723.74	8477.62
02-oct	5 AM- 12 PM	6.883247157	6.666792843	917.399224	5793.09	5610.92
	12:05 PM- 7 PM			657.4978977	2975.65	2882.08
	7:05 PM -4:55 AM			1,602.89	17684.87	17128.74
03-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.666792843	819.7432143	4639.94	4479.94
	12:05 PM- 7 PM			624.4856484	2692.79	2599.93
	7:05 PM -4:55 AM			440.4343539	1339.43	1293.24
04-oct	5 AM- 12 PM	6.883247157	6.710083706	900.6234319	5583.16	5442.7
	12:05 PM- 7 PM			643.7109291	2852.17	2780.42
	7:05 PM -4:55 AM			1,211.62	10104.74	9850.53
05-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.710083706	874.2928623	5278.02	5129.11
	12:05 PM- 7 PM			563.1931619	2190.14	2128.35
	7:05 PM -4:55 AM			1,242.17	10654.07	10353.49
06-oct	5 AM- 12 PM	6.883247157	6.710083706	831.2326388	4755.96	4636.32
	12:05 PM- 7 PM			647.4943931	2885.79	2813.2
	7:05 PM -4:55 AM			1,663.51	19047.68	18568.49
07-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.688438245	899.0291473	5615.89	5405.95
	12:05 PM- 7 PM			579.2313561	2331.18	2244.03
	7:05 PM -4:55 AM			1,037.89	7484.63	7204.83

08-oct	5 AM- 12 PM	6.969828882	6.710083706	775.3076543	4189.58	4033.44
	12:05 PM- 7 PM			307.9149017	660.82	636.19
	7:05 PM -4:55 AM			507.5110439	1795.2	1728.3
09-oct	5 AM- 12 PM	6.969828882	6.731729137	883.845291	5444.71	5258.71
	12:05 PM- 7 PM			350.525517	856.37	827.12
	7:05 PM -4:55 AM			980.782481	6704.52	6475.48
10-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.710083706	754.5730617	3931.51	3820.59
	12:05 PM- 7 PM			449.1825189	1393.17	1353.86
	7:05 PM -4:55 AM			57.37414634	22.73	22.09
11-oct	5 AM- 12 PM	6.883247157	6.688438245	730.1566627	3669.66	3565.8
	12:05 PM- 7 PM			246.2855682	417.51	405.7
	7:05 PM -4:55 AM			1,818.71	22767.81	22123.44
12-oct	5 AM- 12 PM	6.883247157	6.710083706	790.7569245	4304.07	4195.79
	12:05 PM- 7 PM			511.9458892	1804.02	1758.64
	7:05 PM -4:55 AM			768.9514457	4069.97	3967.58
13-oct	5 AM- 12 PM	6.969828882	6.666792843	852.7176852	5067.95	4847.61
	12:05 PM- 7 PM			351.7267883	862.25	824.76
	7:05 PM -4:55 AM			168.720432	198.41	189.78
14-oct	5 AM- 12 PM	6.991474313	6.666792843	646.4608547	2921.82	2786.13
	12:05 PM- 7 PM			782.2996232	4278.73	4080.03
	7:05 PM -4:55 AM			967.649525	6546.44	6242.42
15-oct	5 AM- 12 PM	6.969828882	6.710083706	805.4590495	4521.78	4353.26
	12:05 PM- 7 PM			292.7179082	597.2	574.95
	7:05 PM -4:55 AM			-189.7066017	250.83	241.49
16-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.710083706	901.3277933	5644.65	5451.22
	12:05 PM- 7 PM			503.4908605	1761.39	1701.03
	7:05 PM -4:55 AM			2,222.25	34312.94	33137.11
17-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.710083706	960.6610067	6412.27	6192.53
	12:05 PM- 7 PM			373.6503583	970.07	936.83
	7:05 PM -4:55 AM			-2179.600954	33008.46	31877.33
18-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.688438245	941.157259	6116.19	5924.46
	12:05 PM- 7 PM			364.2896176	916.33	887.6
	7:05 PM -4:55 AM			-131.2331542	118.92	115.19
19-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.688438245	759.0020665	3977.8	3853.1
	12:05 PM- 7 PM			507.3327243	1777.23	1721.51
	7:05 PM -4:55 AM			-2363.443095	38569.79	37360.7
20-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.688438245	611.1002795	2594.75	2497.75
	12:05 PM- 7 PM			250.0113512	434.3	418.07
	7:05 PM -4:55 AM			678.561315	3199.26	3079.66
21-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.688438245	602.3239917	2520.76	2426.53
	12:05 PM- 7 PM			504.0617304	1765.38	1699.39
	7:05 PM -4:55 AM			413.6248251	1188.73	1144.29
22-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.688438245	538.7494595	2004.15	1941.33
	12:05 PM- 7 PM			460.3688152	1463.42	1417.54
	7:05 PM -4:55 AM			1,733.38	20746.53	20096.17
23-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.710083706	633.7454674	2790.62	2694.99

	12:05 PM- 7 PM			408.9370985	1161.94	1122.12
	7:05 PM -4:55 AM			2,031.99	28688.95	27705.84
24-oct	5 AM- 12 PM	6.969828882	6.688438245	754.1972387	3964.53	3804.47
	12:05 PM- 7 PM			220.1124389	337.68	324.05
	7:05 PM -4:55 AM			1,413.98	13935.05	13372.46
25-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.666792843	687.7093323	3286.1	3153.02
	12:05 PM- 7 PM			89.7381861	55.95	53.95
	7:05 PM -4:55 AM			607.6342427	2565.4	2461.51
26-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.710083706	699.8817747	3403.46	3286.83
	12:05 PM- 7 PM			139.6785051	135.56	130.91
	7:05 PM -4:55 AM			724.8508804	3650.64	3525.54
27-oct	5 AM- 12 PM	6.883247157	6.688438245	780.2441698	4190.39	4071.79
	12:05 PM- 7 PM			710.0071574	3469.91	3371.71
	7:05 PM -4:55 AM			2,238.77	34499.59	33523.19
28-oct	5 AM- 12 PM	6.839956294	6.710083706	843.0158702	4860.99	4768.69
	12:05 PM- 6 PM			476.5442793	1553.32	1523.82
	6:05 PM -4:55 AM			746.3882046	3810.51	3738.16
29-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.666792843	850.6825481	4996.8	4824.5
	12:05 PM- 6 PM			576.3932862	2294.01	2214.9
	6:05 PM -4:55 AM			776.106458	4159.1	4015.68
30-oct	5 AM- 12 PM	6.904892588	6.666792843	877.7974326	5320.42	5136.95
	12:05 PM- 6 PM			720.3550211	3583.03	3459.47
	6:05 PM -4:55 AM			194.7620696	261.92	252.89
31-oct	5 AM- 12 PM	6.94818345	6.710083706	850.9120193	5030.84	4858.44
	12:05 PM- 6 PM			353.0389014	866	836.32
	6:05 PM -4:55 AM			2,326.64	37612.4	36323.5

Tabla 12.- Pérdidas de Energía.

