

Herramienta para el cálculo mecánico de conductores y cables de guarda en líneas de transmisión
y redes eléctricas aéreas

Juan David Franco Salazar, Cristina Isabel Peinado Serrano

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero/a Electricista

Director

Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Tecnología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mi padre, Carlos Arturo Franco Botero, por ser, de lejos, el hombre más inteligente que he conocido y la persona que más admiro.

A mi madre, Mildred Salazar Arzuza, por enseñarme que, sin importar nada, siempre se pueden hacer las cosas bien. Eres una mujer increíble.

A Alejandra Cuervo Vahos, por absolutamente todo. Sin ti nada sería posible.

A mi hermana Saray Franco Salazar y a mi sobrino Santiago, por ser una motivación para levantarme cada día.

Ustedes son la vida que vale la pena vivir.

Juan David

A mi madre, Jeaneth Serrano Carvajal, por ser mi motor, mi ángel y mi guía.

A mi padre, Javier Alexander Peinado Navarro.

A mis abuelas, Bertha Carvajal y Norys Navarro, por enseñarme el camino correcto.

A mi hermano, Erik Alexander Peinado Serrano, por todo su amor y apoyo incondicional.

A mi hermana, Gabriela Peinado Herrera.

A mis tíos, Adriana, Maritza, Belmer, Oscar, Watusi, Luz Mary, Gloria y Leidy por tanto cariño.

A mis primos, Catherine, Tatiana, Jeaneth, Paula, David, Jonathan, Juan David y Johao.

A mi cómplice, Stiven Rojas Monsalve.

Y a mis amigos y compañeros que me acompañaron en mi proceso de formación profesional.

A Dios gracias por permitirme contar con ustedes. Les hago presente mi amor y agradecimiento,
son mi familia.

Cristina Isabel

Agradecimientos

Al Dr. Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, por su confianza, apoyo y buena dirección en este trabajo de grado.

A nuestros compañeros y profesores que hicieron parte importante de nuestra formación.

Los autores

Tabla de Contenido

Introducción	18
1. Objetivos	21
2. Proceso para el dimensionamiento mecánico de un conductor	21
2.1. Factores ambientales y climatológicos	22
2.1.1. Temperatura	22
2.1.2. Sobrecargas	22
2.2. Propiedades mecánicas de los conductores	24
2.3. Paso a paso para el dimensionamiento	27
3. Hipótesis de diseño	28
3.1. Estudio meteorológico	28
3.2. Hipótesis de diseño	31
3.2.1. Condición de tracción máxima	31
3.2.2. Condición de flecha máxima	32
3.2.3. Condición de fenómenos vibratorios	32
3.2.3.1. Tensión de cada día (EDS)	33
3.2.3.2. Tensión de horas frías (THF)	33

3.3. Condiciones de tensado	34
3.4. Factor de seguridad	35
3.5. Distancia de seguridad	36
3.6. Ejemplo sobre el planteamiento de hipótesis de diseño	37
4. Métodos para el cálculo flecha-tensión en redes eléctricas aéreas	41
4.1. Comportamiento geométrico del conductor	42
4.1.1. Deducción de la ecuación de la catenaria	42
4.1.2. Modelo geométrico del conductor	52
4.1.3. Cálculo de la flecha	58
4.1.4. Longitud de la catenaria, mediante S_A y S_B	59
4.1.5. Relación entre la tensión horizontal y longitudinal	61
4.2. Metodologías para el cálculo flecha-tensión en conductores y cables de guarda	62
4.2.1. Modelo elástico lineal (LE) o “Ecuación de cambio de estados”	66
4.2.1.1. Sobrecargas en los conductores y cables de guarda	67
4.2.1.2. Módulo efectivo de Young E_a y coeficiente efectivo de dilatación térmica α para conductores compuestos	71
4.2.2. Modelo simplificado de elongación plástica (SPE)	73
4.2.3. Modelo experimental de elongación plástica (EPE)	74
4.2.3.1. Metodología basada en ecuaciones predictoras para estimar el alargamiento plástico de conductores.	77

4.3. Comparación entre las metodologías para el cálculo flecha-tensión en redes eléctricas aéreas	80
5. Estructura de la herramienta	82
5.1. Introducción y características generales	82
5.2. Solución de la Ecuación de Cambio de Estados mediante Newton-Raphson	84
5.2.1. Solución de una ecuación de una variable mediante Newton-Raphson	84
5.2.2. Aplicación particular a la ecuación de cambio de estados	85
5.3. Parámetros de entrada del programa	87
5.3.1. Hipótesis mecánicas	87
5.3.2. Datos del vano	88
5.3.3. Requerimientos de diseño	89
5.3.4. Datos del conductor	89
5.4. Parámetros de salida	92
5.4.1. Conductores AAC, AAAC, ACAR y ACSR	92
5.4.2. Cables OPWG y otros conductores	93
5.5. Ejemplos sobre el uso de la herramienta	95
5.5.1. Ejemplo 1	95
5.5.2. Ejemplo 2	99
5.5.3. Ejemplo 3	101
6. Recomendaciones	104

7. Conclusiones	105
------------------------	------------

Referencias Bibliográficas	108
-----------------------------------	------------

Apéndices	112
------------------	------------

Lista de Figuras

Figura 1.	Diagrama de flujo para el dimensionamiento mecánico de un conductor	27
Figura 2.	Fragmento mapa de viento máximo.	38
Figura 3.	Fragmento mapa de temperatura mínima.	39
Figura 4.	Fragmento mapa de temperatura media.	40
Figura 5.	Catenaria formada por un conductor entre dos apoyos.	42
Figura 6.	Elemento diferencial MN del hilo AB.	43
Figura 7.	Catenaria formada por un conductor entre dos apoyos.	53
Figura 8.	Diagrama de alargamiento del conductor.	65
Figura 9.	Cargas y sobrecargas sobre el conductor o cable de guarda	68
Figura 10.	Diagrama de flujo de la herramienta implementada	94
Figura 11.	Flechas y tensiones sin considerar deformaciones plásticas (método LE)	97
Figura 12.	Flechas y tensiones considerando deformaciones plásticas (método EPE)	98
Figura 13.	Validación de hipótesis EDS por tensión mecánica	98
Figura 14.	Validación de hipótesis EDS por tensión mecánica	100
Figura 15.	Flechas, tensiones y altura mínima sin considerar deformaciones plásticas (método LE)	100

Figura 16.	Flechas, tensiones y altura mínima considerando deformaciones plásticas (método EPE)	101
Figura 17.	Flechas, tensiones y altura mínima considerando deformaciones plásticas (método EPE)	102
Figura 18.	Validación de hipótesis EDS por tensión mecánica	102
Figura 19.	Vista frontal del vano analizado	103
Figura 20.	Ruta de acceso a la carpeta en MATLAB.	114
Figura 21.	Archivos de “CalMec” visualizados al costado de la ventana de comandos de MATLAB.	115
Figura 22.	Ejecutar la herramienta desde la ventana de comandos.	115
Figura 23.	Entorno principal de la herramienta.	116
Figura 24.	Mensaje de ayuda de las dos primeras opciones.	117
Figura 25.	Mensaje de ayuda de las dos opciones restantes.	117
Figura 26.	Entorno botón “AAC, AAAC, ACAR, ACSR” en base de datos.	118
Figura 27.	Entorno botón “OPWG” en base de datos.	119
Figura 28.	Entorno botón “AAC, AAAC, ACAR, ACSR” fuera de la base de datos.	120
Figura 29.	Entorno botón “OTRO”.	121
Figura 30.	Mensaje de ejecución correcta el programa.	123
Figura 31.	Mensaje de ejecución correcta el programa.	123
Figura 32.	Resultados del ejemplo 1 considerando deformaciones plásticas.	128

Figura 33.	Resultados del ejemplo 1 sin considerar deformaciones plásticas.	131
Figura 34.	Resultados del ejemplo 2.	133
Figura 35.	Resultados del ejemplo 3.	135

Lista de Tablas

Tabla 1.	Límites E.D.S según CIGRÉ	35
Tabla 2.	Factores de seguridad mínimos	36
Tabla 3.	Características mecánicas conductor CHUKAR	37
Tabla 4.	Características mecánicas conductor OPWG	38
Tabla 5.	Hipótesis de diseño conductor de fase y cable de guarda	40
Tabla 6.	Variables para el cálculo de la catenaria (Figura 7)	54
Tabla 7.	Constantes de las ecuaciones predictoras	79
Tabla 8.	Comparación de métodos para el cálculo flecha-tensión	82
Tabla 9.	Características mecánicas conductor CHUKAR	96
Tabla 10.	Hipótesis de diseño	97
Tabla 11.	Hipótesis de diseño	99
Tabla 12.	Características mecánicas conductor CHUKAR	126
Tabla 13.	Hipótesis de diseño	127
Tabla 14.	Hipótesis de diseño	132

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A. Guía de usuario	112

Resumen

Título: Herramienta para el cálculo mecánico de conductores y cables de guarda en líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas *

Autores: Juan David Franco Salazar, Cristina Isabel Peinado Serrano **

Palabras Clave: Líneas de transmisión, redes eléctricas aéreas, cálculos mecánicos, cables de guarda, hipótesis, ecuación de cambio de estado, conductores, elongación elástica, elongación térmica, elongación plástica

Descripción: Los conductores y cables de guarda son el componente principal de las líneas de transmisión y las redes eléctricas aéreas, por lo que deben tener características eléctricas y mecánicas que garanticen su adecuado desempeño bajo condiciones de operación extremas. Estos componentes, deberán soportar grandes esfuerzos mecánicos debido a que se encuentran instalados a la intemperie, sometidos a las condiciones ambientales o climáticas del área geográfica de instalación. De lo anterior se concluye que es necesario tener en cuenta las variaciones de temperatura y las sobrecargas que puedan presentarse, para que en todo momento se cumplan las exigencias reglamentarias necesarias para un buen funcionamiento mecánico de la red. Por este motivo, la finalidad de este trabajo de grado es mostrar el planteamiento adecuado de las hipótesis de diseño, documentar y comparar los métodos más usados para el cálculo mecánico, seleccionar el más eficiente y, seguido a esto, implementar en MATLAB una herramienta que permita analizar de forma dinámica el comportamiento mecánico de los conductores y cables de guarda.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Director: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en Tecnología.

Abstract

Title: Tool for the mechanical calculation of conductors and overhead ground wire in transmission lines and overhead electrical networks *

Authors: Juan David Franco Salazar, Cristina Isabel Peinado Serrano **

Keywords: Transmission Lines, Overhead electrical networks, mechanical calculations, overhead ground wire, hypothesis, states change equation, conductors, elastic deformation, thermal deformation, plastic deformation

Description: The conductors and overhead ground wires are the main component of overhead power lines and networks, so they must have electrical and mechanical characteristics that guarantee their proper performance under extreme operating conditions. These components must withstand great mechanical stress because they are installed outdoors, exposed to environmental or climatic conditions of the geographical area of the installation. It is concluded then that is necessary to consider the temperature variations and the overloads that may occur, so that at all times the regulatory requirements necessary for a good mechanical operation of the network are met. For this reason, the purpose of this bachelor thesis is to show the appropriate approach of the design hypothesis, document and compare the most commonly used methods for mechanical calculations, select the most efficient and, following this, implement in MATLAB a tool that allows to dynamically analyze the behavior of the conductors and overhead ground wires.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Director: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en Tecnología.

Introducción

Las líneas de transmisión y las redes eléctricas aéreas constituyen el medio más económico para el transporte de energía en grandes volúmenes. Los conductores aéreos, así como los cables de guarda, deberán soportar grandes esfuerzos mecánicos debido a que se encuentran instalados a la intemperie, sometidos a las condiciones ambientales o climáticas del lugar o área geográfica de instalación.

Diversos métodos han sido desarrollados para el cálculo de las condiciones mecánicas de los conductores y uno de los propósitos del trabajo de grado es su documentación y comparación. Así mismo, se busca establecer un procedimiento que facilite el planteamiento apropiado de las hipótesis de diseño, aplicado a las condiciones climáticas y geográficas de Colombia.

Actualmente en los cursos de líneas de transmisión, los cálculos mecánicos se realizan de forma manual, sin embargo, debido a su característica repetitiva, este proceso puede ser mejorado con una herramienta computacional que permita estudiar diferentes escenarios en un tiempo menor, basándose en parámetros específicos ya definidos en las hipótesis y en los cálculos eléctricos realizados anteriormente. Por ello, se hace necesario desarrollar una herramienta que sea de fácil acceso y manejo para de estudiantes y docentes del área y así, proveer insumos para el fortalecimiento de la línea de investigación en operación, control e instalación de sistemas de energía eléctrica del grupo de investigación GISEL y estudiantes de la E3T-UIS.

En el marco de este trabajo de grado se definirá un procedimiento que describa el planteamiento de los parámetros de las hipótesis que describen las condiciones de operación de una línea de transmisión o red eléctrica aérea necesarias para realizar el cálculo mecánico de conductores y cables de guarda, para el caso específico de Colombia.

Acto seguido se desarrollará en MATLAB una herramienta para el cálculo mecánico flecha-tensión en conductores y cables de guarda en líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas. Se tendrán en cuenta los métodos más utilizados para realizar dichos cálculos mecánicos de flecha-tensión, se realizará un análisis comparativo entre estos métodos y, finalmente, se elegirá el que presente mejores características para implementar la herramienta.

Organización del documento

El documento está conformado por cinco capítulos y un apéndice.

En el capítulo 2, se presentan las características a tener en cuenta para el dimensionamiento mecánico de un conductor.

En el capítulo 3, se muestra la formulación de las hipótesis mecánicas de diseño.

En el capítulo 4, se describe la ecuación de la catenaria, se presentan los diferentes métodos para el cálculo mecánico de flecha-tensión de conductores y cables de guarda en líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas, se realiza un análisis comparativo entre los métodos y, en base a esto, se selecciona el que presenta las mejores características para implementar en la herramienta.

En el capítulo 5, se da una introducción a la herramienta implementada, su composición, entradas y salidas que requiere y ejemplos propuestos para desarrollar mediante el programa.

En el capítulo 6, se muestran conclusiones y recomendaciones.

En el apéndice A, se da una guía del usuario para manejar la herramienta desarrollada y se da solución a los ejemplos propuestos.

1. Objetivos

Objetivo general

Desarrollar una herramienta para el cálculo mecánico de conductores y cables de guarda en líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas.

Objetivos específicos . El cumplimiento del objetivo general del trabajo de grado comprende:

- Presentar el procedimiento para la determinación de los parámetros y el planteamiento de las hipótesis que definen el comportamiento mecánico de los conductores y cables de guarda.
- Realizar un análisis comparativo de los métodos más usados para el cálculo mecánico en conductores y cables de guarda.
- Desarrollar en MATLAB una herramienta para el cálculo mecánico de conductores y cables de guarda en líneas de transmisión aéreas.

2. Proceso para el dimensionamiento mecánico de un conductor

El cálculo mecánico de conductores tiene básicamente dos finalidades:

1. Obtener la tensión mecánica de tendido del conductor, partiendo de unas condiciones de sobrecarga y temperatura y teniendo en cuenta la geometría del vano y las propiedades del conductor.

2. Obtener la máxima flecha del conductor para comprobar distancias de seguridad, alturas de torres, entre otros.

Básicamente lo anterior dependerá de las características meteorológicas del lugar donde se instalen las redes y las propiedades del conductor, como su tensión de rotura para tenerla en cuenta a la hora de su tendido, el módulo de elasticidad a fin de calcular tensiones, el coeficiente de dilatación lineal del que depende el comportamiento del conductor en función de la temperatura. Además se debe analizar la influencia de la deformación plástica en los cables ya que esta genera un alargamiento adicional y un aumento en la magnitud de la flecha durante los años de vida útil de la línea (Martínez Urquilla Martínez Escobar, 2017).

2.1. Factores ambientales y climatológicos

Estas características son propias de la zona del proyecto, se refieren básicamente a los principales parámetros que influyen en el cálculo eléctrico y mecánico, tales como: temperaturas, humedad relativa, velocidad del viento, altitud, etc.

2.1.1. Temperatura. Este parámetro resulta importante en el diseño de la línea ya que debido a los cambios de temperatura el conductor se dilata. Esto genera variaciones en la tensión y flecha.

2.1.2. Sobrecargas. El cálculo mecánico de las líneas de transmisión, redes eléctricas aéreas y cables de guarda se efectúa bajo la acción de cargas y sobrecargas. Estos parámetros influyen directamente en el cálculo de las tensiones y esfuerzos producidos en el conductor.

Las siguientes definiciones estan basadas (Latoja Ortiz, 2017).

- Fuerza del viento:

El viento es el factor con mayor influencia en el estudio mecánico de un conductor, pues entre mayor sea la velocidad del viento mayor será la incidencia en los cálculos efectuados. Este incide de forma transversal al conductor, provocando fenómenos vibratorios.

- Peso propio del conductor:

Es un dato brindado por el fabricante. Hace referencia al peso por unidad de longitud del cable y se encuentra distribuido de forma uniforme y constante a lo largo de este. Incide en la tensión vertical que tendrá el conductor.

- Presencia de hielo:

La presencia de hielo en el conductor hace que el peso por unidad de longitud sufra una variación de su valor. Modificando así el peso equivalente al sumarse con el peso propio del conductor. A diferencia del viento, el hielo no se presenta en las zonas tropicales cercanas a la línea del Ecuador.

- Porcentaje de carga de trabajo:

El porcentaje de carga de trabajo se refiere al porcentaje de tensión en la que trabaja el conductor de acuerdo a su tensión de ruptura.

2.2. Propiedades mecánicas de los conductores

La selección del conductor se realiza a partir de un criterio técnico-económico que tiene como objetivo minimizar costos de inversión y operación de las líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas, sujeto al cumplimiento de ciertas limitaciones técnicas para encontrar una sección transversal mínima del conductor a utilizar.

Las definiciones mostradas a continuación de las propiedades mecánicas y los tipos de conductores se tendrán en cuenta de (Martínez Urquilla Martínez Escobar, 2017).

Los metales utilizados para la construcción de las líneas aéreas deben tener las siguientes características:

- Baja resistencia eléctrica
- Elevada resistencia mecánica
- Costo limitado

Teniendo en cuenta lo anterior, los metales que cumplen con estas condiciones son:

- Cobre
- Aluminio
- Aleación de aluminio

- Combinaciones de metales (aluminio-acero)

Existen cuatro tipos de conductores que son usados con mayor frecuencia en los proyectos de líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas:

- AAC (All Aluminum Conductor), conductor de aluminio:

Son usados en la distribución y transmisión de la energía eléctrica. Las principales características de este conductor son larga vida útil, alta resistencia mecánica, bajo peso, bajo mantenimiento y buena conductividad eléctrica.