4. Resultados y conclusiones.

Como se puede observar en la **Tabla 13.- Resultados diarios de pérdidas** la línea pierde del 2 al 4 por ciento diario de energía, con excepciones de algunos días que se resaltan en la tabla.

FECHA	ENERGÍA (KWh)	% de Pérdidas con T _{máx}	% de Pérdidas con T _{min}
01/10/2018	507,952.62	3.12	3.04
02/10/2018	408,953.18	6.47	6.27
03/10/2018	413,899.77	2.10	2.02
04/10/2018	418,291.06	4.43	4.32
05/10/2018	395,651.46	4.58	4.45
06/10/2018	395,651.46	6.62	6.46
07/10/2018	347,858.38	4.44	4.27
08/10/2018	299,713.17	2.22	2.13
09/10/2018	298,968.11	4.35	4.20

10/10/2018	260,214.75	2.05	2.00
11/10/2018	228967.898	11.73	11.40
12/10/2018	309690.126	3.29	3.20
13/10/2018	338992.152	1.81	1.73
14/10/2018	357745.367	3.84	3.66
15/10/2018	223061.73	2.41	2.32
16/10/2018	372777.816	11.19	10.81
17/10/2018	375568.613	10.75	10.39
18/10/2018	265494.6682	2.69	2.61
19/10/2018	303546.969	14.60	14.14
20/10/2018	351529.67	1.77	1.71
21/10/2018	335159.426	1.63	1.57
22/10/2018	322621.5	7.51	7.27
23/10/2018	323148.23	10.10	9.75
24/10/2018	212432.07	8.58	8.24
25/10/2018	124160.8342	4.76	4.57
26/10/2018	299365.451	2.40	2.32
27/10/2018	437246.28	9.64	9.37
28/10/2018	432467.96	2.36	2.32
29/10/2018	442900.89	2.59	2.50
30/10/2018	429295.97	2.13	2.06
31/10/2018	379614.59	11.46	11.07

Tabla 13.- Resultados diarios de pérdidas

Conforme al estudio que se ha desarrollado sobre la línea de subtransmisión ANG-73970-TGD se pueden generar pérdidas por efecto Joule mediante los siguientes factores: temperatura, libranza o demanda.

Temperatura en días con mayor porcentaje de pérdidas.

FECHA	TEMPERATURA MÁX	TEMPERATURA MIN
11-oct-18	30	21
16-oct-18	33	22
17-oct-18	33	22
19-oct-18	32	21
23-oct-18	33	22
31-oct-18	33	22

Tabla 14.- Temperatura en días con mayor porcentaje de pérdidas.

Como se puede observar en la tabla anterior el conductor no se encontró expuesto a altas temperaturas como para haber presentado pérdidas significativas, bajo esa condición se desprecia como factor en este análisis.

FECHA	HORARIO	PÉRDIDAS EN KWh CON TMÁX	PÉRDIDAS EN KWh CON TMIN
11-oct-18	5 AM- 12 PM	3669.66	3565.8
	12:05 PM- 7 PM	417.51	405.7
	7:05 PM -4:55 AM	22767.81	22123.44
16-oct-18	5 AM- 12 PM	5644.65	5451.22
	12:05 PM- 7 PM	1761.39	1701.03
	7:05 PM -4:55 AM	34312.94	33137.11
17-oct-18	5 AM- 12 PM	6412.27	6192.53
	12:05 PM- 7 PM	970.07	936.83
	7:05 PM -4:55 AM	33008.46	31877.33
19-oct-18	5 AM- 12 PM	3977.8	3853.1
	12:05 PM- 7 PM	1777.23	1721.51
	7:05 PM -4:55 AM	38569.79	37360.7
23-oct-18	5 AM- 12 PM	2790.62	2694.99
	12:05 PM- 7 PM	1161.94	1122.12
	7:05 PM -4:55 AM	28688.95	27705.84
31-oct-18	5 AM- 12 PM	5030.84	4858.44
	12:05 PM- 6 PM	866	836.32
	6:05 PM -4:55 AM	37612.4	36323.5

Tabla 15.- Pérdidas en días significativos con horarios.

En la Tabla 15 se muestra los horarios en los cuales se obtuvieron mayor números de pérdidas en los días con alto porcentaje de las mismas. Y como se sabe las libranzas programadas son en un horario laborable y bajo ese lapso de tiempo, únicamente se autorizan en casos de emergencias; es por ello que ese factor no se desprecia del todo.

FECHA	HORARIO	ENERGÍA (KWh)
11-oct	5 AM- 12 PM	41289.32
	12:05 PM- 7 PM	66136.842
	7:05 PM -4:55 AM	121541.736
16-oct	5 AM- 12 PM	52485.71
	12:05 PM- 7 PM	115038.608
	7:05 PM -4:55 AM	205253.498
17-oct	5 AM- 12 PM	55478.46
	12:05 PM- 7 PM	102195.656
	7:05 PM -4:55 AM	217894.497
19-oct	5 AM- 12 PM	44921.69
	12:05 PM- 7 PM	106385.627
	7:05 PM -4:55 AM	152239.652
23-oct	5 AM- 12 PM	36078.47
	12:05 PM- 7 PM	88293.41

	7:05 PM - 4:55 AM	198776.35
31-oct	5 AM- 12 PM	49565.07
	12:05 PM- 6 PM	108298.94
	6:05 PM - 4:55 AM	221750.58

Tabla 16.- Días con mayor demanda.

En la **Tabla 16** se presenta los días de mayor demanda de la línea, como se sabe a mayor demanda es mayor la corriente y eso eleva al número de pérdidas de energía. Este factor si es considerable como causante el porcentaje de pérdidas obtenidas en este estudio.

Para disminución de pérdidas se recomienda que en cuestiones de libranzas programadas o por emergencia, se distribuya la carga a las líneas adyacentes, para no cargar de más es decir no sobrepasar su límite de corriente, y tener como consecuencia un porcentaje elevado de pérdidas que conlleve al deterioro de conductor y de suministro eléctrico de la red nacional.