- AAAC (All Aluminum Alloy Conductor), conductor de aleación de aluminio:

Los conductores AAAC se usan normalmente como cable aéreo desnudo para distribución. Se fabrica usando aleación de aluminio de alta fortaleza garantizando una alta relación resistencia / peso. También ofrece mayor resistencia a la corrosión que el cable ACSR.

- ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), conductor de aluminio reforzado con acero:

Es usado normalmente como cable aéreo desnudo para distribución. Posee un cableado concéntricamente, compuesto por una o más capas de alambre de aleación de aluminio, cableado con un núcleo de acero de alta resistencia. Entre sus principales características están la alta resistencia a la tensión, bajo peso, alta capacidad de corriente, larga vida útil y bajo mantenimiento.

- ACAR (Aluminum Conductor Aluminum-Alloy Reinforced), conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio:

Usado normalmente como cable aéreo desnudo para distribución. Ofrece excelente balance entre sus propiedades eléctricas y mecánicas, además, tiene alta resistencia a la corrosión, debido a los materiales compatibles que tiene en el centro y las capas externas. Este conductor ofrece mayor fortaleza y ampacidad que el cable ACSR.

Para el cable de guarda, la UPME (UPME, 2019) sugiere que todos tramos de línea cuenten con cables de guarda convencionales OPWG. Indica que de presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda no deberán estar compuestos con hilos en acero galvanizado y tendrán que ser tipo Alumoclad o de otro material resistente a la corrosión.

Una vez seleccionado el conductor y cable de guarda que se quiere utilizar se identifican los valores que caracterizan el comportamiento mecánico de estos:

- Peso propio del conductor en kg/m
- Módulo de elasticidad en kg/mm^2
- Coeficiente de dilatación en $^{\circ}C^{-1}$
- Tensión de rotura en kg

2.3. Paso a paso para el dimensionamiento

La figura 1 y específicamente la zona demarcada en rojo, presenta cada uno de los pasos que se deben seguir para dar solución al cálculo mecánico de los conductores y cables de guarda. Además, representa el alcance de este trabajo de grado.

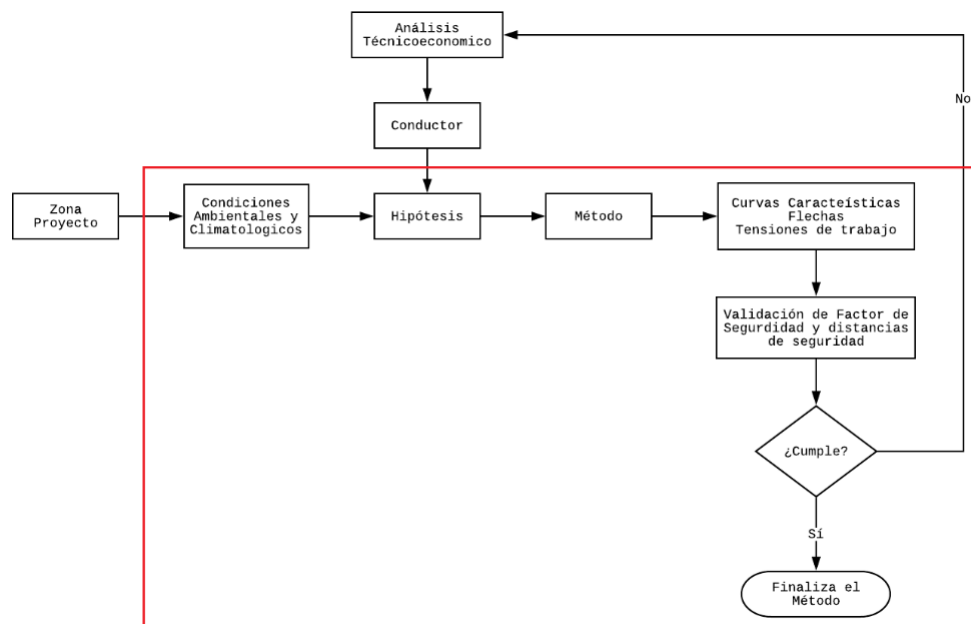


Figura 1. Diagrama de flujo para el dimensionamiento mecánico de un conductor

Conociendo la zona del proyecto y realizando el análisis técnicoeconómico del conductor considerando su comportamiento eléctrico, se formulan las hipótesis de diseño mecánico, se define el método de solución y se determinan las características de tensión y flecha del conductor. La solución mostrará si se cumple con el factor de seguridad y las distancias de seguridad, si esto se cumple el método finaliza de lo contrario se debe volver a realizar el análisis técnico-económico

del conductor.

3. Hipótesis de diseño

La tensión mecánica horizontal de los conductores y cables de guarda a utilizar en la construcción de las líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas, se modifican de acuerdo con las condiciones de temperatura y viento (Cuartas, López, Ocampo Pardo, Posada Caicedo, 2013). En este capítulo se mostrará la metodología para seleccionar adecuadamente los parámetros físicos y las condiciones meteorológicas, con el fin de realizar el cálculo mecánico del conductor de fase y del cable de guarda.

3.1. Estudio meteorológico

Teniendo en cuenta el procedimiento planteando por el operador de red Electrificadora del Meta (Cuartas, López, Ocampo Pardo, Posada Caicedo, 2013), el cual aplica para cualquier región de Colombia, las condiciones ambientales a las que están sometidas las líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas, son determinantes en el diseño de estas, por consiguiente los parámetros meteorológicos que se usen deben ser datos recientes dados por los organismos competentes.

Se recomienda que para Colombia, los parámetros se adopten de las siguientes fuentes:

- Temperaturas: Los valores de las diferentes temperaturas medias y extremas serán tomadas de la información consultada en el (IDEAM, 2019) según la región donde se desarrolle el proyecto.

- Viento máximo: Se tomarán del mapa de vientos máximos de la norma NSR-10 “Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente” del año 2010, Figura B.6.4-1 (SISMICA, 2010) .
- Viento máximo promedio: Se aplicará la recomendación de la norma IEC 60826, la cual propone que en caso de falta de esta información se puede tomar como un 60% del viento máximo absoluto.

Con base en lo anterior se obtendrán las variables meteorológicas necesarias para el diseño, como se describen a continuación:

1. Temperaturas:

Este parámetro influye en el diseño, ya que origina variaciones en el tensionado y longitud de los conductores y cables de guarda. Se seleccionarán los valores de la Media Anual, Máxima Anual promedio y Mínima Anual Promedio (Coincidente) para un período de retorno de 50 años.

- Temperatura máxima: Es el valor de temperatura para la cual, en un período de un año, se presente una probabilidad del 2% (período de retorno de 50 años), de que no existan temperaturas mayores. Se consigue a partir de la serie de registros anuales de temperaturas máximas absolutas.
- Temperatura mínima: Es el valor de temperatura para la cual, en un período de un año, se presente una probabilidad del 2% (período de retorno de 50 años), de que no

existan temperaturas inferiores. Se consigue a partir de la serie de registros anuales de temperaturas mínimas absolutas.

- Temperatura promedio: Valor medio de la serie de registros de temperatura promedio anual.
- Temperatura máxima promedio: Media de la serie de registros de temperatura máxima absoluta.
- Temperatura mínima promedio: Media de la serie de registros de temperatura mínima absoluta.

2. Vientos:

Las contribuciones de cargas dadas por el viento sobre los conductores y cables de guarda, establecen un factor fundamental en la evaluación del comportamiento mecánico. Se seleccionarán los valores correspondientes a viento máximo con período de retorno de 50 años con una probabilidad del 2 % de ser excedido.

- Viento máximo: Hace referencia al valor máximo instantáneo de la velocidad del viento, medido a 10m de altura sobre el terreno, en un área abierta y sin obstáculos.
- Velocidad máxima anual: Valor máximo de la velocidad del viento. (Ráfaga de tres segundos).
- Velocidad máxima promedio: Media de la serie de registros de velocidad máxima anual o mensual.

- Velocidad de referencia para diseño: Es el valor máximo anual de la velocidad del viento (ráfaga de tres segundos), que tiene un período de retorno de 50 años.

De las anteriores definiciones de temperatura y viento únicamente se trabajará con la temperatura mínima anual y media anual de la zona del proyecto y con la velocidad de referencia para diseño.

3.2. Hipótesis de diseño

La hipótesis de diseño hace referencia a las condiciones que se estiman estarán expuestos los conductores y cables de guarda, por esto es muy importante que el diseñador pueda identificar y seleccionar de manera correcta las condiciones para el diseño. Por este motivo se realizará la evaluación de las flechas y tensiones para las siguientes hipótesis de cálculo:

3.2.1. Condición de tracción máxima. Esta hipótesis es determinante en el cálculo de los esfuerzos y tensiones en los conductores y cables de guarda ((Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P, 2011). Normalmente la condición de tracción máxima se encuentra dividida en dos hipótesis que son la de velocidad de viento máxima y temperatura mínima, donde cada una se analiza de manera independiente según la región a estudiar. Para Colombia dentro del desarrollo del trabajo de grado, se propuso que no es necesario plantearlas por separado sino que se pueden unificar y realizar un solo estudio ya que Colombia no presenta estaciones debido a su proximidad con el Ecuador. Su clima es tropical e isotérmico, con temperaturas que varían muy poco durante el año.

Por lo tanto, esta hipótesis representa las condiciones finales para una velocidad de viento máxima y temperatura mínima o coincidente (Cuartas, López, Ocampo Pardo, Posada Caicedo,

2013).

3.2.2. Condición de flecha máxima. La hipótesis de temperatura máxima se utiliza para calcular la magnitud de la máxima flecha y por ende la altura de los apoyos, de igual forma, se deben considerar los efectos de radiación solar y efecto Joule debido a que afectan la temperatura del conductor, y el efecto Creep asociado con la elongación por tensión mecánica; puesto que los tres producen un incremento de la flecha. Además, con esta condición se verificarán las distancias de seguridad eléctrica a respetar por los conductores, las separaciones horizontal y vertical entre conductores situados en una misma estructura y el acercamiento del conductor al terreno ((Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P, 2011).

Debido a lo anterior, la hipótesis de temperatura máxima representa las condiciones finales sin viento y temperatura máxima del conductor (Cuartas, López, Ocampo Pardo, Posada Caicedo, 2013). La (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995) plantea que la temperatura máxima del conductor se debe calcular con base en los flujos máximos de potencia, la radiación solar y el viento en condiciones normales de operación. Sin embargo, lo más conveniente es usar la temperatura máxima del conductor para el análisis.

3.2.3. Condición de fenómenos vibratorios. El viento da origen a diversos fenómenos oscilatorios en las líneas aéreas de transmisión, redes eléctricas aéreas y cables de guarda. El más conocido es la denominada vibración eólica, que ocurre como respuesta del conductor a vientos de baja velocidad, fluyendo establemente y de forma perpendicular a las líneas. La vibración que es menor en amplitud al diámetro del conductor, es de difícil detección a simple vista, sin embargo,

las amplitudes mayores a 25 mm pueden dar lugar a la rotura por fatiga de los alambres del cable en las proximidades de las grapas (López Parra, 2013).

Se ha llegado a la conclusión que cuanto mayor sea la tensión mecánica de un cable mayor es la probabilidad de que en él aparezca el fenómeno de vibraciones. Por ello, se han definido unos órdenes de magnitud límites para mitigar en lo posible el fenómeno de las vibraciones en los conductores de líneas aéreas de transmisión, redes eléctricas aéreas y cables de guarda.

3.2.3.1. Tensión de cada día (EDS). En inglés “Every day stress” (EDS), es la hipótesis que permite comprobar el cumplimiento de los factores de seguridad de diseño para los conductores. Son condiciones finales que se presentan sin sobrecarga y a temperatura promedio (Cuartas, López, Ocampo Pardo, Posada Caicedo, 2013).

Según (CIGRE Technical brochure 273, 2005) el EDS es un porcentaje de la resistencia de ruptura del conductor. Se define como la carga de tracción máxima a la que puede someterse un conductor a la temperatura promedio durante el período de tiempo más largo, sin ningún riesgo de daño debido a las vibraciones eólicas.

3.2.3.2. Tensión de horas frías (THF). En inglés “Cold hour stress” (CHS), tiene en cuenta el fenómeno vibratorio eólico del cable, en condiciones de temperatura mínimas frecuentes sin sobrecarga.

3.3. Condiciones de tensado

Según las características de los conductores y el código de redes colombiano (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995) que rige el diseño de las líneas de transmisión y redes eléctricas aéreas, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones limitantes.

- Tensión diaria promedio (TCD) en condiciones finales, sin viento y temperatura promedio: entre el 18 y 22 % de la tensión de rotura del conductor.
- Tensión máxima inicial en condiciones iniciales, sin viento y temperatura mínima absoluta : 33 % de la tensión de rotura del conductor.
- Carga de viento máximo en condiciones finales, velocidad de viento máxima y temperatura coincidente: 50 % de la tensión de rotura del conductor.

El RETIE (RETIE, 2013) aclara que para los conductores de fase y los cables de guarda usados en líneas de transmisión, se debe garantizar que la tensión mecánica de tendido del conductor no debe superar el 25 % de la tensión de rotura del conductor sin carga.

Sin embargo, la Comisión Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE Technical brochure 273, 2005) indica los límites de EDS, establecidos de forma general, para diversos conductores en función de su composición como se indica en la tabla 1.

Tabla 1

Límites E.D.S según CIGRÉ

Tipo de Conductor	LÍMITES DE E.D.S (%)			
	Líneas sin protección	Protección del tipo		
		Varillas de protección	Amortiguadores	Varillas de protección y amortiguadores
Cobre	26	-	-	-
	18	22	24	24
Aluminio	17	-	-	-
	18	-	26	-
Acero con grapa rígida	11	-	-	-
Acero con grapa oscilante	13	-	-	-

Nota: Adaptado de Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE). (2005). Technical brochure 324. Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations. CIGRE Working Group B2.11.

Como resultado del procedimiento propuesto se encontrarán las tensiones y flechas para el conductor de fases y cables de guarda seleccionados.

3.4. Factor de seguridad

Con la finalidad de mantener las condiciones de diseño debido a los fenómenos atmosféricos se consideran los factores de seguridad. Estos factores aplican para condiciones normales de operación.

El factor de seguridad (F_s) se da a partir de la relación entre la tensión de ruptura del conductor (T_r) y la tensión de trabajo (T_t).

$$Fs = \frac{Tr}{Tt}$$

$$Tt < Tr$$

De la formula anterior los valores mínimos que puede soportar el conductor de acuerdo a las tensiones de trabajo permitidas se indican en la tabla 2 :

Tabla 2

Factores de seguridad mínimos

Hipótesis	Factor de Seguridad
EDS	4.5
Tendido	3.03
Tracción Máxima	2
Flecha Máxima	—

3.5. Distancia de seguridad

La distancia de seguridad en las líneas hace referencia a la mínima altura que debe tener el conductor en su tendido respecto al nivel de suelo, camino, carreteras, entre otras. Está se verifica según el valor de la flecha máxima del conductor en su estado de condición final. Las tablas mínimas aplicables para Colombia están contenidas en la Tabla 13.2 del RETIE (RETIE, 2013).

3.6. Ejemplo sobre el planteamiento de hipótesis de diseño

Se desean plantear las hipótesis de diseño para los conductores y cables de guarda para la línea de transmisión (500kV) que conecta la subestación Chinú y Copey. A continuación se mostrará un paso a paso para el planteamiento de estas hipótesis. Chinú pertenece al departamento de Córdoba (Montería) y Copey al departamento de Cesar (Valledupar).

1. Características del conductor seleccionado para la línea

Suponga que el conductor seleccionado para la fase es un ACSR CHUKAR cuyas características se muestran en la tabla 3, mientras que los cables de guarda son cable de guarda son OPGW cuyas características se muestran en la tabla 4.

Tabla 3

Características mecánicas conductor CHUKAR

Característica conductor CHUKAR	Valor
Coefficiente de dilatación lineal $\frac{1}{^{\circ}C}$	2.05×10^{-5}
Módulo de elasticidad $\frac{kgf}{mm^2}$	7400
Carga de ruptura kgf	23133.1
Diámetro del conductor mm	41
Sección del conductor mm^2	975.5
Peso por unidad de longitud $\frac{kg}{km}$	3086.5
Temperatura de operación máxima permitida $^{\circ}C$	75
Tipo de construcción	Aluminio a partir de varilla de fundición continua

Tabla 4

Características mecánicas conductor OPWG

Característica conductor OPWG	Valor
Coeficiente de dilatación lineal $\frac{1}{^{\circ}C}$	1.44×10^{-5}
Módulo de elasticidad $\frac{kgf}{mm^2}$	12723
Carga de ruptura kgf	9152
Diámetro del conductor mm	14.25
Sección del conductor mm^2	98.84
Peso por unidad de longitud $\frac{kg}{km}$	558.33
Temperatura de operación máxima permitida $^{\circ}C$	140 $^{\circ}C$
Tipo de construcción	Tubo de aluminio y armadura de alambres de acero

2. Parámetros meteorológicos

■ Velocidad de viento máximo

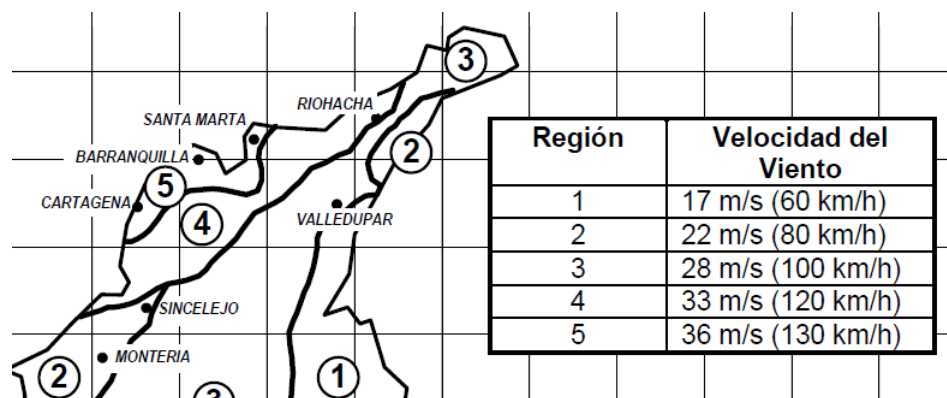


Figura 2. Fragmento mapa de viento máximo.

Tomado de SISMICA, A. C. D. I. (2010). Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente NRS-10. Nsr 10.

Como se puede observar en la figura 2, la zona del proyecto se encuentra dentro de la tercera región (3) por lo tanto tiene una velocidad del viento máxima de 28m/s equivalente a 100 km/h.