Referencias Bibliográficas

- [1] Jiménez Romero, S. J. (2005). Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica.
- [2] Villavicencio Bellolio, C. A., Cardenas Mosquera, G. A., & Hidalgo Silva, L. A. (2018). *Análisis técnico y económico para la reducción de pérdidas técnicas y comerciales de energía en la Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos EMELGUR* (Bachelor's thesis, Espol).
- [3] Juan Manuel Ochoa Osorio, Universidad de San Carlos de Guatemala (Facultad de Ingeniería), Guatemala, “Estimación de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos”, Febrero 2006.
- [4] Luis Nazario Ángel Cortés, MC Mario Salvador Esparza González; Instituto Tecnológico de Aguascalientes, México, “Análisis de pérdidas de energía eléctrica en una línea de transmisión de CA comparada con una CD”.
- [5] Aguirre Vásquez, G. M. (2016). *Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución* (Doctoral dissertation, Universidad de El Salvador).
- [6] Barrionuevo Mayorga, D. J., & Rodriguez Morales, J. O. (2017). *Análisis de perfiles de voltaje y pérdidas técnicas empleando curvas de carga, en el Ramal Totoras, Pelileo y Baños a nivel de subtransmisión (69kv) de la empresa eléctrica Ambato SA* (Bachelor's thesis, LATACUNGA/UTC/2017).
- [7] Maza Hernández Zeus Jesús (2018). Análisis de pérdidas técnicas en el SEP (sistema eléctrico de potencia) en estado estable o en mantenimiento con libranza. Instituto Tecnológico Nacional, Campus Tuxtla Gutiérrez. Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.
- [8] RIQUELME, F. G. L. METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN CON MÚLTIPLES PROPIETARIOS.
- [9] Paniagua García Kevin Ivan (2018). Análisis de pérdidas técnicas en el SEP (sistema eléctrico de potencia) en estado estable o en mantenimiento con libranza. Instituto Tecnológico Nacional, Campus Tuxtla Gutiérrez. Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.
- [10] Cooper Power Systems. (1990). Electrical Distribution - System Protection. United States: Cooper Power Systems.
- [11] Herculano Martínez, A., & Maza Sánchez, C. (2012). Manual para la instalación de cables de energía de media tensión.

[12] Gutiérrez, S. M. T. (2011). Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados. *Universidad Nacional de Colombia, Bogotá*.

[13] Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización).

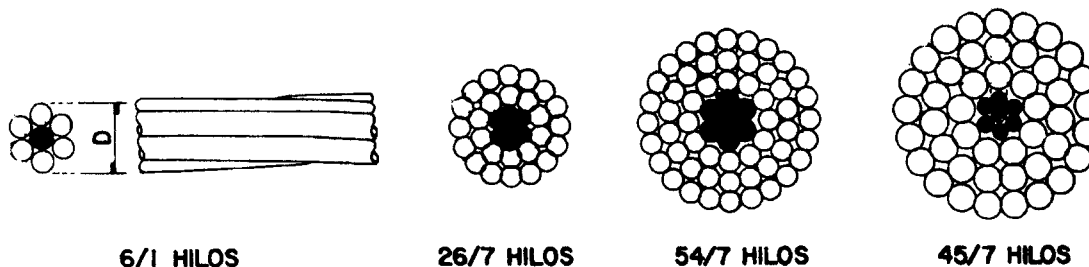
[14] Especificación CFE E1000-12, “Cable de Aluminio con Cableado Concéntrico y Núcleo de Acero Galvanizado (ACSR). LAPEM

Anexo 1.- Características generales del cable ACSR.

TABLA 1 - Características generales del cable ACSR

Descripción corta	Designación	Clave	Área nominal de la sección transversal (mm ²)			Conductor de aluminio		Núcleo de acero			Diámetro exterior del cable (mm)	Masa (kg/km)			Carga de ruptura (kN)	Resistencia eléctrica en c.d. a 20 °C al cable completo
			Aluminio	Acero	Total	Número alambres	Diámetro de los alambres (mm)	Número alambres	Diámetro de los alambres (mm)	Diámetro núcleo de acero (mm)		Aluminio	Acero	Total		
ACSR 1/0	RAVEN	EV0D000D61	53.48	8.97	62.45	6	3.37	1	3.37	3.37	10.11	154.4	61.8	216.2	19.10	0.535
ACSR 3/0	PIGEON	EV0D000B61	85.01	14.15	99.16	6	4.25	1	4.25	4.25	12.75	245.5	98.3	343.8	29.01	0.336
ACSR 266	PARTRIDGE	EV0D00ALG7	135.2	22.0	157.2	26	2.57	7	2.00	6.00	16.31	374.8	115.4	545.4	48.98	0.214
ACSR 336	LINNET	EV0D00ARG7	170.5	27.7	198.2	26	2.89	7	2.25	6.74	18.29	472.2	217.7	689.9	61.97	0.170
ACSR 477	HAWK	EV0D00B1G7	241.7	39.3	281	26	3.44	7	2.67	8.02	21.77	669.7	307.1	975.8	85.24	0.119
ACSR 795	DRAKE	EV0D00BFG7	402.8	65.6	468.4	26	4.44	7	3.45	10.36	28.11	1 117.4	508.6	1 626	137.80	0.0716
ACSR 900	CANARY	EV0D00BKL7	456	59.1	515.1	54	3.28	7	3.28	9.84	29.52	1 264.4	461.6	1 726	138.92	0.0633
ACSR 1113	BLUE JAY	EV0D00BUK7	564	39	603	45	4.00	7	2.66	7.99	31.98	1 564.3	306.7	1 871	130.14	0.0511

NOTA: Las tolerancias para alambres de aluminio están con base en las normas NMX-J-027-ANCE y para alambres de acero galvanizado la norma NMX-B-441.



Anexo 2. Prueba a los alambres de aluminio duro, alambres de acero y cable terminado.

APÉNDICE A (Normativo)

PRUEBAS A LOS ALAMBRES DE ALUMINIO DURO, ALAMBRES DE ACERO Y CABLE TERMINADO

A.1 PRUEBAS A LOS ALAMBRES DE ALUMINIO DURO

Las pruebas que se deben realizar a los alambres de aluminio duro son las siguientes:

Prueba	Norma que aplica	Tipo de prueba		
		Rutina	Aceptación	Prototipo
Diámetro	NMX-J-066	X	--	X
Área	NMX-J-066	X	X	X
Resistencia y resistividad eléctrica	NMX-J-212	X	X	X
Esfuerzo de ruptura por tensión	NMX-J-312	X	X	X
Ductibilidad o enrollamiento	NMX-J-027	X	--	X

NOTA: Las pruebas de rutina se aplican a los alambres antes de cablear y las pruebas de aceptación se aplican a los alambres removidos del cable.

A.2 PRUEBAS A LOS ALAMBRES DE ACERO GALVANIZADO

Las pruebas que se deben realizar a los alambres de acero galvanizado son las siguientes:

Prueba	Norma que aplica	Tipo de prueba		
		Rutina	Aceptación	Prototipo
Dimensiones y tolerancias	NMX-B-441, Tabla 5	X	X	X
Análisis químico	NMX-B-1			X
Masa del recubrimiento de zinc, tipo A	NMX-H-014	X	X	X
Esfuerzo de ruptura por tensión al 1 % del alargamiento	NMX-B-310	X	X (*)	X
Tensión de ruptura	NMX-B-310	X	X (*)	X
Enrollado	NMX-B-441	X	X	X
Acabado y uniones	NMX-B-441	X	X	X

NOTA 1. Las pruebas de rutina se aplican a los alambres antes de cablear y las pruebas de aceptación se aplican a los alambres removidos del cable.