- Temperatura ambiente mínima

Teniendo en cuenta el mapa y la tabla de temperaturas mínimas del (IDEAM, 2019) el sector en el cual se encontrarán las líneas tiene una temperatura mínima de aproximadamente 23°C según figura 3.

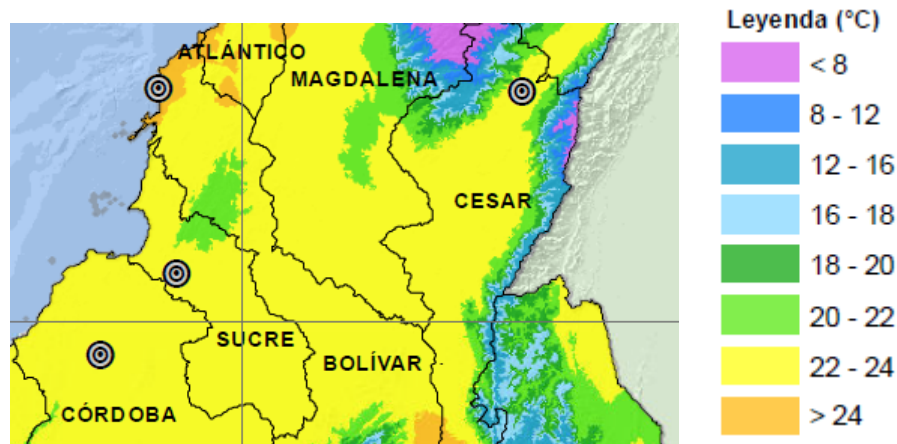


Figura 3. Fragmento mapa de temperatura mínima.

Adaptado de Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Mapa de temperatura mínima media anual. Disponible en: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Tmin_anual.pdf [2019].

- Temperatura ambiente promedio

Teniendo en cuenta el mapa y la tabla de temperaturas medias del (IDEAM, 2019) el sector en el cual se encontrarán las líneas tiene una temperatura promedio de aproximadamente 29°C según figura 4.

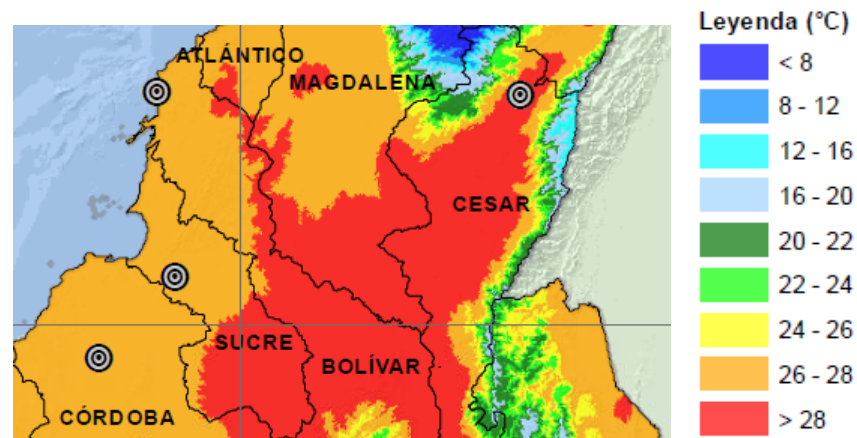


Figura 4. Fragmento mapa de temperatura media.

Adaptado de Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Mapa de temperatura media anual. Disponible en: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Temp_Med_Anual.pdf [2019].

3. Planteamiento de las hipótesis para el conductor y cable de guarda

Tabla 5

Hipótesis de diseño conductor de fase y cable de guarda

Condición	Velocidad del viento	Temperatura del conductor	Tensión mecánica
Diaria	0	29 °C	22 % de Tr del conductor
Tracción máxima	100 km/h	23°C	50 % de la Tr del conductor
Flecha máxima	0	Temperatura máxima del conductor	—

La tabla 5 muestra cada una de las hipótesis planteadas teniendo en cuenta los parámetros meteorológicos y las características de los conductores.

4. Métodos para el cálculo flecha-tensión en redes eléctricas aéreas

Una vez planteadas las hipótesis que describen, tanto las condiciones climáticas del terreno en donde se va a realizar la instalación de la red eléctrica aérea, como las características de operación de la red, se deben realizar los cálculos de flecha y tensión mecánica que describen el comportamiento de los conductores y cables de guarda en cada una de estas hipótesis y verificar que estos cumplan con los requisitos mecánicos mínimos de diseño, esto es, que cumplan las tensiones máximas admisibles y las distancias mínimas de seguridad.

En este capítulo, se describen los principales métodos existentes para el cálculo de la flecha y la tensión mecánica de conductores y cables de guarda en redes eléctricas aéreas y, posteriormente, se realiza un análisis comparativo entre los métodos, con la finalidad de exponer sus ventajas y desventajas y así, fundamentar la elección del método que se implementó en el capítulo 5.

Para comenzar a entender estos métodos, debemos hablar en principio de la curva que describe un conductor sostenido por dos puntos de apoyo y sometido únicamente a la fuerza ejercida por acción de la gravedad. Veremos que esta curva, conocida como catenaria, es muy particular y cada uno de los métodos aquí descritos la utilizan en conjunto con sus modelos propios de deformación del conductor. De ahí la importancia de definirla y entenderla.

4.1. Comportamiento geométrico del conductor

La implementación de cualquier metodología para el cálculo mecánico de conductores en redes eléctricas aéreas, como vemos en (Checa, 1988; CIGRE Technical brochure 324, 2016; Téllez Gutiérrez, 2011; Martínez Urquilla Martínez Escobar, 2017; López Parra, 2013), parte del estudio primario de la curva que describe un cable homogéneo, flexible, suspendido en dos puntos de apoyo (pueden estar nivelados o desnivelados) y sometido únicamente a la fuerza ejercida por su propio peso. A esta particular curva se le conoce como catenaria y uno de los objetivos en esta sección, será deducir, a partir de las características conocidas de ella, la ecuación que la describe.

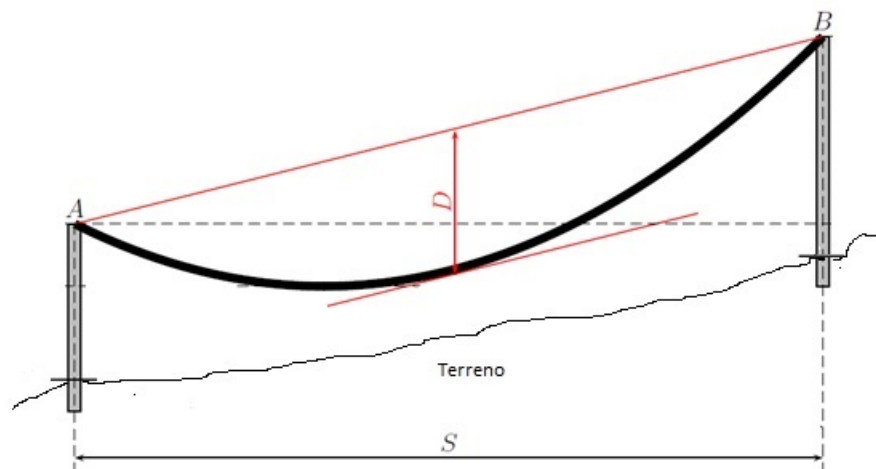


Figura 5. Catenaria formada por un conductor entre dos apoyos.

Tomado de Téllez Gutiérrez, M. S. (2011). *Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados*. Universidad Nacional de Colombia.

4.1.1. Deducción de la ecuación de la catenaria. Supongamos el cable AB de la figura 5, de determinado peso propio y con un desnivel Δy . Acto seguido, consideremos un elemento

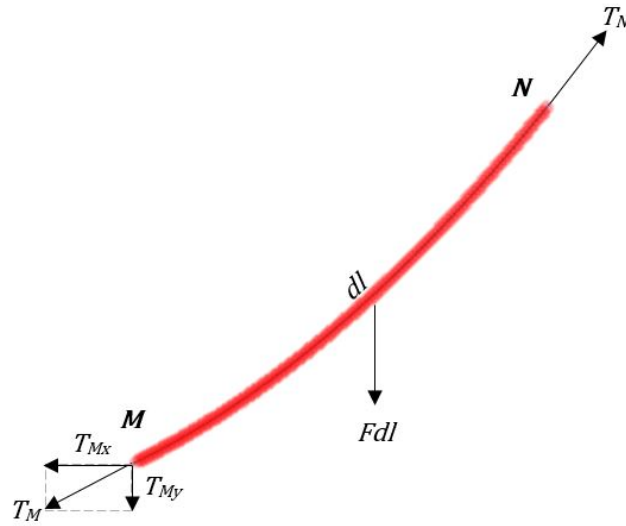


Figura 6. Elemento diferencial MN del hilo AB.

diferencial del hilo (figura 6), con puntos inicial y final M y N respectivamente.

Llamemos T_M y T_N a las tensiones en M y N respectivamente, dl al elemento diferencial y Fdl a la resultante de las fuerzas externas que actúan sobre el elemento diferencial. Claramente, al ser MN un elemento diferencial, su longitud tiende a 0.

Si T_x y T_y son las componentes de T_M según O_x y O_y (siendo O, el origen de coordenadas), las componentes de T_N respecto a los mismos ejes de coordenadas, serán $(T_x + dT_x)$ y $(T_y + dT_y)$.

Como suponemos que sobre el elemento diferencial, solamente actúa su peso como fuerza externa, debemos notar que las magnitudes de las componentes de F con respecto a los mismos ejes de coordenadas, serán:

$$|F_x| = 0$$

$$|F_y| = W$$

Siendo W , el peso por unidad de longitud.

Sabemos que el elemento diferencial, al igual que el hilo AB está en equilibrio, por tanto, aplicando la primera ley de Newton, podemos escribir las siguientes ecuaciones para el elemento MN:

$$\sum \vec{F}_{el} = 0$$

Es decir:

$$\sum F_{elx} = 0$$

$$\sum F_{ely} = 0$$

Donde, $\vec{F}_{el}$, es la fuerza ejercida sobre el elemento diferencial MN y, F_{elx} y F_{ely} , las componentes, respecto a los ejes de coordenadas, de $\vec{F}_{el}$.

De las anteriores ecuaciones, obtenemos:

$$T_{Mx} - T_{Nx} + |F_x| dl = 0 \implies T_x - T_x - dT_x = 0$$

$$T_{My} - T_{Ny} + |F_y| dl = 0 \implies T_y - T_y - dT_y + W dl = 0$$

De donde se sigue que:

$$dT_x = 0$$

$$dT_y = W dl$$

Dividiendo ambas ecuaciones entre dl , se obtiene que:

$$\frac{d}{dl}T_x = 0 \quad (1)$$

$$\frac{d}{dl}T_y = W \quad (2)$$

Como T_M es tangente a la curva del elemento diferencial y, siendo dx y dy , las componentes horizontal y vertical de dl , obtenemos:

$$T_x = T_M \frac{dx}{dl}$$

$$T_y = T_M \frac{dy}{dl}$$

Reemplazando las ecuaciones anteriores en 1 y 2 respectivamente, obtenemos:

$$\frac{d}{dl} \left[T_M \frac{dx}{dl} \right] = 0 \quad (3)$$

$$\frac{d}{dl} \left[T_M \frac{dy}{dl} \right] = W \quad (4)$$

Integrando la ecuación 3 a ambos lados y, siendo C una constante de integración, obtenemos:

$$T_M \frac{dx}{dl} = C \quad (5)$$

$$\implies T_M = C \frac{dl}{dx} \quad (6)$$

Sustituyendo la ecuación 6 en la ecuación 4, obtenemos:

$$\frac{d}{dl} \left[C \frac{dl dy}{dx dl} \right] = W \implies C \frac{d}{dl} \frac{dy}{dx} = W$$

$$\frac{dy'}{dl} = \frac{W}{C} \quad (7)$$

Como $dl = \sqrt{(dx)^2 + (dy)^2}$, por ser dx y dy , las componentes rectangulares de dl , tenemos que $dl = dx \sqrt{1 + (y')^2}$. Reemplazando esta última expresión en 7, tenemos que:

$$\frac{dy'}{dx \sqrt{1 + (y')^2}} = \frac{W}{C}$$

Llamando $P = \frac{C}{W}$ y $y' = u$ e integrando a ambos lados, obtenemos:

$$\int \frac{du}{\sqrt{1 + u^2}} = \int \frac{dx}{P}$$

La integral de la izquierda, en la última expresión, se puede resolver fácilmente mediante

sustitución trigonométrica y la integral de la derecha es directa. Aplicando los métodos de integración descritos, se obtiene:

$$\ln \left| u + \sqrt{1 + u^2} \right| = \frac{x - x_0}{P} \quad (8)$$

Planteando un triángulo rectángulo con catetos 1 y $|u|$, podemos convencernos que $\sqrt{1 + |u|^2} = \sqrt{1 + u^2}$, siempre es estrictamente mayor que $|u|$, por tanto, sin importar el valor de u , $u + \sqrt{1 + u^2} > 0$. De allí que $\left| u + \sqrt{1 + u^2} \right| = u + \sqrt{1 + u^2}$, por la definición del valor absoluto. Aplicando esta última igualdad en 8, obtenemos:

$$\ln \left(u + \sqrt{1 + u^2} \right) = \frac{x - x_0}{P} \quad (9)$$

Supongamos que el eje de coordenadas O_y , pasa por el punto más bajo de la catenaria. Sabemos que en el punto O_y , la recta tangente es horizontal y, por tanto, obtenemos que cuando $x = 0$, $u = y' = 0$. Reemplazando en 9, se obtiene que $x_0 = 0$. De donde se sigue que:

$$\ln \left(u + \sqrt{1 + u^2} \right) = \frac{x}{p} \implies u + \sqrt{1 + u^2} = e^{\frac{x}{p}} \implies \sqrt{1 + u^2} = e^{\frac{x}{p}} - u \quad (10)$$

Elevando al cuadrado a ambos lados, obtenemos:

$$1 + u^2 = e^{\frac{2x}{P}} - 2ue^{\frac{x}{P}} + u^2 \Rightarrow e^{\frac{2x}{P}} - 2ue^{\frac{x}{P}} - 1 = 0$$

Multiplicando a ambos lados por $e^{-\frac{x}{P}}$ y despejando u , obtenemos:

$$u = \frac{e^{\frac{x}{P}} - e^{-\frac{x}{P}}}{2} \quad (11)$$

Reemplazando $u = y'$ y, utilizando la definición del seno hiperbólico, tenemos que:

$$y' = \sinh\left(\frac{x}{P}\right)$$

$$\Rightarrow \frac{dy}{dx} = \sinh\left(\frac{x}{P}\right) \Rightarrow dy = \sinh\left(\frac{x}{P}\right) dx$$

$$\Rightarrow \int dy = \int \sinh\left(\frac{x}{P}\right) dx$$

Resolviendo estas últimas integrales, obtenemos finalmente la ecuación de la catenaria que es:

$$y - y_o = P \cosh \left(\frac{x}{P} \right) \quad (12)$$

Es necesario mencionar que definiendo adecuadamente el origen de coordenadas, según el problema y la referencia que resulte pertinente, se puede obtener el valor de la constante y_o , pero esto se verá más adelante.

Otra variable que será importante deducir, será la longitud de la catenaria, para ello, recordemos de las ecuaciones 10 y 11, que:

$$u + \sqrt{1 + u^2} = e^{\frac{x}{P}} \quad (13)$$

$$2u = e^{\frac{x}{P}} - e^{-\frac{x}{P}} \quad (14)$$

Si a 13, le restamos 14, obtenemos:

$$e^{-\frac{x}{P}} = -u + \sqrt{1 + u^2}$$

Luego:

$$e^{\frac{x}{P}} + e^{-\frac{x}{P}} = 2\sqrt{1 + u^2} \quad (15)$$

y como $dl = dx\sqrt{1+u^2}$, podemos escribir 15 como:

$$2dl = \left[e^{\frac{x}{P}} + e^{-\frac{x}{P}} \right] dx \quad (16)$$

Integrando a ambos lados, obtenemos:

$$L - L_o = \frac{P}{2} \left[e^{\frac{x}{P}} - e^{-\frac{x}{P}} \right]$$

Finalmente, utilizando la definición de seno hiperbólico, obtenemos que:

$$L - L_o = P \sinh \left(\frac{x}{P} \right) \quad (17)$$

4.1.2. Modelo geométrico del conductor. Ahora, determinaremos a partir de la ecuación de la catenaria obtenida anteriormente, la expresión de la curva que rige nuestro caso particular de estudio, para posteriormente obtener expresiones que determinen la flecha y la relación entre la tensión horizontal y longitudinal. Estos serán insumos geométricos suficientes para abordar las metodologías presentadas en (CIGRE Technical brochure 324, 2016), para el cálculo flecha-tensión en conductores y cables de guarda en redes eléctricas aéreas.

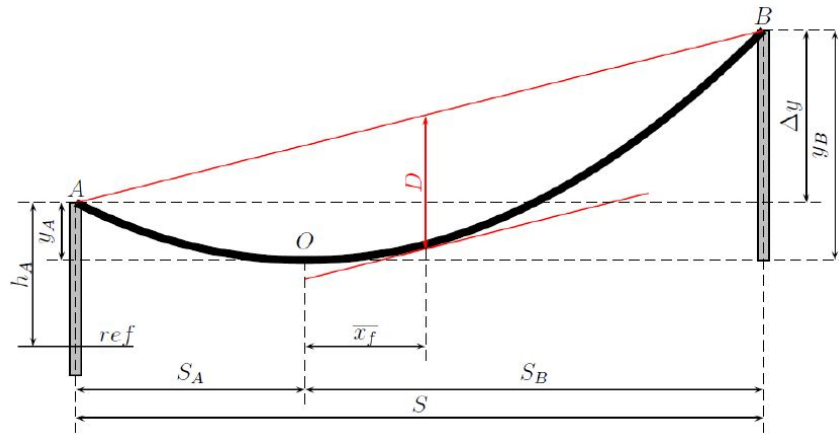


Figura 7. Catenaria formada por un conductor entre dos apoyos.

Tomado de Téllez Gutiérrez, M. S. (2011). *Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados*. Universidad Nacional de Colombia.

Considere la catenaria mostrada en la figura 7y las variables descritas en la tabla 6.

Tabla 6

Variables para el cálculo de la catenaria (Figura 7)

Variable	Descripción	Unidad de medida
Δy	Desnivel entre apoyos	m
S	Separación entre apoyos	m
T_{en}	Tensión longitudinal	kgf
H	Tensión horizontal	kgf
L	Longitud del conductor	m
W	Peso por unidad de longitud del conductor	kgf/m
T	Temperatura del conductor	$^{\circ}C$
O	Punto más bajo del conductor	—
S_A	Distancia horizontal del apoyo A al punto O	m
S_B	Distancia horizontal del apoyo B al punto O	m
L_A	Longitud del conductor desde el apoyo A al punto O	m
L_B	Longitud del conductor desde el apoyo B al punto O	m
y_A	Altura desde el punto de apoyo A hasta el punto O	m
y_B	Altura desde el punto de apoyo B hasta el punto O	m
D	Flecha	m
x_f	Distancia horizontal entre el punto O y el punto D	m

Nota: Adaptado de Téllez Gutiérrez, M. S. (2011). *Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados*. Universidad Nacional de Colombia.

Observemos que la ecuación 5, la podemos escribir, para cualquier punto de la catenaria, como:

$$T_{en} \frac{dx}{dl} = C = WP \quad (18)$$

En el punto más bajo de la catenaria, la tensión $T_{en} = H$ y $dx = dl$, por lo tanto, tenemos

que:

$$H = WP$$

De donde obtenemos que:

$$P = \frac{H}{W} \quad (19)$$

A P se le conoce como parámetro de la catenaria y, como vimos, depende de la tensión horizontal H y el peso por unidad de longitud W . El parámetro P determina la forma que adoptará la catenaria, viendo que, entre más alto sea el valor de P , la catenaria que se forma entre los dos apoyos, será más plana.

Es posible conocer la elevación $y(\bar{x})$ para cualquier par ordenado (x, y) sobre el conductor de la figura 7, siendo $\bar{x}$, la distancia horizontal al punto más bajo de la catenaria. Para ello, elegiremos provisionalmente el punto O como eje de coordenadas. Bajo esta elección y, teniendo en cuenta las ecuaciones 12, obtenemos que, en el origen (donde $\bar{x} = y(\bar{x}) = 0$), $y_o = -P$. Reemplazando esto último y la ecuación 19 en 12, tenemos que:

$$y(\bar{x}) = \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W}{H} \bar{x} \right) - 1 \right] \quad (20)$$

Si x es la distancia horizontal con respecto al apoyo A, entonces:

$$\bar{x} = \begin{cases} S_A - x & \text{si } x \leq S_A \\ x - S_A & \text{si } x > S_A \end{cases}$$

Luego, para ambos casos, por ser el coseno hiperbólico una función par, obtenemos:

$$y(x) = \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W(x - S_A)}{H} \right) - 1 \right] \quad (21)$$

Por lo tanto, la altura del conductor en el punto x , está determinada por:

$$h(x) = h_A - y_A + y(x)$$

Lo que se puede escribir como:

$$h(x) = h_A - \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W S_A}{H} \right) - \cosh \left(\frac{W(x - S_A)}{H} \right) \right] \quad (22)$$

Como podemos notar, es necesario entonces, escribir una expresión para hallar la distancia S_A a partir de datos conocidos. Para ello vamos a considerar la ecuación del desnivel Δy , como sigue:

$$\begin{aligned}\Delta y = h_B - h_A = h(S) - h_A &= \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W(S - S_A)}{H} \right) - \cosh \left(\frac{WS_A}{H} \right) \right] \\ \Delta y &= \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W(S - S_A)}{H} \right) - \cosh \left(\frac{WS_A}{H} \right) \right]\end{aligned}\quad (23)$$

Utilizando la definición de coseno hiperbólico, la notación del parámetro de la catenaria P y llamando $k = \frac{W(S - S_A)}{H}$ y $z = \cosh \left(\frac{WS_A}{H} \right)$, obtenemos

$$\Delta y = \frac{H}{W} \frac{e^k + e^{-k} - e^z - e^{-z}}{2}$$

Lo que puede escribirse como:

$$\Delta y = 2 \frac{H}{W} \left(\frac{e^{\frac{k+z}{2}} - e^{-\frac{k+z}{2}}}{2} \right) \left(\frac{e^{\frac{k-z}{2}} - e^{-\frac{k-z}{2}}}{2} \right)$$

Usando la definición de seno hiperbólico y recuperando las variables k y z , obtenemos:

$$\Delta y = 2 \frac{H}{W} \sinh \left(\frac{WS}{2H} \right) \sinh \left(\frac{W(S - 2S_A)}{2H} \right)$$

De donde despejando S_A , obtenemos finalmente la expresión buscada:

$$S_A = \frac{S}{2} - \frac{H}{W} \sinh^{-1} \left(\frac{W\Delta y}{2H \sinh \left(\frac{WS}{2H} \right)} \right)\quad (24)$$

Con esta expresión, se puede obtener S_B ya que $S = S_A + S_B$, así:

$$S_B = \frac{S}{2} + \frac{H}{W} \sinh^{-1} \left(\frac{W \Delta y}{2H \sinh \left(\frac{WS}{2H} \right)} \right) \quad (25)$$

Es importante notar que si $h_A > h_B$, el desnivel Δy es negativo y, aún así, las anteriores ecuaciones siguen siendo completamente válidas. Cuando los vanos estén al mismo nivel, se obtendrá que $S_A = S_B = \frac{S}{2}$.

4.1.3. Cálculo de la flecha. Ahora, calcularemos la expresión para la flecha. Para ello, obtendremos primero la pendiente m de la línea que une a los dos apoyos:

$$m = \frac{\Delta y}{S}$$

La pendiente de la recta tangente a la curva catenaria, puede obtenerse como la derivada de la ecuación 20:

$$\frac{dy}{dx} = \sinh \left(\frac{W\bar{x}}{H} \right)$$

Como en el punto $\bar{x}_f$, la pendiente de la recta tangente a la curva catenaria es igual a m , entonces se obtiene:

$$\bar{x}_f = \frac{H}{W} \sinh^{-1} \left(\frac{\Delta y}{S} \right)$$

Como se muestra en la figura 7, la flecha D es la diferencia entre la altura a la recta que une los apoyos y la altura de la catenaria. Esta diferencia puede obtenerse para cualquier punto de la catenaria, mediante la siguiente expresión:

$$D(x) = \frac{\Delta y}{S} x + \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W S_A}{H} \right) - \cosh \left(\frac{W (x - S_A)}{H} \right) \right] \quad (26)$$

La flecha máxima D , se da en el punto $S_A + \bar{x}_f$, luego, la expresión de la flecha máxima es:

$$D = \frac{\Delta y}{S} (S_A + \bar{x}_f) + \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W S_A}{H} \right) - \cosh \left(\frac{W \bar{x}_f}{H} \right) \right] \quad (27)$$

Notemos que cuando el desnivel es nulo, es decir, los apoyos están a nivel, $x_f = 0$ y $S_A = \frac{S}{2}$, de donde se obtiene, para apoyos a nivel, la siguiente expresión para la flecha máxima:

$$D = \frac{H}{W} \left[\cosh \left(\frac{W S}{2H} \right) - 1 \right]$$

4.1.4. Longitud de la catenaria, mediante S_A y S_B . Será importante entonces, obtener la longitud de la catenaria a partir de las variables S_A y S_B . Sabemos, de la figura 7, que:

$$L = L_A + L_B \quad (28)$$

Y, de la ecuación 17 y tomando como referencia el punto O , se obtiene:

$$L = \frac{H}{W} \sinh \left(\frac{W |\bar{x}|}{H} \right)$$

De donde obtenemos:

$$L_A = \frac{H}{W} \sinh \left(\frac{W |-S_A|}{H} \right) = \frac{H}{W} \sinh \left(\frac{W S_A}{H} \right) \quad (29)$$

$$L_B = \frac{H}{W} \sinh \left(\frac{W |S_B|}{H} \right) = \frac{H}{W} \sinh \left(\frac{W S_B}{H} \right) \quad (30)$$

Es importante proteger $\bar{x}$ con valor absoluto, debido a que el seno hiperbólico es una función impar y la longitud de un tramo de la catenaria, necesariamente debe ser positiva.

Reemplazando 29 y 30 en 28, obtenemos:

$$L = \frac{H}{W} \left[\sinh \left(\frac{W S_A}{H} \right) + \sinh \left(\frac{W (S - S_A)}{H} \right) \right] \quad (31)$$

Que es la ecuación que queríamos obtener.

4.1.5. Relación entre la tensión horizontal y longitudinal. Según (Checa, 1988), para vanos de longitud significativa y con desnivel, no bastará con limitarnos a calcular la tensión H en el punto más bajo de la curva catenaria, sino que también será necesario calcular las tensiones longitudinales T_{en} en los puntos de amarre del conductor A y B . Será importante ver que estas tensiones, que serán mayores a H , no rebasen a la tensión máxima admisible reglamentaria, ya que esto supondría unos factores de seguridad en dichos puntos, menores que el que hayamos fijado como mínimo.

Para calcular la tensión longitudinal reemplazaremos 16 en 18, de donde obtenemos:

$$T_{en} = H \cosh \left(\frac{W\bar{x}}{H} \right)$$

Luego, las tensiones longitudinales en A y B son, respectivamente:

$$T_{enA} = H \cosh \left(\frac{WS_A}{H} \right) \quad (32)$$

$$T_{enB} = H \cosh \left(\frac{W(S - S_A)}{H} \right) \quad (33)$$

Que eran las expresiones que queríamos obtener.

4.2. Metodologías para el cálculo flecha-tensión en conductores y cables de guarda

Luego de tener modelado el comportamiento geométrico del conductor y cable de guarda, debemos considerar que estos, como vimos en el capítulo 3, están sometidos continuamente a distintas condiciones, ya sea por el cambio en el clima (temperaturas y vientos), o por la operación del sistema. La importancia de plantear las hipótesis que describen estas condiciones, radica en que el cambio de cada uno de los parámetros, tiene repercusiones directas en los conductores, representados en alargamientos del conductor que pueden ser reversibles o permanentes. En particular, para los conductores eléctricos aéreos, se han definido 3 tipos de alargamiento, los cuales son:

1. Alargamiento elástico: Cambio reversible en la longitud de los conductores, causado por cambios en la tensión mecánica que sufren los conductores en las distintas condiciones de operación.
2. Alargamiento térmico: Cambio reversible en la longitud de los conductores, causado por cambios en la temperatura de operación del conductor en las distintas condiciones de operación.
3. Alargamiento plástico: Cambio irreversible en la longitud de los conductores, causado por esfuerzos térmicos y mecánicos.

Como veremos más adelante todas las metodologías reconocidas y utilizadas actualmente, consideran los dos primeros tipos de alargamiento y, de hecho, no difieren en los modelos utilizados

para ellos (CIGRE Technical brochure 324, 2016; Téllez Gutiérrez, 2011; Checa, 1988). Algo muy distinto ocurre con el alargamiento plástico, la cual es aún materia de estudio y para algunos tipos de deformaciones que, según la definición brindada arriba, se pueden catalogar como plásticos, no hay resultados concluyentes que planteen ecuaciones constitutivas para estos fenómenos (Téllez Gutiérrez, 2011).

Sin embargo, aunque las metodologías difieran en los modelos para las deformaciones plásticas, el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ) en (CIGRE Technical brochure 273, 2005), divide, en general, la elongación plástica en 3, las cuales son:

- Asentamiento del conductor y deformación (Alargamiento plástico inicial): Cuando se instala por primera vez el conductor, normalmente a una tensión entre 15 % y 20 % de la tensión de ruptura, los hilos de aluminio se alargan plásticamente en una cantidad que aumenta con la tensión.
- Alargamiento plástico por altas tensiones mecánicas a corto plazo (Alargamiento plástico debido a la carga de diseño): Una vez que el conductor se ha instalado, el hielo y/o el viento pueden aumentar la tensión a niveles mucho más altos (por ejemplo, de 30 % a 80 % de la carga de ruptura) durante períodos relativamente cortos (1 a 24 horas). Esto provoca un alargamiento plástico adicional en los hilos de aluminio y, en menor proporción, un alargamiento plástico en el acero.
- Alargamiento CREEP “metalúrgico” a largo plazo: Luego de que el conductor se ha ins-

talado, los hilos de aluminio continuarán alargándose plásticamente, incluso para tensiones cotidianas moderadas de 15 a 25 % de la tensión de ruptura. Si se considera el alargamiento CREEP por 10 años o más, el alargamiento plástico de los hilos de aluminio, puede exceder el alargamiento asociado con altas cargas de corto tiempo. Esto es especialmente cierto en áreas geográficas no sujetas a hielo o fuerzas de viento cercanas a las de un huracán.

Según lo nombrado para el alargamiento CREEP “metalúrgico”, es claro que, para países en el trópico (como es el caso de Colombia) a lo largo de los años, predomina sobre el alargamiento por altas tensiones mecánicas a corto plazo, así que, se debe abordar con mayor énfasis, las metodologías que consideren este tipo de alargamiento.

En la figura 8, se muestra una representación gráfica de los diferentes tipos de alargamiento a los que se ve sometido un conductor a lo largo de su vida útil.

Las metodologías existentes actualmente, coinciden en el cálculo de los alargamientos térmico y elástico y, la diferencia entre una y otra, radica en la estimación del alargamiento plástico. Sin embargo, en la recopilación de métodos para cálculos flecha tensión, realizado por el CIGRÉ (CIGRE Technical brochure 324, 2016), se agrupan estas metodologías en tres y, se asegura que, aunque haya metodologías que difieran en la forma en cómo se obtienen los resultados, los datos de entrada utilizados en todas coinciden en gran proporción y, además, se obtienen resultados bastante parecidos, por lo que las demás metodologías existentes, pueden considerarse variaciones de alguna de estas tres que se proponen en el documento. Es por ello que en este trabajo de grado se tomarán en cuenta estos tres métodos para el cálculo de flecha-tensión en conductores aéreos.

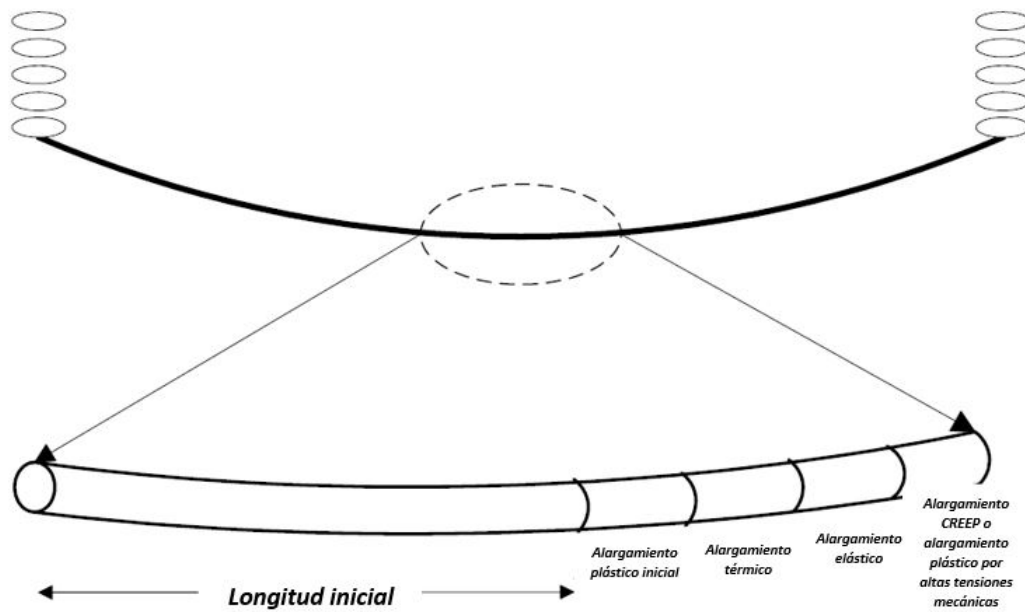


Figura 8. Diagrama de alargamiento del conductor.

Adaptado de Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE). (2016). Technical brochure 273. Sag-tension calculation methods for overhead power lines. CIGRE Working Group B2.12.

4.2.1. Modelo elástico lineal (LE) o “Ecuación de cambio de estados”. Para este primer método, los conductores se modelan como resortes lineales con un sólo módulo de elasticidad o módulo de Young E_a , que es una constante que relaciona la tensión con la deformación de un material y un coeficiente de dilatación térmica α , que es una constante que relaciona el cambio de longitud de un material ante variaciones de temperatura. Este primer método ignora todos los tipos de deformación plástica explicados anteriormente.

El coeficiente de dilatación térmica, permite conocer el cambio de la longitud del cable ante un cambio de temperatura, así:

$$\alpha = \frac{\Delta L_T}{L_1 (T_1 - T_2)} \frac{1}{^\circ C}$$

El módulo de elasticidad o módulo de Young, permite conocer los cambios de longitud de un conductor, cuando hay un cambio en la tensión a la cual está sometido, así:

$$E_a = \left(\frac{L_1}{A} \right) \left(\frac{T_{en2} - T_{en1}}{\Delta L_E} \right) \frac{kgf}{mm^2}$$

Donde A , es la sección del conductor y T_{en1} y T_{en2} las tensiones longitudinales del conductor en las condiciones 1 y 2.

Teniendo en cuenta las variaciones de tensión y temperatura simultaneamente, obtenemos, sumando ΔL_E y ΔL_T , la siguiente expresión:

$$L_2 = L_1 \left[1 + \alpha (T_2 - T_1) + \frac{T_{en2} - T_{en1}}{E_a A} \right] \quad (34)$$

Teniendo en cuenta las expresiones encontradas cuando se describió el comportamiento geométrico del conductor, obtenemos la siguiente ecuación:

$$\frac{H_2}{W_2} \left[\sinh \left(\frac{W_2 S_{A2}}{H_2} \right) + \sinh \left(\frac{W_2 (S - S_{A2})}{H_2} \right) \right] = \quad (35)$$

$$\frac{H_1}{W_1} \left[\sinh \left(\frac{W_1 S_{A1}}{H_1} \right) + \sinh \left(\frac{W_1 (S - S_{A1})}{H_1} \right) \right] \left[1 + \alpha (T_2 - T_1) + \frac{T_{en2} - T_{en1}}{E_a A} \right]$$

La ecuación anterior sugiere que el peso por unidad de longitud W cambia de una condición de operación a otra. Esto es cierto, debido a que las condiciones ambientales pueden generar sobrecargas en los conductores y cables de guarda debidas a la fuerza que ejerce el viento sobre el conductor y la fuerza que puede ejercer el hielo en temporadas frías, por tanto, debemos buscar una forma de incluir esas sobrecargas en la ecuación 35.