A.3 PRUEBAS AL CABLE TERMINADO

Las pruebas que se deben realizar al cable terminado son las siguientes:

Prueba	Norma que aplica	Tipo de prueba		
		Rutina	Aceptación	Prototipo
Diámetros	NMX-J-066	X		X
Área	NMX-J-129	X	X	X
Resistencia y resistividad eléctrica	NMX-J-212	X	X	X
Esfuerzo de ruptura por tensión	NMX-J-312	X	X	X
Relación de paso de cableado (de cada capa)	NMX-J-516	X	--	X
Sentido de cableado (de cada capa)	NMX-J-516	X	--	X
Esfuerzo - deformación	Como se indica en Apéndice B	--	--	X

NOTA: Las pruebas de rutina se aplican a los alambres antes de cablear y las pruebas de aceptación se aplican a los alambres removidos del cable.

A.4 PRUEBAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS

Las pruebas de aceptación y rutina deben ser solicitadas al fabricante en el momento del contrato y para los alambres de aluminio removidos del conductor completo la tensión de ruptura no debe ser menor del 95 % de la tensión de ruptura nominal especificada antes de cablear. La resistividad eléctrica debe ser la mínima especificada antes de cablear.

Anexo 3.- Prueba de Esfuerzo- Deformación.

APÉNDICE B (Normativo)

PRUEBA DE ESFUERZO – DEFORMACIÓN

La finalidad de esta prueba es para determinar la deformación que experimenta el cable cuando es sometido a diferentes niveles tensión mecánica en lapsos de tiempo determinados.

Para la realización esta prueba se deben utilizar herrajes de sujeción tales como preformados, conectores a compresión, resinas epoxicas y metales con bajo punto de fusión.

B.1 LONGITUD DE LA MUESTRA

La longitud de la muestra requerida para las pruebas de tensión y esfuerzo deformación, deben ser al menos 400 veces el diámetro del conductor a evaluar, pero no menos de 10 m.

La longitud de las muestras en el párrafo anterior, es el mínimo requerido para garantizar una buena medición con la cual se debe obtener exactitud en las curvas de esfuerzo-deformación. En casos donde el fabricante pueda demostrar a satisfacción del comprador con resultados de pruebas comparativas, que una longitud más corta pueda dar resultados con exactitud y repetibilidad equivalente, pueden ser utilizadas para la prueba.

B.2 TEMPERATURA DE PRUEBA

La temperatura de la muestra debe ser registrada y no debe variar por más de ± 2 °C durante la ejecución de la prueba. Las lecturas de las temperaturas deben ser tomadas, como mínimo, al comienzo y final de cada periodo de carga sostenida.

B.3 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA

Se debe tener mucho cuidado en la preparación de las muestras a evaluar ya que los desplazamientos relativos tan pequeños como 1 mm entre el núcleo de acero y las capas de aluminio del conductor causan cambios que impactan significativamente en la medición de las curvas de esfuerzo – deformación.

Para la preparación de la muestra se deben de seguir los pasos que a continuación se mencionan:

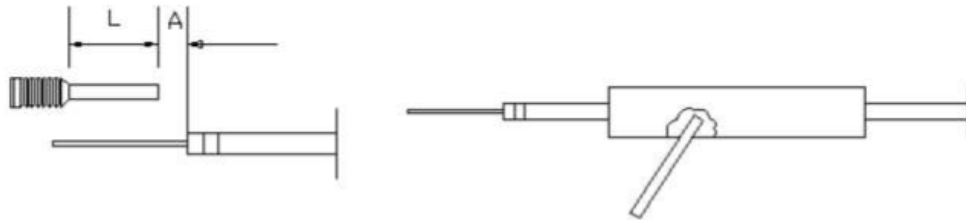
- a) Antes de remover la muestra del carrete, fijar una abrazadera de tornillo adecuadamente ajustada al diámetro del cable y colocada a $3 \text{ m} \pm 1 \text{ m}$ del extremo libre del conductor. La abrazadera debe ser puesta con suficiente presión para evitar que se presenten movimientos relativos entre los alambres de las diferentes capas en el conductor.
- b) Desenrollar del carrete, de forma lo más recta posible, evitando la formación de cocas o dobleces en el cable, la longitud deseada de conductor e instalar otra abrazadera de sujeción a la distancia requerida midiendo dicha distancia a partir de la primera abrazadera. Aplicar cinta adhesiva (aislante) y cortar el conductor a una distancia de la abrazadera que permita colocar los accesorios en los extremos.

- c) Durante el traslado hasta el equipo de prueba, la muestra debe estar protegida apropiadamente contra daño. Si una vez cortada la muestra a evaluar se requiere enrollarla para transportarla, el diámetro del rollo o del carrete de la muestra debe ser de por lo menos 50 veces del diámetro del conductor. Este diámetro se debe considerar también para el envío de la muestra al laboratorio de pruebas.
- d) Al llevar a cabo el ensayo de esfuerzo-deformación, se deben utilizar herrajes en los extremos de uso estándar tales como preformados, conectores a compresión, resinas epóxicas, metales con bajo punto de fusión, grapas atornilladas o tipos de soldaduras. Los alambres del cable no deben ser desenrollados, limpiados o engrasados antes de colocar los accesorios en los extremos.
- e) Se debe tener cuidado de no dañar ningún alambre durante la preparación de los extremos de la muestra.
- f) El montaje de los herrajes en los extremos no debe inducir deslizamiento de los alambres o dejar el cable flojo, ya que esto puede modificar el comportamiento la curva de esfuerzo – deformación del conductor.

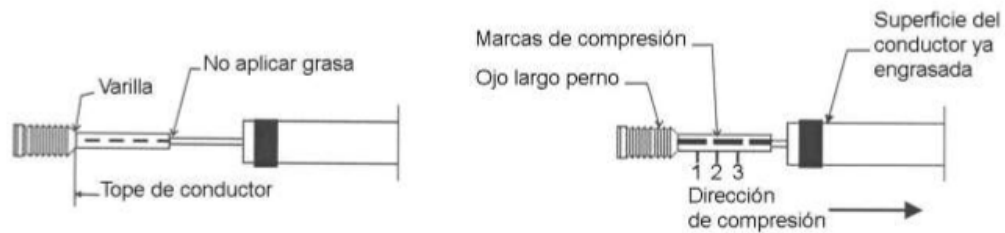
B.4 REQUERIMIENTOS (SÓLO PARA ACCESORIOS EN COMPRESIÓN)

- a) Cuando se utilicen herrajes de tensión a compresión en conductores ACSR, se debe utilizar la metodología indicada:
 - Preparar los extremos del conductor según paso 1 del croquis de la figura B1 y deslizar la manga de aluminio de forma que entre el conductor con todas las capas de alambres que lo constituyen.
 - Introducir el alma de acero en el ojo largo del perno y comprimir de acuerdo al croquis (véase paso 2 indicado en la figura B1).
 - Deslizar la manga de aluminio a su posición correcta y comprimirla, iniciando por la parte interna del cuerpo de la manga (véase figura B1 paso 3).