4.2.1.1. Sobrecargas en los conductores y cables de guarda. El cálculo mecánico de las líneas de transmisión, redes eléctricas aéreas y cables de guarda se efectuará bajo la acción de cargas y sobrecargas. Los parámetros que influyen directamente en el cálculo de las tensiones y esfuerzos producidos en el conductor teniendo en cuenta la figura 9 son:

- Fuerza del viento (F_v)
- Peso del conductor por unidad de longitud (W)
- Presencia de hielo (no influye en Colombia por encontrarse en el trópico)

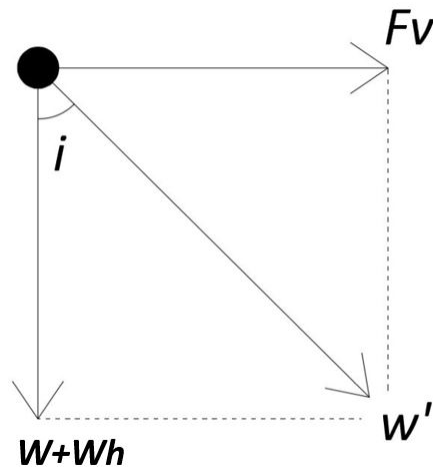


Figura 9. Cargas y sobrecargas sobre el conductor o cable de guarda

El viento es el factor más incidente en el análisis mecánico de un conductor, entre mayor sea la velocidad del viento mayor es la incidencia en los cálculos efectuados. Actúa de forma transversal al conductor provocando fenómenos vibratorios.

La Fuerza del viento (F_v) está dada en función de la velocidad del viento V_v en km/h y el diámetro del conductor d en m como se muestra a continuación:

$$F_v = 0.0042 V_v^2 d \frac{kgf}{m}$$

Observamos en la figura W_h actúa en la misma dirección del peso propio del conductor W . No se profundizará en la forma de estimar este peso, dado que en Colombia este efecto no es relevante por estar en el trópico. Sin embargo, en el libro (Checa, 1988), se realizan estimaciones para el caso de España. Para nuestro caso, el peso del hielo por unidad de longitud, será siempre nulo ($W_h = 0$).

Por tanto, el ángulo de desplazamiento por fuerzas externas i será:

$$i = \tan^{-1}\left(\frac{Fv}{W}\right)$$

Es necesario notar que, si existe presencia de viento, las flechas obtenidas en 4.1.3, estarán inclinadas, por lo tanto, para visualizar una vista frontal de la catenaria, habrá que realizar una corrección con el ángulo de desplazamiento i .

Ahora, se define el factor de sobrecarga como el cociente entre el peso aparente del conductor y el peso propio de este:

$$m = \frac{W'}{W} = \frac{\sqrt{W^2 + Fv^2}}{W}$$

Teniendo esto en cuenta, podemos obtener entonces la expresión final para la ecuación de cambio de estados, corrigiendo el peso mediante el factor de sobrecarga, así:

$$\frac{H_2}{m_2 W} \left[\sinh \left(\frac{m_2 W S_{A2}}{H_2} \right) + \sinh \left(\frac{m_2 W (S - S_{A2})}{H_2} \right) \right] = \quad (36)$$

$$\frac{H_1}{m_1 W} \left[\sinh \left(\frac{m_1 W S_{A1}}{H_1} \right) + \sinh \left(\frac{m_1 W (S - S_{A1})}{H_1} \right) \right] \left[1 + \alpha (T_2 - T_1) + \frac{T_{en2} - T_{en1}}{E_a A} \right]$$

Que es la ecuación final práctica del primer modelo (LE) o ecuación de cambio de estados. Es de notar que no es una ecuación sencilla de resolver manualmente, por lo que regularmente se recurre a aproximaciones de las funciones hiperbólicas mediante series de Taylor para simplificar (Checa, 1988). Sin embargo, estas aproximaciones no son válidas para grandes vanos desnivelados y, teniendo en cuenta que actualmente se cuenta con herramientas computacionales que resuelven estas ecuaciones con métodos numéricos en tiempos razonables, no es estrictamente necesario para este trabajo realizar dichas aproximaciones.

Los valores de T_{en1} y T_{en2} , serán considerados en el punto de amarre que esté a una altura mayor, dado que en este punto es donde el conductor está sometido a un mayor esfuerzo y donde hay que verificar el cumplimiento del factor de seguridad para cada hipótesis. Esto es, si el desnivel es positivo, es decir, el apoyo B está a mayor altura, se reemplazará 33 en 36, de lo contrario, si el

apoyo A está a mayor altura, se reemplazará 32, en 36. Si los vanos están a nivel, sin importar la ecuación que se reemplace, la expresión será la misma.

La forma adecuada de utilizar esta ecuación, es partir de la condición a la cual se da la tracción máxima, así: fijamos la tensión mecánica como la máxima admisible para esta hipótesis, luego hallamos las tensiones mecánicas en las demás hipótesis y verificamos que se cumplan los factores de seguridad definidos para esas condiciones de operación. Las catenarias obtenidas partiendo de la condición extrema, son las que se tienen en cuenta para el plantillado. Si existiese más de una hipótesis candidata a ser la de tracción máxima, se debe establecer un vano crítico que defina, conociendo el vano a analizar, cuál de las dos hipótesis es predominante (la que implica mayor tensión longitudinal), sin embargo, como en este trabajo sólo se plantea una hipótesis como la más extrema posible, no es necesario realizar este análisis. La condición de flecha máxima posible para establecer la altura de los apoyos (pues es la condición que podría violar las distancias mínimas de seguridad respecto al suelo), será la hipótesis de máxima temperatura.

La altura desde el suelo, al punto de amarre del conductor, será la suma de la flecha máxima vertical en la condición de máxima temperatura y la distancia mínima de seguridad admisible respecto al suelo. De esta forma se garantiza el cumplimiento de la distancia mínima de seguridad.

4.2.1.2. Módulo efectivo de Young E_a y coeficiente efectivo de dilatación térmica α para conductores compuestos. Los módulos de elasticidad o de Young E_a y el coeficiente de dilatación térmica α , se conocen por procesos experimentales de cada material. Sin embargo, es muy común encontrar conductores que están compuestos por distintos materiales (como los ACSR) y por tanto,

se hace necesario conocer la forma de estimar estas constantes para este tipo de conductores que puedan ser utilizados en la ecuación 36. Algunas tablas de conductores entregan estos valores efectivos directamente, pero cuando esto no suceda, podemos utilizar la metodología propuesta por el CIGRÉ (CIGRE Technical brochure 324, 2016). Para los conductores ACSR, que están compuestos de acero y aluminio, podemos encontrar las constantes efectivas a partir de los valores de las constantes para el acero y aluminio y datos de su composición, así:

$$E_a = \frac{E_{Al}A_{Al} + E_{AC}A_{AC}}{A_{Al} + A_{AC}}$$

donde,

E_{Al} = Módulo de elasticidad del aluminio.

E_{AC} = Módulo de elasticidad del acero.

A_{Al} = Área del aluminio.

A_{AC} = Área del acero.

Las áreas del acero y aluminio, pueden ser calculadas así:

$$A_{Al} = n_{Al} \frac{\pi d_{Al}^2}{4}$$

$$A_{AC} = n_{AC} \frac{\pi d_{AC}^2}{4}$$

donde,

n_{Al} = Número de hilos de aluminio.

n_{AC} = Número de hilos de acero.

d_{Al} = Diámetro de los hilos de aluminio.

d_{AC} = Diámetro de los hilos de acero.

$$\alpha = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{AC}) E_{AC}}{\left(\frac{A_{Al}}{A_{AC}}\right) E_{Al} + E_{AC}}$$

donde,

α_{Al} = Coeficiente de dilatación térmica del aluminio.

α_{AC} = Coeficiente de dilatación térmica del acero.

4.2.2. Modelo simplificado de elongación plástica (SPE). Como vimos anteriormente, el modelo LE ignora por completo las deformaciones plásticas o permanentes y solo define los cambios de flecha-tensión en función de los cambios en la temperatura y la tensión mecánica del conductor. A partir de este modelo, se realizan estimaciones para el cálculo de las deformaciones

plásticas que sufre el conductor. Remitiéndonos a la figura 8, este primer modelo realiza estimaciones de los tres tipos de elongación plástica de los conductores a partir de valores típicos de elongación, generalmente representados como un cambio de temperatura que genere el mismo efecto en la ecuación de cambio de estados. Esto es, para una misma hipótesis de carga mecánica, se aumenta un ΔT tal que, se genere un aumento en la longitud del conductor equivalente al causado por la deformación plástica. Teniendo en cuenta esta explicación, resulta lógico que a cada hipótesis se le deba adicionar una temperatura que refleje el cambio adecuado en la flecha según la deformación plástica que aplique.

Sin embargo, aunque se realice una estimación de la deformación plástica, este modelo no propone ninguna ecuación, ni modelo gráfico dependiente de la temperatura, la tensión mecánica y el tiempo y, se remite únicamente a juicio de expertos sobre valores empíricos para estimar el valor de la deformación y la sobre temperatura que cause los mismos efectos. Esto hace que estos valores varíen significativamente de país a país debido a los expertos que cuantifiquen los valores y a las experiencias obtenidas regularmente en redes eléctricas con similares características.

4.2.3. Modelo experimental de elongación plástica (EPE). Dentro del modelo experimental de elongación plástica (EPE), se engloban todas las metodologías que, o bien se basen en gráficas experimentales de conductores para estimar cada una de las deformaciones plásticas, o planteen ecuaciones constitutivas en función del tiempo, la temperatura y la tensión mecánica a la que se ve sometido el conductor. Según (CIGRE Technical brochure 324, 2016), este tipo de modelos son los más usados actualmente para la estimación de las deformaciones plásticas y en

Estados Unidos se usa casi exclusivamente sobre las otras dos metodologías.

En (CIGRE Technical brochure 324, 2016), se presenta una metodología para calcular por separado los tres tipos de deformación plástica, sin embargo, el método usado es netamente gráfico y esto hace que la posibilidad de una implementación computacional práctica posterior, aumente significativamente en dificultad. Afortunadamente, tanto (Cojan et al., 1981), como IEEE 1283 (IEEE Std 1283, 2013) (utilizado ampliamente en Estados Unidos para estos cálculos), proponen ecuaciones empíricas constitutivas similares que describen estas gráficas, sin embargo, dejan claro que estas metodologías aún están sujetas a revisión.

Dentro de este trabajo de grado, teniendo en cuenta que no hay resultados concluyentes en ecuaciones constitutivas que modelen el alargamiento plástico por altas tensiones mecánicas a corto plazo (Téllez Gutiérrez, 2011), no tomaremos en cuenta este tipo de alargamiento. Sin embargo, esto no supone un error significativo para nuestro caso particular debido a que las redes eléctricas aéreas en Colombia no están sometidas a vientos con fuerzas asociadas cercanas a las de un huracán y, tampoco tenemos sobrecargas debidas al peso del hielo sobre el conductor. En este caso, como se mencionó cuando se definió el CREEP “metalúrgico”, es claro que, para países en el trópico (como es el caso de Colombia) a lo largo de los años, este alargamiento predomina significativamente sobre el alargamiento por altas tensiones mecánicas a corto plazo, así que, se debe abordar con mayor énfasis, las metodologías que consideren este tipo de alargamiento.

Las metodologías propuestas en (Cojan et al., 1981) y la IEEE 1283 (IEEE Std 1283, 2013), consideran los otros dos tipos de elongación plástica en sus ecuaciones constitutivas. Las deforma-

ciones consideradas serán entonces:

- Asentamiento del conductor y deformación (Alargamiento plástico inicial): Según (Téllez Gutiérrez, 2011), este primer alargamiento, se refiere al acomodamiento que sufren los filamentos del conductor, luego de que es sometido a la tensión de tendido. Algunas semanas después de la instalación de la línea, se termina este proceso y las estructuras cristalinas nuevamente serán estables, esto provoca un aumento en la flecha inicial para unas mismas condiciones de operación. Estos efectos pueden estudiarse como un cambio en el módulo de elasticidad, o bien, como comúnmente se hace, un cambio en la temperatura que produzca los mismos efectos en la tensión y elongación que compense el cambio de flecha producida por el alargamiento plástico inicial. A esta temperatura, se le conoce como de pretensionado.
- Alargamiento CREEP “metalúrgico” a largo plazo: Según (Cojan et al., 1981; IEEE Std 1283, 2013; CIGRE Technical brochure 324, 2016), el CREEP de largo plazo, depende de las propiedades de material del que está construido el conductor, de la tensión, la temperatura y el tiempo.

La IEEE 1283, tomando en cuenta lo encontrado por el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ) (Cojan et al., 1981), expone una metodología basada en ecuaciones predictoras para modelar estos alargamientos permanentes. Estas ecuaciones son netamente empíricas y varían según el conductor.

4.2.3.1. Metodología basada en ecuaciones predictoras para estimar el alargamiento plástico de conductores.. Para exponer esta metodología, se tendrá en cuenta la siguiente nomenclatura:

ϵ_c = Elongación CREEP en $\frac{\mu m}{m}$

σ = Esfuerzo (Tensión mecánica/área) en $\frac{kgf}{mm^2}$

α = Coeficiente de dilatación térmica lineal en $\frac{1}{^\circ C}$

T = Temperatura del conductor en $^\circ C$

ΔT = Cambio de temperatura equivalente en $^\circ C$

A_{Al} = Área de los conductores de aluminio en mm^2

A_{AC} = Área de los conductores de acero en mm^2

A = Área del conductor en mm^2

t = Tiempo de exposición en *horas*

$\%RS$ = Tensión de trabajo como porcentaje de la tensión de rotura en %

Las ecuaciones predictoras son las siguientes:

- Conductores AAC (All- aluminium conductor)

$$\epsilon_c = 19,487 K \sigma^{1.3} t^{0.16}$$

- Conductores AAAC (All- aluminium alloy conductor)

$$\varepsilon_c = 19.487 G \sigma^{1.3} t^{0.16}$$

- Conductores ACAR (Aluminium conductor alloy reinforced)

$$\varepsilon_c = \left[0.0370253 + 0.233844 \frac{A_{Al}}{A} \right] \left[T^{1.4} \sigma^{1.3} t^{0.16} \right]$$

- Conductores ACSR (Steel- reinforced conductors)

Para conductores con hebras de aluminio formadas a partir de varilla laminada:

$$\varepsilon_c = 2.4 (\%RS)^{1.3} t^{0.16}$$

Para conductores con hebras de aluminio formadas a partir de varilla de fundición continua:

$$\varepsilon_c = 1.1 (\%RS)^{1.3} t^{0.16}$$

Los valores de las constantes K y G son, en función del número de hebras y la forma de construcción del conductor se muestran en la tabla 7 :

Tabla 7

Constantes de las ecuaciones predictoras

Constante	7 hebras	19 hebras	37 hebras	61 hebras
K (Aluminio a partir de varilla laminada)	1.36	1.29	1.23	1.16
K (Aluminio a partir de varilla de fundición continua)	0.84	0.77	0.77	0.71
G	0.71	0.65	0.77	0.61

Nota: Adaptado de Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2013). *IEEE Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories*. IEEE Std 1283-2013.

Para calcular el valor de temperatura equivalente, se usa la siguiente expresión

$$\Delta T = \frac{\varepsilon_c}{\alpha}$$

El paso a paso final del modelo EPE mediante ecuaciones predictoras es el siguiente:

- Se calculan las flechas y tensiones iniciales sin tomar en cuenta las deformaciones plásticas (modelo LE o Ecuación de cambio de estados).
- Se calcula la deformación plástica para un tiempo no menor a 10 años (se escoge el tiempo de estimación adecuado).

- Se calcula el cambio de temperatura equivalente.
- Se suma el cambio de temperatura obtenido en el paso anterior a las temperaturas iniciales consideradas en las hipótesis y se calcula nuevamente las flechas y tensiones con la ecuación de cambio de estados.

De esta manera, obtenemos las verdaderas flechas que describen los conductores teniendo en cuenta la elongación plástica y, con la flecha obtenida para el caso de temperatura máxima, se pueden estimar las alturas adecuadas de apoyos que garanticen las distancias mínimas de seguridad.

4.3. Comparación entre las metodologías para el cálculo flecha-tensión en redes eléctricas aéreas

Las tres metodologías expuestas engloban todos los métodos (ya que estos solo difieren en particularidades) que se utilizan actualmente para el cálculo flecha-tensión en redes eléctricas aéreas. Los métodos SPE y EPE, lejos de contradecir el método LE, estiman de igual manera la elongaciones térmica y elástica, por tanto, al modelar estas mismas elongaciones y, además, considerar la elongación plástica, se puede decir que los métodos SPE y EPE son una extensión del método LE, siendo los dos primeros más completos.

Ahora bien, los métodos SPE y EPE son formas válidas que se utilizan para estimar la deformación plástica. Desde hace muchos años se han intentado establecer ecuaciones generales constitutivas para describir cada una de las deformaciones plásticas, sin embargo, aunque se tienen

algunos resultados que pueden ser utilizados, aún se hace de forma conservadora, debido a que estas ecuaciones no describen a la perfección el comportamiento del conductor. Es por esto, que esas ecuaciones que hacen parte del método EPE, en ocasiones son ignoradas por expertos y prefieren utilizar un valor típico de deformación plástica basados en experimentos y en la observación del fenómeno en redes eléctricas aéreas de similares condiciones y de allí la validez del método SPE.

Por otra parte, muchos profesionales prefieren utilizar los métodos EPE de forma gráfica, a menudo con ayuda de software que modela estas gráficas como ecuaciones polinómicas de alto orden, sin embargo, el costo computacional crece y se necesitan muchos más datos de entrada para modelar el comportamiento. Teniendo en cuenta que no siempre se pueden realizar experimentos a conductores y/o tener acceso a resultados de esas experimentaciones, las ecuaciones predictoras son, en muchas ocasiones, la mejor alternativa para profesionales que deseen estimar la elongación plástica teniendo en cuenta el tiempo, la temperatura y la tensión mecánica del conductor. También hay que destacar que el costo computacional adicional al utilizar las ecuaciones predictoras no es mucho mayor al del método LE, dado que, al modelar esta elongación como un cambio de temperatura, solo hace falta calcular las flechas y las tensiones, mediante la misma ecuación de cambio de estados, para estas “nuevas” hipótesis.

Se puede entonces, comparar los métodos expuestos según las siguientes 4 características:

1. Describe elongaciones térmicas y elásticas.
2. Describe deformaciones plásticas.

3. Cuenta con ecuaciones predictoras de fácil implementación.
4. Complejidad computacional.

Tabla 8

Comparación de métodos para el cálculo flecha-tensión

Método	1	2	3	4
LE	Sí	No	No aplica	Baja
SPE	Sí	Sí	No	Baja
EPE gráfico	Sí	Sí	No	Alta
EPE (Ecuaciones predictoras)	Sí	Sí	Sí	Baja

Considerando el cuadro comparativo mostrado en la figura 8, el método más adecuado para ser implementado será el modelo EPE mediante ecuaciones predictoras. Para los cables de guarda tipo OPWG, no existe literatura concluyente que sugiera que sufre deformaciones plásticas significativas y, mucho menos, que presenten ecuaciones similares a las ecuaciones predictoras presentadas, por lo tanto, se tomará en cuenta el método LE o ecuación de cambio de estados a partir de las hipótesis planteadas para ello en el capítulo anterior.