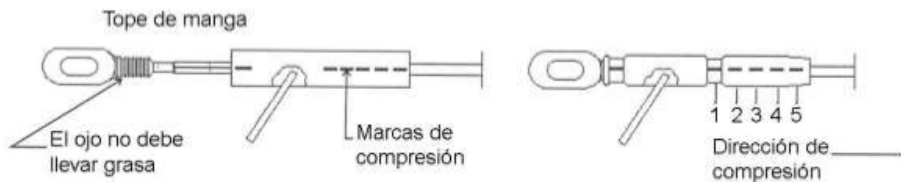
Paso 1.



Paso 2.



Paso 3.



B.5 INICIO DE LA PRUEBA

- La muestra a evaluar debe ser sostenida a través de su longitud total y ajustada de tal forma que el conductor no se levante por más de 10 mm cuando se encuentre bajo tensión. Esto debe ser verificado por mediciones de la longitud de levantamiento de la muestra, más que por el tensionado del conductor.
- La distancia entre la abrazadera de la longitud de control y el punto de sujeción de la grapa al equipo de tensión debe ser medida con un calibrador antes y después de la prueba para asegurar que después del ciclo de carga del 85 %, cuando se haya regresado al nivel de precarga, ésta no varíe por más de 1 mm del valor tomado antes de la prueba (durante la prueba la distancia puede cambiar por más de 1 mm). La resolución más adecuada en el instrumento para medición dicha distancia es de 0.1 mm.
- La deformación del conductor es determinada mediante la medición del desplazamiento entre los dos extremos de la longitud de control. Ésta se puede realizar por medio de un sensor de desplazamiento y varillas calibradas o bien con discos de referencia e indicadores de carátula calibrados. Tanto el movimiento por levantamiento del conductor, como el torcimiento que pudiera sufrir durante la prueba no debe de introducir más que 0.3 mm de error en las lecturas.

NOTA 1. Durante las etapas de la prueba con baja tensión mecánica puede causar que los hilos del cable se abulten por varios milímetros en la parte externa. El pando o abultamiento desaparece a mayor tensión como un resultado de la deformación elástica y reaparece cuando la tensión es liberada.

B.6 SECUENCIA DE APLICACIÓN DE CARGA PARA LA PRUEBA

Las condiciones de carga para la prueba de esfuerzo – deformación debe ser la siguiente:

- a) Aplicar una la precarga al 5 % de TRN (tensión de ruptura nominal) para enderezar el conductor y colocar el dispositivo de medición de deformación, que debe ser mínimo del 85 % de la longitud total de la probeta. Ajustar el medidor de desplazamiento en cero.

Para registradores de datos no continuos esfuerzo-deformación tomar las lecturas de deformación a intervalos de 2.5 % del TRN redondeándolo en N.
- b) Tensionar la muestra al 15 % del TRN y sostenerla por 0.5 h, tomar lecturas, al menos, después de 5 min, 10 min, 15 min y 30 min durante el periodo, regresar al nivel de precarga aplicado en inciso a) de este párrafo.

La velocidad de aplicación de la carga durante la prueba debe ser uniforme, el tiempo requerido para llegar al 15 % del TRN debe ser entre 0.5 min y 1.0 min. La misma velocidad se debe mantener para las restantes etapas de carga.
- c) Segunda aplicación de carga al 30 % del TRN y sostenerla por 1.0 h, tomar lecturas después de 5 min, 10 min, 15 min, 30 min, 45 min y 60 min durante el periodo. Regresar al nivel de precarga aplicado en inciso a) de este párrafo.
- d) Tercera aplicación de carga al 50 % del TRN y sostenerla por 1.0 h, tomar lecturas después de 5 min, 10 min, 15 min, 30 min, 45 min y 60 min durante el periodo. Regresar al nivel de precarga aplicado en inciso a) de este párrafo.
- e) Cuarta aplicación de carga al 70 % del TRN y sostenerla por 1.0 h, tomar lecturas después de 5 min, 10 min, 15 min, 30 min, 45 min y 60 min durante el periodo. Regresar al nivel de precarga aplicado en inciso a) de este párrafo.
- f) Quinta aplicación de carga al 85 % del TRN y sostenerla por 1.0 h, tomar lecturas después de 5 min, 10 min, 15 min, 30 min, 45 min y 60 min durante el periodo. Regresar al nivel de precarga aplicado en inciso a) de este párrafo.
- g) Después de la quinta aplicación de carga, regresar al 5 % de TRN para retirar los instrumentos de medición una vez hecho esto aplicar tensión, incrementándola uniformemente, hasta alcanzar la resistencia a la ruptura real.

NOTA 1. Cuando grapas de tensión a compresión son utilizadas para la sujeción de la probeta, se puede colocar el dispositivo de medición de la deformación sin descargar la precarga del 5 %.

NOTA 2. Se recomienda extremar cuidados cuando se prueben conductores por arriba del 70 % del TRN.

B.7 PRUEBA DE CARGAS PARA EL NÚCLEO DE ACERO SOLAMENTE

Cuando se requiera efectuar la evaluación, las condiciones de carga para la prueba esfuerzo-deformación para el núcleo de acero debe ser como sigue:

- a) La prueba debe consistir de aplicaciones sucesivas de carga aplicadas de manera similar a como se aplico al conductor completo: 15%, 30%, 50%, 70% y 80% del TRN, respectivamente.
- b) El núcleo de acero debe ser cargado hasta la ruptura.
- c) Obtener la curva esfuerzo-deformación.

Anexo 4.- Planes de muestreo para cables de aluminio con núcleo de acero (ACSR).

APÉNDICE C (Normativo)

PLANES DE MUESTREO PARA CABLES DE ALUMINIO CON NÚCLEO DE ACERO (ACSR)

El tamaño de la muestra se selecciona de las tablas C2, C3 y C4. Esta muestra esta en función del número de referencia de la muestra (NRM). Aplicando a la muestra el plan de muestreo indicado en la tabla C1.

El criterio de aceptación depende del tipo de defecto indicado en la tabla C5.