5. Estructura de la herramienta

5.1. Introducción y características generales

Según lo planteado en el capítulo 4, el método más adecuado para implementar en una herramienta computacional según sus características, es el método EPE mediante ecuaciones predictoras. Sin embargo, dado que este método utiliza en su desarrollo el método LE o “Ecuación de cambio de

estados” antes de realizar la estimación de deformaciones plásticas, resultó sencillo obtener las salidas de este primer método. Por tanto, la herramienta implementada nos permite visualizar los resultados de ambas metodologías, lo que es muy útil para ver el efecto de las deformaciones plásticas sobre las flechas y tensiones mecánicas. Para los cables de guarda tipo OPWG se implementó la ecuación de cambio de estados.

El programa fue implementado en MATLAB por las siguientes razones: la plataforma brinda herramientas fáciles de utilizar por el programador para realizar cálculos complejos y construir entornos amigables con interfaces gráficas para ingresar las entradas y visualizar las salidas; cuenta con comandos para importar y exportar datos de excel y, finalmente, la universidad cuenta con las licencias necesarias para su uso en entornos académicos.

El programa cuenta con una base de datos para conductores tipo AAC, AAAC, ACSR, ACAR y OPWG, lo cual nos permite elegir entre algunos de estos conductores y facilita el cálculo. Así mismo, nos permite ingresar conductores externos en caso que el conductor a analizar no se encuentre en la base de datos del programa, aunque esto hace que aumente el número de parámetros de entrada para caracterizar el conductor. Otra ventaja del programa es que, además de poder analizar vanos ideales de regulación (nivelados) para el cálculo de flechas y tensiones, nos va a permitir analizar flechas y tensiones en vanos desnivelados, lo cual es una gran ventaja dado que, cuando se realiza el proceso de plantillado, en ocasiones se obtienen vanos ligeramente desnivelados que deben ser especialmente analizados.

Cuando se obtienen los resultados numéricos, el programa los exporta a un archivo excel

para que puedan ser utilizados en procesos posteriores de plantillado, cálculos adicionales o cualquier tratamiento de datos que se requiera.

Todo lo anterior descrito, se realizó en interfaces gráficas amigables e intuitivas, lo cual facilitará la utilización de la herramienta para el cálculo mecánico de flechas y tensiones en redes eléctricas aéreas. En la sección de anexos, se encuentra una guía de usuario para el programa, donde se muestran ejemplos de uso, se hacen recomendaciones para el ingreso de entradas y visualización y tratamiento de salidas.

5.2. Solución de la Ecuación de Cambio de Estados mediante Newton-Raphson

Como vimos en el capítulo 4, la ecuación de cambio de estados es significativamente compleja de resolver. Por esto, cuando no existían herramientas sofisticadas para realizar cálculos complejos en poco tiempo, se propusieron distintas aproximaciones (Checa, 1988) que convierten dicha ecuación no lineal en una ecuación cúbica, mucho más sencilla de resolver. Sin embargo, estas aproximaciones, hacen que la solución solo sea válida para vanos menores a 1000 m y vanos nivelados.

Con el fin de proporcionarle versatilidad a la herramienta, se propone en este trabajo resolver esta ecuación mediante métodos numéricos, asegurándonos que el criterio de convergencia sea muy bajo para estar seguros que el resultado obtenido, es la solución de la ecuación exacta.

5.2.1. Solución de una ecuación de una variable mediante Newton-Raphson. El método numérico de Newton-Raphson es muy utilizado para resolver ecuaciones complejas gracias a

su rápida convergencia y a su facilidad de implementación. La finalidad del método es encontrar un cero en una función $f(x)$ a partir de aproximaciones iterativas desde un valor inicial asignado x_0 . El valor x_{n+1} es el valor del punto en que la tangente de la función $f(x)$ corta al eje x , esto es:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (37)$$

Para asegurar la convergencia de este método numérico, se debe seleccionar un valor inicial cercano a la solución y, regularmente se define el criterio de convergencia como:

$$|x_{n+1} - x_n| < error \quad (38)$$

El valor de *error* es el que se estime conveniente por quien emplee el método para asegurar que la solución sea la deseada.

5.2.2. Aplicación particular a la ecuación de cambio de estados. Para nuestro caso particular que es la solución de la ecuación de cambio de estados, el proceso que se realiza es, primero, igualar la ecuación a cero, dado que el método encuentra ceros de la ecuación. Esto es:

$$f(H_2) = \frac{H_2}{m_2 W} \left[\sinh \left(\frac{m_2 W S_{A2}}{H_2} \right) + \sinh \left(\frac{m_2 W (S - S_{A2})}{H_2} \right) \right] - \quad (39)$$

$$\frac{H_1}{m_1 W} \left[\sinh \left(\frac{m_1 W S_{A1}}{H_1} \right) + \sinh \left(\frac{m_1 W (S - S_{A1})}{H_1} \right) \right] \left[1 + \alpha (T_2 - T_1) + \frac{T_{en2} - T_{en1}}{E_a A} \right] = 0$$

Como podemos observar, la ecuación a resolver es $f(H_2)$ conocidos los valores de H_1 . Todas las variables de la ecuación 39 del segundo estado (las que tienen subíndice 2), se pueden escribir en función de H_2 , como se muestra en el capítulo 4. Con esto aseguramos que la única variable desconocida de la ecuación es H_2 .

El valor de *error* permitido fue 1×10^{-11} , dado que es un valor que permite asegurar que el resultado es el deseado a un tiempo de cómputo razonable. Es decir, el método converge cuando:

$$|H_{2_{n+1}} - H_{2_n}| < 1 \times 10^{-11} \quad (40)$$

La forma de hallar $H_{2_{n+1}}$, a partir de la variable H_{2_n} es, en consecuencia a lo anterior:

$$H_{2_{n+1}} = H_{2_n} - \frac{f(H_{2_n})}{f'(H_{2_n})} \quad (41)$$

Para garantizar la convergencia del método, se escoge como valor inicial del método, al máximo permitido mediante su factor de seguridad en la hipótesis donde se requiere conocer la solución, dado que este valor, se supone que es cercano a la tensión de trabajo en esa hipótesis.

Esto es:

$$H_{20} = \frac{T_r}{F_s}$$

Donde,

H_{20} , es el valor inicial del método.

T_r , es la tensión de ruptura del conductor.

F_s , es el factor de seguridad mínimo permitido para la hipótesis que se desea solucionar.

5.3. Parámetros de entrada del programa

5.3.1. Hipótesis mecánicas. Todos los conductores requieren el ingreso de las hipótesis mecánicas, las cuales se plantean como se muestra en el capítulo 3. Las entradas serán:

1. Hipótesis 1: Tracción máxima

- a) Velocidad del viento máxima del terreno en km/h
- b) Temperatura mínima del terreno en $^{\circ}C$
- c) Factor de seguridad: Relación entre la tensión de ruptura del conductor y la tensión de ruptura máxima permitida.

2. Hipótesis 2: Condición diaria (EDS)

- a)* Velocidad del viento promedio en el terreno en km/h
- b)* Temperatura $\bar{T}$ promedio en el terreno en $^{\circ}C$
- c)* Factor de seguridad: Relación entre la tensión de ruptura del conductor y la tensión de ruptura máxima permitida en condición diaria.
- d)* Tiempo de exposición en *años*: Tiempo necesario de estimación de deformaciones plásticas (no menor a 10 años). Solo es necesario ingresarlo en conductores a los que se le realiza estimación de deformaciones plásticas (AAC, AAAC, ACSR o ACAR)

3. Hipótesis 3: Temperatura máxima

- a)* Velocidad del viento (Regularmente se analiza sin viento) en km/h
- b)* Temperatura máxima del conductor en $^{\circ}C$

5.3.2. Datos del vano. Son datos necesarios para conocer las características del vano a analizar.

1. Vano en m : los vanos típicos son:

- a)* Baja tensión: De 30 a 120 m
- b)* Media tensión: De 60 a 150 m
- c)* Alta tensión: En 230 kV de 300 a 350 m y en 500 kV de 450 a 550 m

2. Desnivel en m : en caso de analizar un vano posterior al plantillado. Si se analiza un vano ideal de regulación, su valor es 0.

5.3.3. Requerimientos de diseño. Distancia mínima de seguridad respecto al suelo en m .

Las tablas mínimas aplicables para Colombia están contenidas en la Tabla 13.2 del RETIE (RETIE, 2013).

5.3.4. Datos del conductor.**1. Conductores AAC**

- Si se encuentra en la base de datos sólo debe escogerse e indicar si está construido a partir de varilla de fundición continua o varilla laminada.
- Si no se encuentra en la base de datos, deben ingresarse los siguientes datos:
 - Carga de ruptura en kgf
 - Diámetro del conductor en mm
 - Sección del conductor en mm^2
 - Peso por unidad de longitud en kgf/km
 - Número de hebras de aluminio
 - Indicar si está construido a partir de varilla laminada o varilla de fundición continua

2. Conductores AAAC

- Si se encuentra en la base de datos sólo debe escogerse.
- Si no se encuentra en la base de datos, deben ingresarse los siguientes datos:

- Carga de ruptura en kgf
- Diámetro del conductor en mm
- Sección del conductor en mm^2
- Peso por unidad de longitud en kgf/km
- Número de hebras de aluminio

3. Conductores ACAR

- Si se encuentra en la base de datos sólo debe escogerse.
- Si no se encuentra en la base de datos, deben ingresarse los siguientes datos:
 - Carga de ruptura kgf
 - Diámetro del conductor en mm
 - Sección del conductor en mm^2
 - Peso por unidad de longitud en kgf/km
 - Sección de cada hebra de aluminio en mm^2
 - Coeficiente de dilatación lineal en $1/^\circ C$
 - Módulo de elasticidad en $\frac{kgf}{mm^2}$

4. Conductores ACSR

- Si se encuentra en la base de datos sólo debe escogerse e indicar si está construido a partir de varilla laminada o varilla de fundición continua.

- Si no se encuentra en la base de datos, deben ingresarse los siguientes datos:
 - Carga de ruptura kgf
 - Diámetro del conductor en mm
 - Sección del conductor en mm^2
 - Peso por unidad de longitud en kgf/km
 - Coeficiente de dilatación lineal en $1/^\circ C$
 - Módulo de elasticidad en $\frac{kgf}{mm^2}$
 - Indicar si está construido a partir de varilla laminada o varilla de fundición continua.

5. Cable OPWG

- Si se encuentra en la base de datos sólo debe escogerse.
- Si no se encuentra en la base de datos, vamos a otros conductores.

6. Otros conductores

- Carga de ruptura en kgf
- Diámetro del conductor en mm
- Sección del conductor en mm^2
- Peso por unidad de longitud en kgf/km
- Coeficiente de dilatación lineal en $1/^\circ C$
- Módulo de elasticidad en $\frac{kgf}{mm^2}$

5.4. Parámetros de salida

5.4.1. Conductores AAC, AAAC, ACAR y ACSR. Método LE o “Ecuación de cambio de estados” (despreciando deformaciones plásticas):

- Validación de hipótesis de condición diaria por tensión mecánica.
- Flechas máximas verticales e inclinadas para las tres hipótesis en m
- Tensiones longitudinales en ambos apoyos y tensión horizontal en las tres hipótesis en kgf
- Altura mínima al punto de amarre del conductor en m
- Ángulos de desviación del conductor por acción del viento en las tres hipótesis en $^{\circ}$
- Vistas frontal y lateral de las catenarias en las tres hipótesis

Método EPE mediante ecuaciones predictoras (considerando deformaciones plásticas):

- Flechas máximas verticales e inclinadas para las tres hipótesis en m
- Tensiones longitudinales en ambos apoyos y tensión horizontal en las tres hipótesis en kgf
- Altura mínima al punto de amarre del conductor en m
- Ángulos de desviación del conductor por acción del viento en las tres hipótesis en $^{\circ}$
- Diferencia de temperatura equivalente a las deformaciones plásticas del conductor en $^{\circ}C$

- Vistas frontal y lateral de las catenarias en las tres hipótesis
- Comparación de flechas verticales máximas por efecto de deformaciones plásticas

5.4.2. Cables OPWG y otros conductores. Método LE o “Ecuación de cambio de estados” (despreciando deformaciones plásticas):

- Validación de hipótesis de condición diaria por tensión mecánica.
- Flechas máximas verticales e inclinadas para las tres hipótesis en m
- Tensiones longitudinales en ambos apoyos y tensión horizontal en las tres hipótesis en kgf
- Altura mínima al punto de amarre del conductor en m
- Ángulos de desviación del conductor por acción del viento en las tres hipótesis en $^{\circ}$
- Vistas frontal y lateral de las catenarias en las tres hipótesis

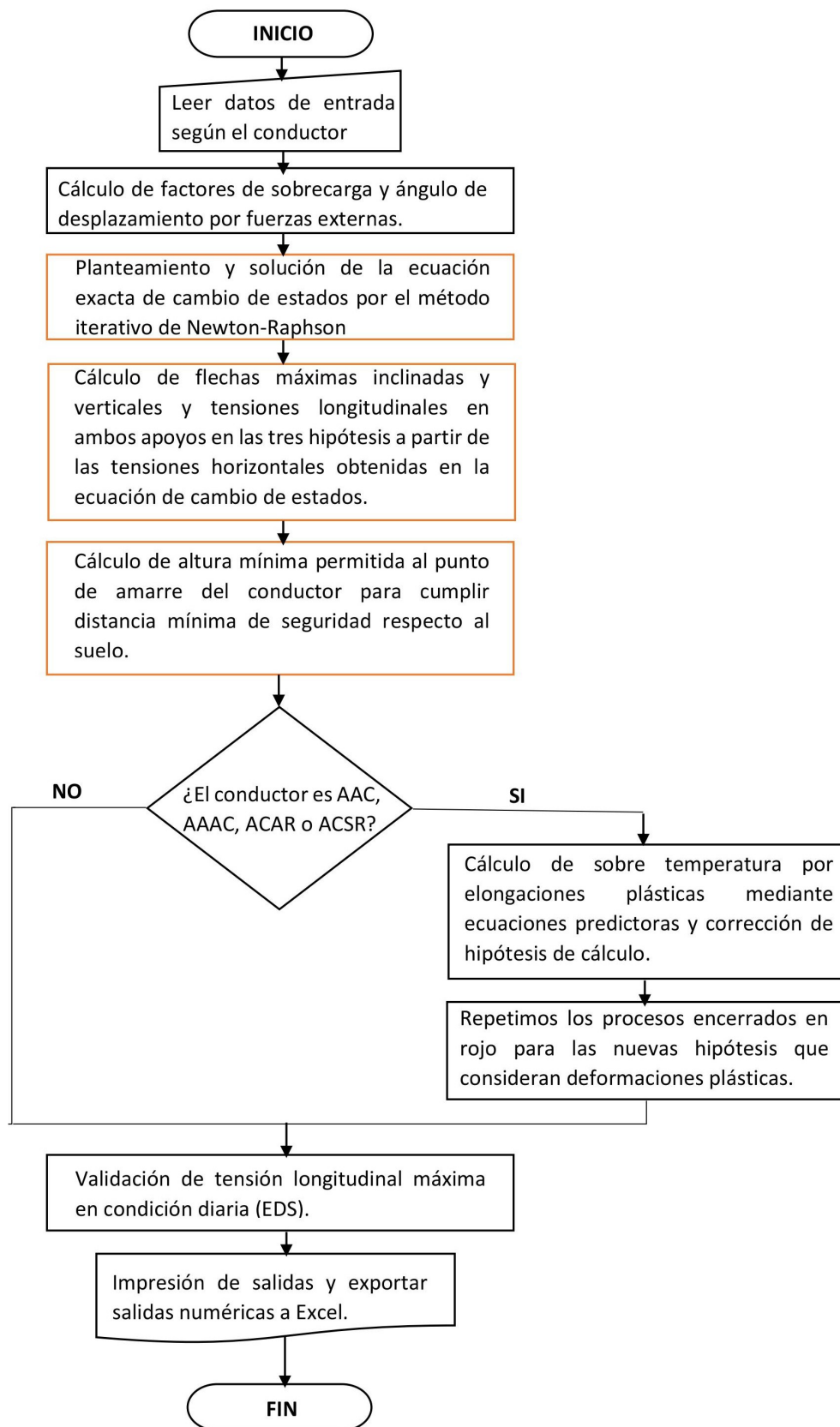


Figura 10. Diagrama de flujo de la herramienta implementada

En la figura 10, observamos el diagrama de flujo de la herramienta implementada.

5.5. Ejemplos sobre el uso de la herramienta

Los ejemplos propuestos solo mostrarán los resultados obtenidos mediante el programa y en la guía de usuario situada en el apéndice 7, se muestra la forma en como se ingresaron los datos y se obtuvieron los resultados. Los dos primeros ejemplos muestran el proceso de cálculo de flechas y tensiones para dos casos de estudio con vanos ideales de regulación. El tercer ejemplo muestra una posible aplicación de la herramienta analizando un vano particular desnivelado obtenido en el proceso de plantillado.

5.5.1. Ejemplo 1. Atendiendo a la convocatoria realizada en 2014 para construir una línea de transmisión para reforzar el suministro de energía eléctrica a la costa caribe de 500 *kV* (INTER-COLOMBIA, 2014) como se muestra en el mapa de transmisión de energía eléctrica de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que conecta las subestaciones Chinú y Copey (UPME, 2016). La línea asociada al proyecto tiene una longitud de 217 *km* y se previene que la potencia a transportar es de aproximadamente 700 *MW* con factor de potencia de diseño de 0.9.

En el trabajo de grado titulado “Selección Técnico Económica de Conductores de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica” (Areiza Pinzón y Becerra Sandoval, 2018), se estimó que el conductor más económico que cumple los requerimientos de diseño es de tipo ACSR con un diámetro aproximado de 44.1 *mm*. El conductor más cercano a cumplir estos requerimientos es el CHUKAR, con las características mostradas en la tabla 9.

Tabla 9

Características mecánicas conductor CHUKAR

Característica conductor CHUKAR	Valor
Coefficiente de dilatación lineal $\frac{1}{^{\circ}\text{C}}$	2.05×10^{-5}
Módulo de elasticidad $\frac{\text{kgf}}{\text{mm}^2}$	7400
Carga de ruptura kgf	23133.1
Diámetro del conductor mm	41
Sección del conductor mm^2	975.5
Peso por unidad de longitud $\frac{\text{kg}}{\text{km}}$	3086.5
Temperatura de operación máxima permitida $^{\circ}\text{C}$	75
Tipo de construcción	Aluminio a partir de varilla de fundición continua

Según el nivel de tensión, se estableció un vano ideal de regulación a analizar de 550 m y una distancia mínima de seguridad respecto al suelo de 24 m. Determinar flechas y tensiones sin considerar deformaciones plásticas (método LE), considerando deformaciones plásticas (método EPE) con un tiempo de exposición de 10 años y verificar si el conductor valida la hipótesis EDS por tensión mecánica.