TABLA C1 – Planes de muestreo

No.	Método de prueba		Norma de producto		
	Método de prueba		Alambres de aluminio duro (NMX-J-027-ANCE)	Alambres de acero Galvanizado (NMX-B-441)	Cable de aluminio con núcleo de Acero Galvanizado (NMX-J-058-ANCE)
1	Acabado	De acuerdo a la norma de cada producto	Véase nota 2	Véase nota 2	Muestreo y aceptación defectos críticos tabla C3. Defectos mayores tabla C2
2	Diámetro	NMX-J-066-ANCE	Véase nota 2	Véase nota 2	Véase nota 1
3	Área	NMX-J-129-ANCE	Véase nota 2	Véase nota 2	Véase nota 1
4	Masa del recubrimiento del Zinc, Tipo A	NMX-H-014	No aplica	Véase nota 2	No aplica
5	Análisis químico	NMX-B-1	No aplica	Véase nota 2	No aplica
6	Esfuerzo al 1 % de alargamiento y a la ruptura	NMX-J-312-ANCE NMX-B-310	(Solo a la ruptura) Véase nota 2	Véase nota 2	(Solo a la ruptura) Véase nota 1
7	Alargamiento	NMX-J-312-ANCE NMX-B-310	Véase nota 2	Véase nota 2	Véase nota 1
8	Resistencia y resistividad eléctrica	NMX-J-212-ANCE	Véase nota 2	No aplica	Véase nota 1
9	Enrollado (Torcido)	NMX-B-441	No aplica	Véase nota 2	No aplica
10	Peso del recubrimiento	NMX-B-441	No aplica	Véase nota 2	No aplica
11	Ductilidad (enrollamiento)	NMX-J-027-ANCE	Véase nota 2	No aplica	No aplica
12	Acabado y uniones	NMX-J-027-ANCE-NMX-B-441	Véase nota 2	Véase nota 2	No aplica
13	Relación de paso y dirección de cableado	NMX-J-516-ANCE	No aplica	No aplica	Véase nota 1
14	Deformación permanente y esfuerzo-deformación (Apéndice B)	Como se indica en el Apéndice B	No aplica	No aplica	Solo para prototipo

NOTA 1. El muestreo y aceptación de la tabla C4.

NOTA 2. El muestreo y aceptación de la tabla C3.

TABLA C2 - Definición de la muestra para cable de aluminio con núcleo de a criterio de aceptación para defectos mayores con un NCA = 15 %

NRM		Muestra	Criterio de aceptación	
			Aceptación	Rechazo
De	A			
2	15	2	1	2
16	25	3	2	3
26	50	5	3	4
51	90	8	4	5
91	150	13	6	7
151	280	20	8	9
281	500	32	10	11
501	en adelante	50	15	16

NOTA: El tamaño del lote se determina multiplicando el número de alambres del cable por el número de carretes, con esto se determina el número de referencia de la muestra (NRM) y con lo anterior se selecciona en la tabla correspondiente el tamaño de la muestra.

TABLA C3 - Definición de la muestra para cable de aluminio con núcleo de acero criterio de aceptación para defectos críticos con un NCA = 1.0 %

NRM		Muestra	Criterio de aceptación	
			Aceptado	Rechazado
De	A			
51	150	13	0	1
151	500	32	1	2
501	1 200	50	2	3
1 201	3 200	80	3	4
3 201	10 000	125	4	5
10 001	35 000	200	6	7
35 001	150 000	315	8	9
150 001	500 000	500	10	11
500 001	o más	800	15	16

NOTA: Para lotes de entrega menores de 50, tomar una muestra de 5 y rechazar con 1 defectuoso.

**TABLA C4 - Definición de la muestra para alambres de aluminio y para alambres de acero
criterio de aceptación para defectos críticos con un NCA = 1.0 %**

NRM		Muestra	Criterio de aceptación	
			Aceptado	Rechazado
51	150	5	0	1
151	500	5	0	1
501	1 200	5	0	1
1 201	3 200	20	1	2
3 201	10 000	32	1	2
10 001	35 000	50	2	3
35 001	150 000	80	3	4
150 001	500 000	125	4	5
500 001	o más	200	6	7

TABLA C5 - Clasificación de defectos

Número	Defectos críticos (NCA 1.0 %)	Número	Defectos mayores (NCA 15 %)
1	Golpes, cortaduras, ralladuras y escamas profundas que alteren la sección	1	Ralladuras
2	Estrangulamientos	2	Escamas ligeras que no alteren la sección
3	Carrete desarmado	3	Golpes superficiales
4	Construcción fuera de diseño	4	Raspaduras
5	Pruebas	5	Manchas por oxidación

Anexo 5.- Capacidades de conducción de corriente de los cables de aluminio con alma de acero (ACSR)