Solución

Utilizando la metodología para el planteamiento de hipótesis expuesta en el capítulo 3, se obtuvieron las siguientes hipótesis mostradas en la tabla 10.

Tabla 10
Hipótesis de diseño

Hipótesis	Velocidad del viento km/h	Temperatura del conductor $^{\circ}C$	Tensión máxima permitida
1	100	23	50% de la Tr
2	0	29	22% de la Tr
3	0	75	-

1. Tracción máxima
2. Condición diaria o EDS
3. Temperatura máxima

Mediante la herramienta se obtuvieron los resultados mostrados en la figuras11, 12, 13:

<i>Flechas máximas inclinadas y verticales</i>	
H1: Inclinada=	11.6023 [m] Vertical= 10.1321 [m]
H2: Inclinada=	11.3553 [m] Vertical= 11.3553 [m]
H3: Inclinada=	14.2619 [m] Vertical= 14.2619 [m]
<i>Tensiones mecánicas</i>	
<i>Hipótesis de tracción máxima</i>	
Tensión longitudinal en A	11566.5 [kgf]
Tensión longitudinal en B	11566.5 [kgf]
Tensión horizontal	11525.5 [kgf]
<i>Hipótesis de condición diaria (EDS)</i>	
Tensión longitudinal en A	10318.8 [kgf]
Tensión longitudinal en B	10318.8 [kgf]
Tensión horizontal	10283.7 [kgf]
<i>Hipótesis de máxima temperatura</i>	
Tensión longitudinal en A	8234.57 [kgf]
Tensión longitudinal en B	8234.57 [kgf]
Tensión horizontal	8190.55 [kgf]

Figura 11. Flechas y tensiones sin considerar deformaciones plásticas (método LE)

Flechas máximas inclinadas y verticales		
H1: Inclinada=	14.3863 [m]	Vertical= 12.5633 [m]
H2: Inclinada=	14.2617 [m]	Vertical= 14.2617 [m]
H3: Inclinada=	17.0291 [m]	Vertical= 17.0291 [m]
Tensiones mecánicas		
Hipótesis de tracción máxima		
Tensión longitudinal en A	9348.91	[kgf]
Tensión longitudinal en B	9348.91	[kgf]
Tensión horizontal	9298.06	[kgf]
Hipótesis de condición diaria (EDS)		
Tensión longitudinal en A	8234.67	[kgf]
Tensión longitudinal en B	8234.67	[kgf]
Tensión horizontal	8190.65	[kgf]
Hipótesis de máxima temperatura		
Tensión longitudinal en A	6914.75	[kgf]
Tensión longitudinal en B	6914.75	[kgf]
Tensión horizontal	6862.19	[kgf]

Figura 12. Flechas y tensiones considerando deformaciones plásticas (método EPE)

Validación de hipótesis por tensión mecánica			
Desde hipótesis 1 hacia hipótesis 2			
Tmax1	11566.5	[kgf]	Tmax2 10318.8 [kgf]
Fscd=	4.54	>	2.24184 ·Fs2
NO SE VALIDA LA HIPÓTESIS			

Figura 13. Validación de hipótesis EDS por tensión mecánica

Como podemos observar, considerando la deformación plástica, las flechas crecen y las tensiones mecánicas decrecen. Los subíndices A y B en las tensiones longitudinales se refieren a los apoyos. Al analizar un vano ideal de regulación a nivel, ambas tensiones longitudinales son iguales. Podemos observar que no fue posible validar la hipótesis EDS, dado que se incumple la tensión mecánica permitida, por lo tanto, se debe escoger otro conductor o rediseñar parámetros de la línea de transmisión.

5.5.2. Ejemplo 2. En el diseño de una línea de transmisión de 500 kV, se estableció que el conductor más económico que cumplía los requerimientos eléctricos de diseño es el de tipo ACSR de nombre QUAIL construido a partir de varilla de fundición continua. La zona donde se construirá la línea, se caracterizó mediante las hipótesis de diseño de la figura 11.

Tabla 11
Hipótesis de diseño

Hipótesis	Velocidad del viento	Temperatura del conductor	Factor de seguridad
Tracción máxima	110 km/h	25 °C	3
EDS	10 km/h	38 °C	5
Temperatura máxima	0 km/h	75 °C	-

El vano ideal de regulación escogido para analizar según el nivel de tensión es de 550 m y la distancia mínima de seguridad respecto al suelo es de 25 m. Se requiere verificar si se cumple la tensión longitudinal máxima permitida en la condición EDS, obtener las flechas y tensiones sin considerar deformaciones plásticas (método LE) y considerando deformaciones plásticas (método EPE) considerando un tiempo de exposición de 10 años y obtener la altura mínima al punto de amarre de los conductores para cumplir la distancia mínima de seguridad respecto al suelo.

Solución

Mediante la herramienta se obtuvieron los resultados mostrados en la figuras 14, 15, 16:

Validación de hipótesis por tensión mecánica					
Desde hipótesis 1 hacia hipótesis 2					
Tmax1	801.497	[kgf]	Tmax2	351.771	[kgf]
Fscd=	5		<	6.83538 ·Fs2	
SE VALIDA LA HIPÓTESIS					

Figura 14. Validación de hipótesis EDS por tensión mecánica

Flechas máximas inclinadas y verticales		
H1: Inclinada=	30.9979 [m]	Vertical= 13.2609 [m]
H2: Inclinada=	30.1734 [m]	Vertical= 30.1688 [m]
H3: Inclinada=	31.4482 [m]	Vertical= 31.4482 [m]
Tensiones mecánicas		
Hipótesis de tracción máxima		
Tensión longitudinal en A	801.497	[kgf]
Tensión longitudinal en B	801.497	[kgf]
Tensión horizontal	781.716	[kgf]
Hipótesis de condición diaria (EDS)		
Tensión longitudinal en A	351.771	[kgf]
Tensión longitudinal en B	351.771	[kgf]
Tensión horizontal	343.532	[kgf]
Hipótesis de máxima temperatura		
Tensión longitudinal en A	338.254	[kgf]
Tensión longitudinal en B	338.254	[kgf]
Tensión horizontal	329.669	[kgf]
Altura mínima de apoyos hasta el punto de amarre		
Altura	56.4482	[m]

Figura 15. Flechas, tensiones y altura mínima sin considerar deformaciones plásticas (método LE)

Flechas máximas inclinadas y verticales		
H1: Inclinada=	31.3727 [m]	Vertical= 13.4212 [m]
H2: Inclinada=	30.5715 [m]	Vertical= 30.5669 [m]
H3: Inclinada=	31.8321 [m]	Vertical= 31.8321 [m]
Tensiones mecánicas		
Hipótesis de tracción máxima		
Tensión longitudinal en A	792.477	[kgf]
Tensión longitudinal en B	792.477	[kgf]
Tensión horizontal	772.456	[kgf]
Hipótesis de condición diaria (EDS)		
Tensión longitudinal en A	347.442	[kgf]
Tensión longitudinal en B	347.442	[kgf]
Tensión horizontal	339.095	[kgf]
Hipótesis de máxima temperatura		
Tensión longitudinal en A	334.418	[kgf]
Tensión longitudinal en B	334.418	[kgf]
Tensión horizontal	325.727	[kgf]
Altura mínima de apoyos hasta el punto de amarre		
Altura	56.8321	[m]

Figura 16. Flechas, tensiones y altura mínima considerando deformaciones plásticas (método EPE)

Como se puede observar, se valida la hipótesis EDS y se pueden notar los efectos de las deformaciones plásticas sobre las flechas y las tensiones mecánicas. La altura adecuada para diseñar las estructuras es la obtenida considerando deformaciones plásticas, es decir que las estructuras deben medir más de 57 m para cumplir la distancia mínima de seguridad. Con las catenarias que se obtengan con estos valores, se puede proceder a realizar el plantillado dado que el conductor cumple con las restricciones de diseño.

5.5.3. Ejemplo 3. En el proceso de plantillado del caso de estudio del ejemplo anterior, debido a la topografía quebrada del terreno, se observó que uno de los vanos midió 542 m y

tiene un desnivel de 20 m. Se desea verificar que este vano sigue cumpliendo los factores de seguridad establecidos y conocer los valores de las flechas y tensiones en este caso considerando deformaciones plásticas.

Solución

Mediante la herramienta se obtuvieron los resultados mostrados en la figuras 17, 18:

Flechas máximas inclinadas y verticales		
H1: Inclinada=	30.7423 [m]	Vertical= 13.1515 [m]
H2: Inclinada=	29.9464 [m]	Vertical= 29.9418 [m]
H3: Inclinada=	31.1985 [m]	Vertical= 31.1985 [m]
Tensiones mecánicas		
Hipótesis de tracción máxima		
Tensión longitudinal en A	779.752	[kgf]
Tensión longitudinal en B	792.515	[kgf]
Tensión horizontal	766.003	[kgf]
Hipótesis de condición diaria (EDS)		
Tensión longitudinal en A	342.055	[kgf]
Tensión longitudinal en B	347.516	[kgf]
Tensión horizontal	336.384	[kgf]
Hipótesis de máxima temperatura		
Tensión longitudinal en A	328.947	[kgf]
Tensión longitudinal en B	334.407	[kgf]
Tensión horizontal	322.944	[kgf]

Figura 17. Flechas, tensiones y altura mínima considerando deformaciones plásticas (método EPE)

Validación de hipótesis por tensión mecánica		
Desde hipótesis 1 hacia hipótesis 2		
Tmax1	801.497 [kgf]	Tmax2 351.832 [kgf]
Fscd=	5	< 6.83419 ·Fs2
SE VALIDA LA HIPÓTESIS		

Figura 18. Validación de hipótesis EDS por tensión mecánica

Como se puede observar, la validación se hace sin tener en cuenta las deformaciones plásticas, dado que en ese caso es donde se presenta la mayor tensión posible. La verificación se hace en el apoyo B (el apoyo de mayor altura) según figura 19, debido a que este está sometido a una mayor tensión y es el apoyo que más probabilidades tiene de violar el factor de seguridad. Se observa que el factor de seguridad tiene un pequeño decremento, sin embargo es despreciable y siempre sobre el margen permitido por el factor de seguridad, por lo tanto, el vano es válido.

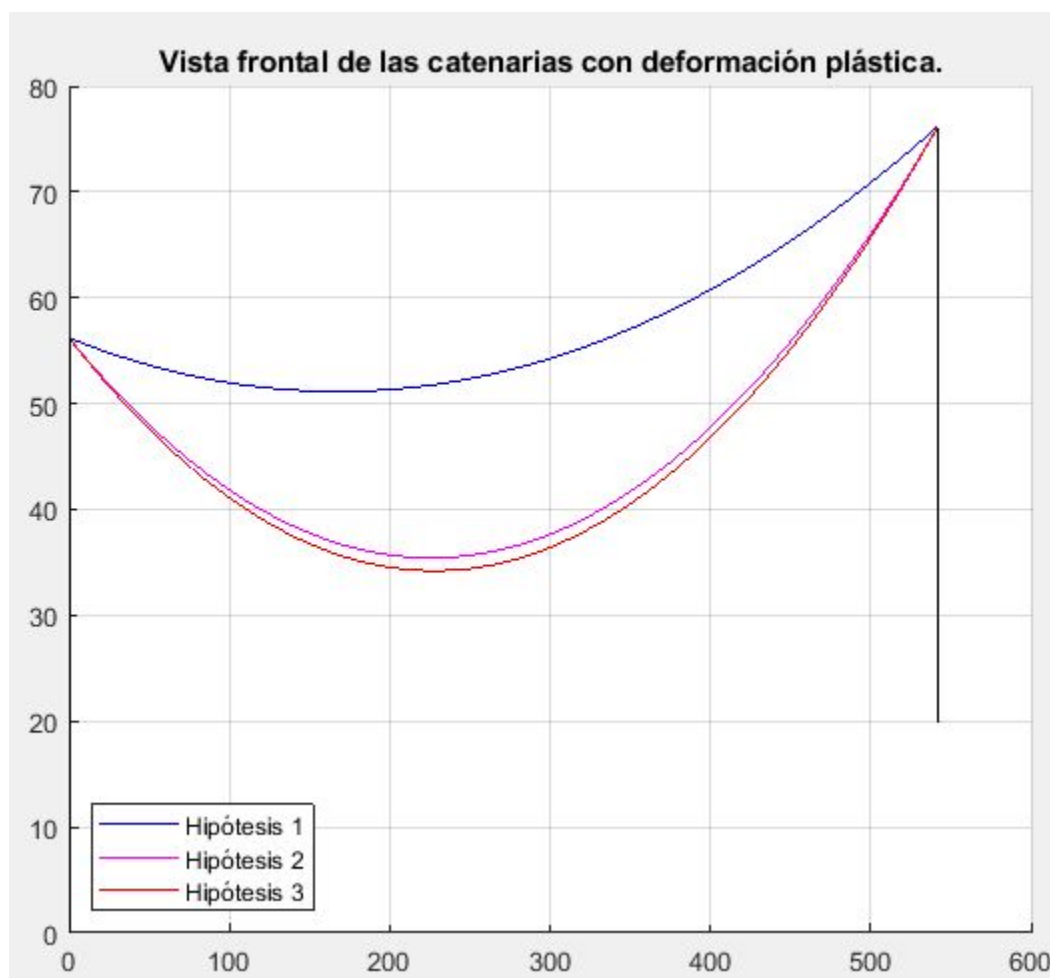


Figura 19. Vista frontal del vano analizado

6. Recomendaciones

- Se recomienda analizar otros tipos de planteamiento de hipótesis a partir de la corriente de operación de la red eléctrica y las curvas características de trabajo como la mostrada en (Téllez Gutiérrez, 2011) y establecer la similitud y validez respecto a los planteamientos convencionales utilizados actualmente.
- Se propone estudiar a fondo las metodologías gráficas para el cálculo mecánico de flecha-tensión, y establecer de ser posible, una validación de las ecuaciones predictoras disponibles en la literatura.
- Se recomienda analizar los efectos de operaciones a temperaturas superiores a los 90 °C sobre los conductores y cables de guarda y sus posibles deformaciones plásticas asociadas.
- Se propone indagar sobre la pertinencia y la necesidad de realizar análisis de deformaciones plásticas en cables de guarda de tipo OPWG.
- Como continuación natural del trabajo de grado, se propone continuar con el proceso de plantillado, elección de cadenas de aisladores y herrajería en redes eléctricas aéreas.
- Se propone ampliar la base de datos de conductores y cables de guarda dispuesta en la herramienta implementada.

- Se recomienda analizar otros tipos de métodos numéricos y cantidad de iteraciones necesarias para resolver las ecuaciones planteadas, con el fin de optimizar el proceso.

7. Conclusiones

En general, el objetivo del trabajo fue cumplido a cabalidad y, adicionalmente, se lograron algunos avances para futuros trabajos. Se logró mostrar un procedimiento detallado, en el caso específico de Colombia, para el planteamiento de los parámetros de las hipótesis para los cálculos mecánicos flecha-tensión en conductores y cables de guarda en redes eléctricas aéreas instaladas a la intemperie a partir de datos disponibles en la web. De esta manera, conociendo la zona en donde se proyecte la construcción de una red o línea eléctrica aérea, será posible caracterizarla en función de las variables climáticas asociadas y, que a su vez serán, a las que se verá sometido el conductor y/o cable de guarda durante su operación.

También se presentaron los principales métodos utilizados actualmente para los cálculos de flecha y tensión, en los cuales se pudo estudiar el efecto de los cambios de temperatura ambiente, velocidades del viento y temperatura de operación sobre los conductores y cables de guarda. Se mostró que estos efectos se engloban y son modelados como deformaciones elásticas, térmicas y plásticas; siendo las elásticas y térmicas reversibles y las plásticas, irreversibles. Se encontró que casi la totalidad de los métodos para los cálculos de flecha-tensión utilizados actualmente estiman de igual forma las deformaciones elásticas y térmicas a partir de la “Ecuación de Cambio de Estados” y la diferencia entre uno y otro radica, fundamentalmente, en la forma de estimar las deformaciones plásticas o irreversibles.

Algunas metodologías, para estimar las deformaciones plásticas, se remiten a curvas experimentales que describen el comportamiento de los conductores en métodos complejos netamente gráficos, otras a juicio de expertos para estimar valores típicos para estas deformaciones según criterios basados en la experiencia y otras, a partir también de curvas experimentales, intentan plantear ecuaciones que sean capaces de predecir estas deformaciones y expresarlas como sobre temperaturas que provoquen deformaciones parecidas a las deformaciones plásticas. Se realizó un análisis comparativo en donde se mostraron las ventajas de las ecuaciones predictoras, dada su fácil implementación y el casi nulo sobre costo computacional sobre la “Ecuación de Cambio de Estados”. Sin embargo, aunque actualmente brinden un resultado aceptable, la mayoría de autores que han tratado de plantear estas ecuaciones, afirman que estas aún están sujetas a revisión, dado que no describen en su totalidad, el complejo comportamiento plástico de los conductores.

Por último, se logró implementar una herramienta amigable para realizar los cálculos de flecha y tensión en conductores y cables de guarda. La herramienta, al estar implementada con las ecuaciones exactas de la catenaria y de cambio de estados y ser resueltas bajo el método de Newton-Raphson, no tiene las limitaciones de las herramientas que realizan aproximaciones mediante series de Taylor, y sigue siendo válida para vanos mayores a 1000 *m*. La herramienta se presenta como un método mucho más eficaz que el cálculo manual, permitiendo evaluar diferentes escenarios en un tiempo menor y analizar el efecto de un parámetro particular sobre las flechas y las tensiones en los conductores y cables de guarda. La herramienta es capaz también de validar los factores de seguridad requeridos en el diseño de la red eléctrica, asegurando que los conductores trabajen

siempre en tensiones admisibles, según la condición de operación analizada.

En cuanto a las gráficas, la herramienta no se limita a mostrarnos la vista frontal de las catenarias como es común, sino que nos permite ver una vista lateral de las catenarias donde se aprecia el efecto del viento sobre las inclinación de las flechas y además, para los conductores que se ven afectados por deformaciones plásticas, nos permite observar una comparación de la vista frontal de la condición de flecha máxima, considerando y sin considerar dichas deformaciones para visualizar sus efectos sobre la flecha máxima de forma gráfica.

Para trabajos futuros, como el proceso de plantillado, la herramienta brinda la posibilidad de analizar vanos desnivelados y realizar también la validación de las tensiones longitudinales en estos casos, lo cual será un muy buen insumo para las personas que deseen continuar en esta línea de investigación.