MANUAL ELÉCTRICO



j) CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE LOS CABLES DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG/Kcmil	CABLEADO AL/ACERO	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE * (AMPERES)				RESISTENCIA Ohm/km			REACTANCIA A 60hz 305 mm DE ESPACIAMIENTO	
			SOL NO VIENTO	NO SOL NO VIENTO	SOL VIENTO	NO SOL VIENTO	20°C C.C.	25°C C.A.	75°C C.A.	INDUCTIVA Ohm/km	CAPACITIVA Mohm-km
Turkey	6	6/1	60	70	105	110	2.105 9	2.141 1	2.684 4	0.482 2	0.088 2
Swan	4	6/1	80	95	140	145	1.322 9	1.350 1	1.715 0	0.449 3	0.083 9
Swanale	4	7/1	85	95	140	145	1.309 9	1.334 8	1.739 9	0.462 3	0.083 9
Spanow	2	6/1	110	130	185	195	0.831 4	0.850 0	1.106 1	0.416 3	0.080 2
Spanate	2	7/1	115	130	185	195	0.822 1	0.840 1	1.118 5	0.423 2	0.079 5
Robin	1	6/1	130	150	210	225	0.659 9	0.673 6	0.888 6	0.400 2	0.077 7
Raven	1/0	6/1	155	175	240	255	0.522 6	0.536 3	0.714 6	0.387 1	0.075 8
Quail	2/0	6/1	175	205	275	295	0.415 0	0.425 5	0.581 0	0.373 5	0.073 3
Pigeon	3/0	6/1	225	235	315	340	0.329 1	0.336 6	0.469 1	0.360 4	0.071 5
Penguin	4/0	6/1	240	275	360	385	0.260 9	0.268 8	0.334 0	0.344 2	0.069 0
Waxwing	266.8	18/1	300	345	450	480	0.211 1	0.218 1	0.258 5	0.296 4	0.067 7
Partridge	266.8	26/7	305	355	455	490	0.209 0	0.213 8	0.255 4	0.288 9	0.066 5
Ostrich	300.0	26/7	330	385	490	530	0.186 0	0.189 9	0.227 4	0.284 6	0.065 9
Merlin	336.4	18/1	350	410	520	560	0.167 3	0.171 3	0.205 1	0.287 7	0.065 9
Linnat	336.4	26/7	360	420	530	570	0.166 0	0.169 3	0.203 2	0.280 2	0.064 6
Onole	336.4	30/7	385	425	535	580	0.164 7	0.168 4	0.201 3	0.278 5	0.064 0
Chickadee	397.5	18/1	395	460	575	625	0.141 6	0.145 2	0.173 4	0.280 9	0.064 0
Ibis	397.5	26/7	405	470	585	635	0.140 4	0.143 9	0.172 1	0.274 1	0.063 4
Lark	397.5	30/7	410	480	595	645	0.139 4	0.142 9	0.170 3	0.270 3	0.062 8
Polican	477.0	18/1	445	520	645	700	0.118 0	0.121 3	0.144 8	0.274 0	0.062 1
Flicker	477.0	24/7	455	530	665	710	0.117 4	0.120 3	0.144 2	0.268 4	0.061 6
Hawk	477.0	26/7	455	535	660	715	0.117 0	0.119 7	0.143 5	0.267 2	0.061 4
Hen	477.0	30/7	465	545	685	725	0.116 1	0.118 6	0.142 3	0.263 5	0.060 9
Osprwy	556.5	18/1	495	580	710	775	0.101 2	0.104 1	0.124 3	0.268 4	0.061 0
Parakeet	556.5	24/7	505	590	720	785	0.100 7	0.103 4	0.123 7	0.262 8	0.060 2
Dove	556.5	26/7	510	595	725	790	0.100 2	0.102 9	0.123 0	0.261 0	0.060 0
Eagle	556.5	30/7	515	605	735	800	0.099 5	0.102 3	0.121 8	0.257 9	0.059 5
Peacock	605.0	24/7	535	630	760	830	0.092 6	0.095 2	0.113 7	0.259 7	0.059 5
Squab	605.0	26/7	540	635	765	835	0.092 3	0.094 8	0.113 1	0.257 9	0.059 2
Teal	605.0	30/19	545	645	770	845	0.091 7	0.093 8	0.112 5	0.254 8	0.058 7
Rock	636.0	24/7	555	650	785	855	0.088 1	0.090 2	0.108 1	0.257 9	0.059 0
Grosbeak	636.0	26/7	555	655	790	860	0.087 7	0.089 9	0.107 5	0.256 0	0.058 8
Egnet	636.0	30/19	565	665	795	870	0.087 2	0.089 6	0.106 9	0.252 3	0.058 2
Flamingo	666.0	24/7	570	675	810	885	0.084 0	0.086 6	0.103 2	0.256 0	0.058 6
Stilt	715.5	24/7	600	705	845	925	0.078 3	0.080 7	0.096 3	0.253 5	0.057 9
Starling	715.5	26/7	605	715	850	930	0.077 9	0.080 1	0.095 7	0.251 7	0.057 7
Redwing	715.5	30/19	615	725	860	940	0.077 5	0.079 8	0.096 4	0.247 9	0.057 2
Turn	795.0	45/7	630	745	885	970	0.070 2	0.072 6	0.086 4	0.247 9	0.056 7
Condor	795.0	54/7	640	755	895	980	0.069 7	0.071 7	0.085 8	0.244 2	0.056 2
Drake	795.0	26/7	650	770	905	995	0.071 0	0.073 4	0.087 6	0.252 3	0.057 5
Mallard	795.0	30/19	660	780	915	1 005	0.070 5	0.072 7	0.087 0	0.249 2	0.057 0
Crane	874.5	54/7	690	810	960	1 050	0.062 8	0.065 2	0.078 3	0.248 6	0.056 4
Canary	900.0	54/7	695	825	965	1 065	0.062 3	0.064 4	0.077 1	0.244 2	0.055 8
Rail	954.0	45/7	715	845	990	1 090	0.059 2	0.061 7	0.073 3	0.245 4	0.055 7
Cardinal	954.0	54/7	725	860	1 005	1 105	0.058 7	0.061 2	0.072 7	0.241 7	0.055 3
Oronien	1 033.5	45/7	750	890	1 040	1 140	0.054 7	0.057 2	0.068 4	0.242 3	0.055 1
Curlew	1 033.5	54/7	765	910	1 055	1 165	0.054 2	0.056 6	0.067 1	0.239 2	0.054 6
Bluejay	1 113.0	45/7	790	940	1 090	1 200	0.050 7	0.053 3	0.063 4	0.239 9	0.054 3
Finch	1 113.0	54/19	805	955	1 100	1 220	0.050 6	0.053 0	0.062 8	0.236 1	0.053 9
Bunting	1 192.5	45/7	830	985	1 135	1 255	0.047 3	0.049 0	0.059 3	0.237 4	0.053 7
Grackle	1 192.5	54/19	840	1 000	1 150	1 270	0.047 2	0.049 4	0.058 8	0.233 6	0.053 2
Bitern	1 272.0	45/7	865	1 030	1 180	1 305	0.044 4	0.046 4	0.055 8	0.234 9	0.053 1
Pheasant	1 272.0	54/19	880	1 050	1 195	1 325	0.044 3	0.046 8	0.055 3	0.231 2	0.052 6
Dipper	1 351.0	45/7	900	1 075	1 225	1 360	0.041 8	0.043 9	0.052 7	0.232 4	0.052 6
Martin	1 351.0	54/19	915	1 090	1 240	1 375	0.041 7	0.043 8	0.052 2	0.228 7	0.052 1
Bobolink	1 431.0	45/7	935	1 115	1 270	1 405	0.039 5	0.041 5	0.050 6	0.230 5	0.052 0
Flower	1 431.0	54/19	950	1 135	1 285	1 425	0.039 3	0.041 4	0.049 5	0.226 8	0.051 5
Nuthatch	1 510.0	45/7	970	1 160	1 310	1 455	0.037 4	0.039 5	0.047 5	0.228 0	0.051 5
Parrot	1 510.0	54/19	985	1 175	1 325	1 475	0.037 3	0.039 4	0.047 0	0.224 9	0.051 0
Lapwing	1 590.0	45/7	1 005	1 200	1 350	1 500	0.035 5	0.038 0	0.045 3	0.226 2	0.051 1
Falcon	1 590.0	54/19	1 020	1 220	1 370	1 525	0.035 4	0.038 0	0.044 8	0.222 5	0.050 6
Chukar	1 780.0	84/19	1 085	1 300	1 455	1 620	0.031 8	0.034 7	0.040 9	0.220 6	0.049 9
Bluebird	2 156.0	84/19	1 225	1 475	1 620	1 815	0.026 3	0.029 4	0.034 5	0.213 8	0.048 2
Kivi	2 167.0	72/7	1 215	1 455	1 605	1 795	0.026 2	0.029 3	0.034 9	0.216 2	0.048 4

* Basada en una temperatura máxima en el conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C.

Anexo 6.- Características físicas y eléctricas del cable de aluminio con alma de acero (ACSR).



i) CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL CABLE DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

CÓDIGO MUNDIAL	ÁREA NOMINAL DEL ALUMINIO		EQUIVALENTE AL COBRE DURO		NÚMERO Y DIÁMETRO DE ALAMBRES		DIÁMETRO TOTAL APROX.	RESISTENCIA C.C 20°C NOMINAL	PESO NOMINAL
	mm ²	AWG ó Kcmil	mm ²	AWG ó Kcmil	ALUMINIO	ACERO			
					mm	mm			
Wren	8.37	8	5.26	10	6 x 1.33	1 x 1.33	3.99	3.42	33.76
Warbler	10.55	7	6.36	9	6 x 1.50	1 x 1.50	4.50	2.71	42.69
Turkey	13.30	6	8.37	8	6 x 1.68	1 x 1.68	5.04	2.15	53.74
Thrush	16.76	5	10.55	7	6 x 1.89	1 x 1.89	5.67	1.71	67.81
Swan	21.15	4	13.30	6	6 x 2.12	1 x 2.12	6.36	1.35	85.49
Swanate	21.15	4	13.30	6	7 x 1.96	1 x 2.61	6.53	1.35	99.65
Swallow	26.67	3	16.76	5	6 x 2.38	1 x 2.38	7.14	1.07	107.8
Sparrow	33.62	2	21.15	4	6 x 2.67	1 x 2.67	8.01	0.851	135.2
Sparate	33.62	2	21.15	4	7 x 2.47	1 x 3.30	8.25	0.851	158.8
Robin	42.41	1	26.67	3	6 x 3.00	1 x 3.00	9.00	0.674	171.4
Raven	53.48	1/0	33.62	2	6 x 3.37	1 x 3.37	10.11	0.535	216.1
Quail	67.43	2/0	42.41	1	6 x 3.78	1 x 3.78	11.34	0.424	272.3
Pigeon	85.01	3/0	54.48	1/0	6 x 4.25	1 x 4.25	12.75	0.336	343.6
Penguin	107.2	4/0	67.43	2/0	6 x 4.77	1 x 4.77	14.31	0.267	433.1
Owl	135.2	266.8	85.01	3/0	6 x 5.36	7 x 1.79	16.07	0.208	511.1
Partridge	135.2	266.8	85.01	3/0	26 x 2.57	7 x 2.00	16.31	0.214	546.4
Ostrich	152.0	300.0	95.6	188.7	26 x 2.73	7 x 2.12	17.27	0.190	614.1
Piper	152.0	300.0	95.6	188.7	30 x 2.54	7 x 2.54	17.78	0.187	699.3
Linnet	170.5	336.4	107.2	4/0	26 x 2.89	7 x 3.25	18.29	0.170	689.8
Oriole	170.5	336.4	107.2	4/0	30 x 2.69	7 x 2.69	18.83	0.170	783.1
Ibis	201.4	397.5	126.7	250	26 x 3.14	7 x 2.44	19.89	0.143	813.7
Lark	201.4	397.5	126.7	250	30 x 2.92	7 x 2.92	20.44	0.144	924.2
Hawk	241.7	477.0	152.0	300	26 x 3.44	7 x 2.67	21.79	0.120	975.8
Hen	241.7	477.0	152.0	300	30 x 3.20	7 x 3.20	22.40	0.120	1 109.0
Heron	253.4	500.0	159.7	315	30 x 3.28	7 x 3.28	22.95	0.112	1 166.0
Dove	282.0	566.5	177.3	350	26 x 3.72	7 x 2.89	23.55	0.103	1 140.0
Eagle	282.0	566.5	177.3	350	30 x 3.46	7 x 3.46	24.22	0.103	1 295.0
Duck	306.6	605.0	192.5	380	54 x 2.69	7 x 2.69	24.19	0.092 5	1 158.0
Grosbeak	322.3	636.0	202.7	400	26 x 3.97	7 x 3.09	25.15	0.089 9	1 303.0
Egret	322.3	636.0	202.7	400	30 x 3.70	19 x 2.22	25.88	0.090 1	1 471.0
Goose	322.3	636.0	202.7	400	54 x 2.76	7 x 2.76	24.80	0.088 3	1 218.0
Flamingo	337.8	666.6	212.8	420	24 x 4.23	7 x 2.82	25.40	0.085 8	1 277.0
Gull	337.8	666.6	212.8	420	54 x 3.20	7 x 3.20	24.54	0.085 4	1 334.0
Starling	362.5	715.5	228.0	450	26 x 4.21	7 x 3.27	26.70	0.079 9	1 466.0
Redwing	362.5	715.5	228.0	450	30 x 3.92	19 x 2.35	27.46	0.080 1	1 652.0
Crow	362.5	715.5	228.0	450	54 x 2.92	7 x 2.92	26.31	0.077 5	1 370.0
Drake	402.8	795.0	253.4	500	26 x 4.44	7 x 3.45	28.14	0.071 9	1 627.0
Mallard	402.8	795.0	253.4	500	30 x 4.14	19 x 2.48	28.95	0.071 8	1 838.0
Tem	402.8	795.0	253.4	500	45 x 3.38	7 x 2.25	27.00	0.071 9	1 333.0
Condor	402.8	795.0	253.4	500	54 x 3.08	7 x 3.08	27.72	0.071 9	1 523.0
Crane	443.1	874.5	278.7	550	54 x 3.23	7 x 3.23	29.10	0.064 3	1 676.0
Canary	456.0	900.0	286.3	565	54 x 3.28	7 x 3.28	29.52	0.063 5	1 725.0
Rail	483.4	954.0	304.0	600	45 x 3.70	7 x 2.47	29.59	0.059 9	1 601.0
Cardinal	483.4	954.0	304.0	600	54 x 3.38	7 x 3.38	30.42	0.059 9	1 830.0
Ortolan	523.7	1 033.5	329.4	650	45 x 3.85	7 x 2.57	30.78	0.055 3	1 735.0
Curlew	524.7	1 033.5	329.4	650	54 x 3.51	7 x 3.51	31.59	0.055 3	1 980.0
Bluejay	564.0	1 113.0	354.7	700	45 x 4.00	7 x 2.66	31.98	0.051 4	1 866.0
Finch	564.0	1 113.0	354.7	700	54 x 3.65	19 x 2.19	32.84	0.051 6	2 130.0
Bunting	604.2	1 192.5	380.0	750	45 x 4.14	7 x 2.76	33.07	0.047 9	2 001.0
Grackle	604.2	1 192.5	380.0	750	54 x 3.77	19 x 2.27	33.99	0.047 9	2 284.0
Bittern	644.5	1 272.0	405.4	800	45 x 4.27	7 x 2.85	34.16	0.045 0	2 134.0
Pheasant	644.5	1 272.0	405.4	800	54 x 3.90	19 x 2.34	35.10	0.045 0	2 434.0
Dipper	684.6	1 351.0	430.7	850	45 x 4.40	7 x 2.93	35.20	0.042 3	2 265.0
Martin	684.6	1 351.0	430.7	850	54 x 4.02	19 x 2.41	36.17	0.042 5	2 584.0
Bobolink	725.1	1 431.0	456.0	900	45 x 4.53	7 x 3.02	36.23	0.039 8	2 393.0
Plover	725.1	1 431.0	456.0	900	54 x 4.14	19 x 2.48	37.21	0.040 1	2 737.0
Nuthatch	765.1	1 510.0	481.4	950	45 x 4.65	7 x 3.10	37.24	0.037 9	2 532.0
Parrot	765.1	1 510.0	481.4	950	54 x 4.25	19 x 2.55	38.23	0.038 0	2 890.0
Lapwing	805.7	1 590.0	506.7	1 000	45 x 4.78	7 x 3.18	38.20	0.036 0	2 667.0
Falcon	805.7	1 590.0	506.7	1 000	54 x 4.36	19 x 2.62	39.24	0.036 1	3 045.0