Referencias Bibliográficas

- Areiza Pinzón, A. F., & Becerra Sandoval, A. L. (2018). *Selección Técnico Económica de Conductores de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica*. Universidad Industrial de Santander.
- Checa, L. M. (1988). *Líneas de Transporte de Energía*. (3rd ed.). Alfaomega Grupo Editor, marcombo.
- Cojan, M. M., Helms, R., Nakayama, D., Nicolini, M. P., Reina, M. E., Orawski, M. G., . . . Ralston, M. P. (1981). Permanent elongation of conductors. Predictor equation and evaluation methods. *Electra (CIGRE)*, 75, 63–98.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1995). Resolución 025 de 1995.
- Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE). (2005). Technical brochure 324. Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations. CIGRE Working Group B2.11.
- Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE). (2016). Technical brochure 273. Sag-tension calculation methods for overhead power lines. CIGRE Working Group B2.12.
- Cuartas, J. E., López, C. M., Ocampo Pardo, A., & Posada Caicedo, J. (2013). Construcción del segundo circuito a 115 kv entre las subestaciones Suria - Puerto López – Puerto Gaitán. IEB S.A. Electrificadora del Meta S.A E.S.P.

Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P. (2011). Documento no 2: memoria. EPSA.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2013). *IEEE Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors , Connectors , and Accessories*. IEEE Std 1283-2013.

IDEAM. Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Atlas climatológico de Colombia. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html> [2019].

Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Mapa de temperatura mínima media anual. Disponible en: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Tmin_anual.pdf [2019].

Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Tabla de temperatura mínima media anual. Disponible en: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/temperaturaminima_tabla.pdf [2019].

Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Mapa de temperatura media anual. Disponible en: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Temp_Med_Anual.pdf [2019].

Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). (2019). Tabla de temperatura media anual. Disponible en: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/temperaturamedia_tabla.pdf [2019].

- Intercolombia, (2014). Refuerzo costa atlántica a 500 kV. Disponible en: www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/Refuerzo-Costa-Atlántica-a-500-kV.aspx. [2018, 9 de febrero].
- Latoja Ortiz, S. E. (2017). Análisis del comportamiento mecánico del cable conductor en líneas de alta tensión para proyecto 500 kV. Universidad Técnica Federico Santa María.
- López Parra, Á. (2013). Software para el cálculo eléctrico y mecánico de L.A.T . subterránea y aérea. Universidad Politécnica de Cartagena.
- Martínez Urquilla, M. E., & Martínez Escobar, J. R. (2017). Herramienta de uso didáctico para el cálculo mecánico y eléctrico de líneas de transmisión y distribución. Universidad del Salvador.
- Ministerio de minas y energía (2013). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá, Colombia.
- SISMICA, A. C. D. I. (2010). Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente NRS-10. Nsr 10.
- Téllez Gutiérrez, M. S. (2011). *Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados*. Universidad Nacional de Colombia.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2016). Mapa de sistema de transmisión nacional. Plan de expansión (2016 - 2018). Disponible en:

http://www.simec.gov.co/Portals/0/serv_sic/Documents/MAPA_TRANSMISION_PLAN_VISION_2028.pdf. [2018, 9 de febrero].

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2019). Convocatorias de transmisión. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-de-transmision.aspx> [2019].

Apéndices

Apéndice A. Guía de usuario

Ejecución del programa

Para la ejecución de la herramienta implementada, el primer paso es abrir el entorno principal de MATLAB y definir la ruta a la carpeta que contiene los archivos necesarios para el correcto funcionamiento del programa. Dentro de la carpeta mencionada llamada “*CalMec*”, se encuentran los siguientes archivos:

1. CalMec.m
2. CalMec.fig
3. CalMec1.m
4. CalMec1.fig
5. CalMec2.m
6. CalMec2.fig
7. CalMec3.m
8. CalMec3.fig

9. CalMec4.m
10. CalMec4.fig
11. Tabla de conductores.xlsx
12. Salidas.xlsx
13. dirvien1.jpg
14. dirvien2.jpg
15. uis.jpg
16. loge3t.jpg
17. Guia de usuario.pdf

Cada uno de estos archivos cumple una función dentro de la operación del programa, es por ello que no deben borrarse, ni modificarse en su estructura (nombre, contenido, etc) para no afectar el correcto desempeño de la herramienta. Los primeros 10 archivos corresponden a la implementación de los métodos y las interfaces necesarias para ingresar las entradas y visualizar las salidas. El archivo “*Tabla de conductores.xlsx*” contiene la base de datos de conductores y cables de guarda que se tiene disponible en el programa y no debe modificarse. El archivo “*Salidas.xlsx*” será el archivo en donde se impriman las salidas numéricas para su uso en caso de ser requeridas por el usuario en algún momento. Para utilizar estos datos, una vez sean obtenidos los resultados, se recomienda guardar una copia del archivo con otro nombre y realizar sobre la copia el tratamiento

de datos necesario, con el fin que el programa tenga disponible siempre un archivo llamado “*Salidas.xlsx*” para imprimir las salidas cada vez que se utilice el programa y no se generen errores. Los archivos 13 y 14 son fotos que nos permitirán ver la dirección del viento como veremos más adelante y los archivos 15 y 16 son los logos de la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, necesarios para ser visualizados en el entorno principal de la herramienta. Por último, el archivo 17 es un pdf que contiene esta guía de usuario.

Una vez estando en el entorno principal de MATLAB, definimos la ruta a la carpeta “*CalMec*”, como se muestra en la figura 20.

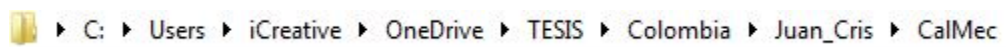


Figura 20. Ruta de acceso a la carpeta en MATLAB.

A un costado, podrán visualizarse los archivos de la carpeta “*CalMec*” donde podemos asegurarnos que estamos en la ruta correcta, como se muestra en la figura 21.

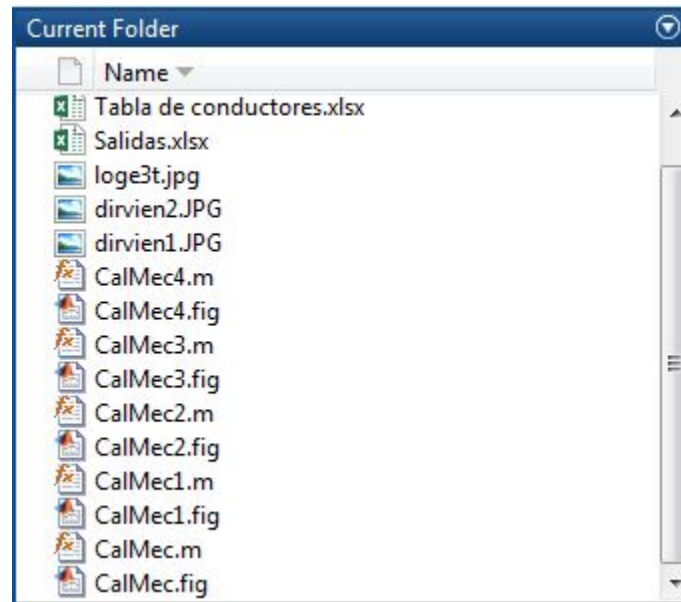


Figura 21. Archivos de “CalMec” visualizados al costado de la ventana de comandos de MATLAB.

Una vez definida la ruta de acceso a la carpeta del programa, ejecutaremos el programa en MATLAB escribiendo la instrucción “CalMec” en la ventana de comandos como se muestra en 22.

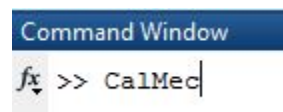


Figura 22. Ejecutar la herramienta desde la ventana de comandos.

Operación de la interfaz

Una vez ejecutada la instrucción “CalMec” en la ventana de comandos, se nos mostrará el entorno principal de la herramienta principal como se muestra en la figura 23.

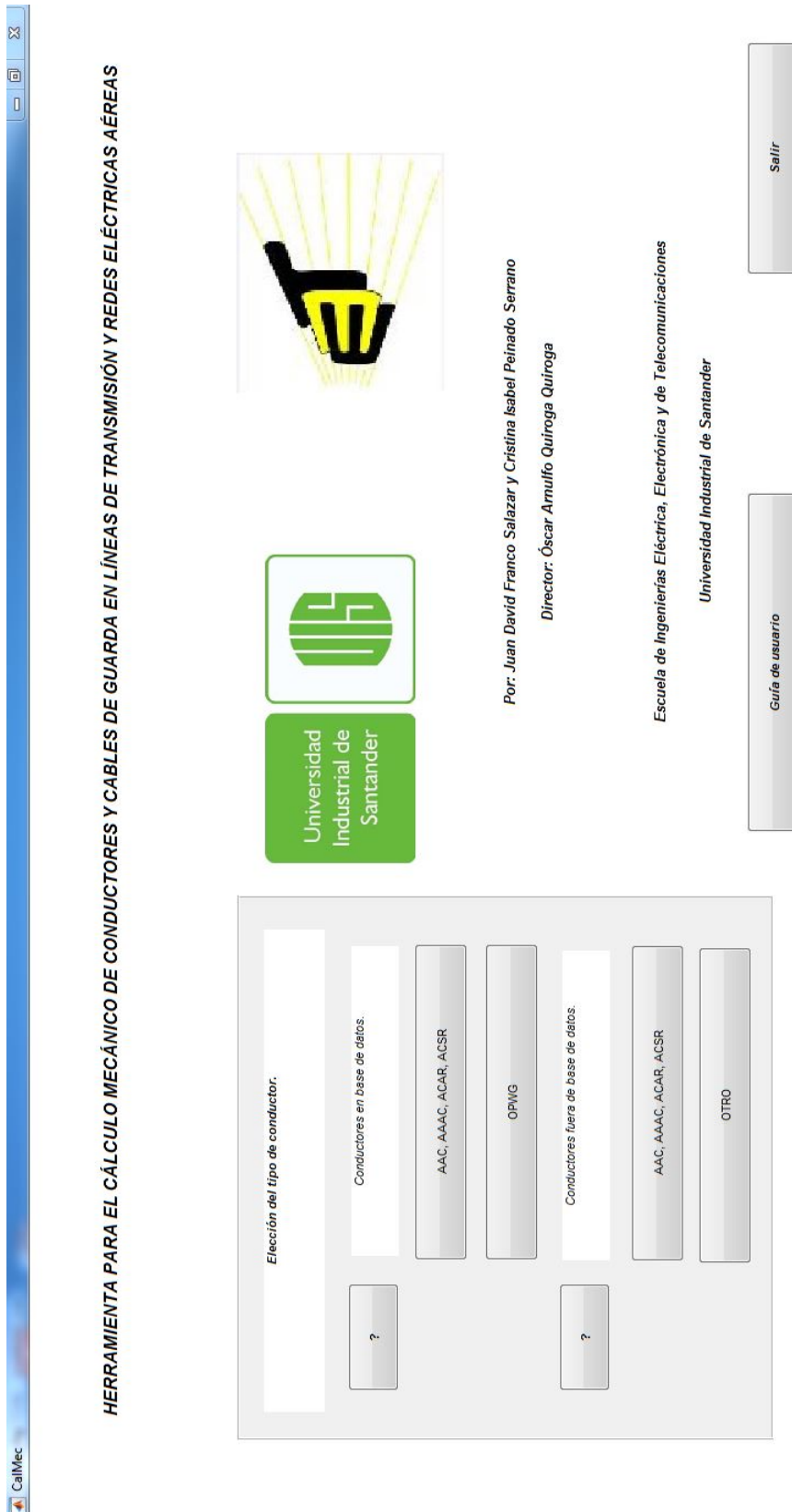


Figura 23. Entorno principal de la herramienta.

El botón “Guía de usuario” abre el archivo “Guia de usuario.pdf” que contiene esta guía para ayudar al usuario al correcto uso de la herramienta.

Los signos de interrogación presentan ventanas emergentes que pueden ayudarnos a elegir la opción correcta según el conductor al que deseamos realizar el cálculo de flecha y tensión. Los avisos mostrados son los siguientes:

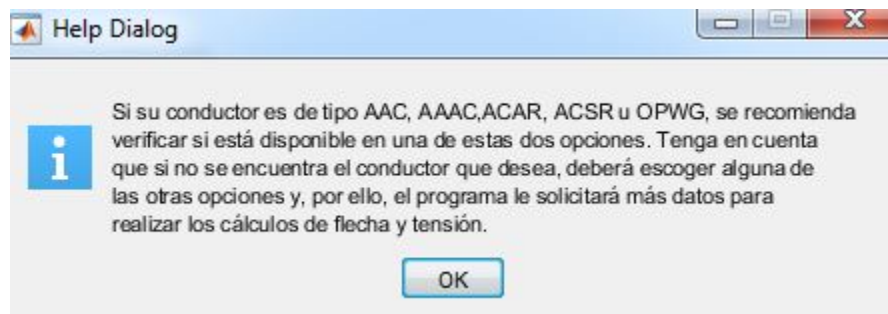


Figura 24. Mensaje de ayuda de las dos primeras opciones.

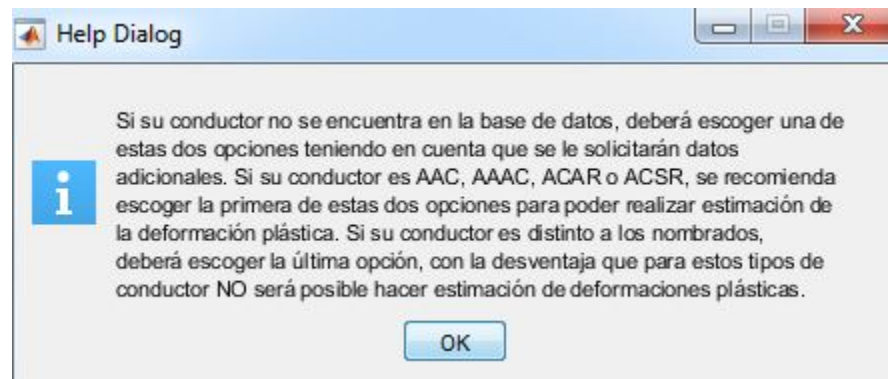


Figura 25. Mensaje de ayuda de las dos opciones restantes.

Los entornos de cada uno de los botones mostrados en la figura 23 son, respectivamente:

CalMec1

Datos del conductor

Tipo de conductor Nombre del conductor Nombre del conductor

Nombre del conductor Calibre (AWG)/ #Hilo... Construcción del con...

Hipótesis mecánicas

Hipótesis 1: Tracción máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		

Hipótesis 2: Condición diaria (EDS)

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		
Tiempo de exposición		[años]

Hipótesis 3: Temperatura máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]

Datos del vano

Vano		[m]	Desnivel		[m]
------	----------------------	-----	----------	----------------------	-----

Requerimientos de diseño

Distancia mínima de seguridad respecto al suelo		[m]
---	----------------------	-----

Calcular **Regresar** **Salir**

Figura 26. Entorno botón “AAC, AAAC, ACAR, ACSR” en base de datos.

CalMec3

Datos del conductor OPWG

TUBO DE ALUMINIO Y ARMADURA DE ALAMBRES DE AC... ▼

24 (27/24) 12 ▼

2-4 (69+64/0) 17.5 ▼

?

Hipótesis mecánicas

Hipótesis 1: Tracción máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		

Hipótesis 2: Condición diaria (EDS)

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		

Hipótesis 3: Temperatura máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]

Datos del vano

Vano	[m]	Desnivel	[m]
------	-----	----------	-----

Requerimientos de diseño

Distancia mínima de seguridad respecto al suelo		[m]
---	--	-----

Calcular **Regresar** **Salir**

Figura 27. Entorno botón “OPWG” en base de datos.

CalMec2

Datos del conductor

Tipo de conductor Construcción del con...

Coefficiente de dilatación lineal		$\times 10^{-5}$ [1/°C]
Módulo de elasticidad		[kgf/mm ²]
Carga de ruptura		[kgf]
Diámetro del conductor		[mm]
Sección del conductor		[mm ²]
Peso por unidad de longitud		[kgf/km]
# de hebras de aluminio		
Sección de cada hebra de aluminio		[mm ²]

Hipótesis mecánicas

Hipótesis 1: Tracción máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		

Hipótesis 2: Condición diaria (EDS)

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		
Tiempo de exposición		[años]

Hipótesis 3: Temperatura máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]

Datos del vano

Vano		[m]	Desnivel		[m]
------	----------------------	-----	----------	----------------------	-----

Requerimientos de diseño

Distancia mínima de seguridad respecto al suelo		[m]
---	----------------------	-----

Figura 28. Entorno botón “AAC, AAAC, ACAR, ACSR” fuera de la base de datos.

CalMec4

Datos del conductor

Carga de ruptura		[kgf]
Módulo de elasticidad		[kgf/mm ²]
Coeficiente de dilatación lineal		$\times 10^{-5}$ [1/°C]
Diámetro del conductor		[mm]
Sección del conductor		[mm ²]
Peso por unidad de longitud		[kgf/km]

Hipótesis mecánicas

Hipótesis 1: Tracción máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		

Hipótesis 2: Condición diaria (EDS)

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]
Factor de seguridad		

Hipótesis 3: Temperatura máxima

Velocidad del viento		[km/h]
Temperatura		[°C]

Datos del vano

Vano	[m]	Desnivel	[m]
------	-----	----------	-----

Requerimientos de diseño

Distancia mínima de seguridad respecto al suelo		[m]
---	--	-----

Calcular **Regresar** **Salir**

Figura 29. Entorno botón “OTRO”.

Como dice en el aviso de la figura 24, si el conductor es AAC, AAAC, ACAR o ACSR, se debe verificar si se encuentra en la base de datos del primer entorno de trabajo. Esto se puede verificar en los menú que se encuentran en la parte superior del entorno de trabajo 1, como se muestra en la figura 26. Si el cable es de tipo OPWG, se debe verificar si se encuentra en los menú que se encuentran en la parte superior del entorno de trabajo 2, como se muestra en la figura 27. Si el conductor no se encuentra en la base de datos y es de tipo AAC, AAAC, ACAR o ACSR, debe elegirse el entorno de trabajo 3, como se muestra en la figura 28. Si el cable es OPWG y no se encuentra en la base de datos o es otro conductor distinto, debe elegirse el último entorno, que se muestra en la figura 29. Se debe tener en cuenta que a los únicos conductores que se les realiza estimación de deformación plástica son los conductores de tipo AAC, AAAC, ACAR y ACSR, es por ello que tienen un entorno especial en caso de no encontrarse en la base de datos.

Una vez en el entorno adecuado según sea el caso, deben ingresarse todos los parámetros de entrada definidos en 5.3 en los espacios destinados para ello en los entornos presentados.

Hay que resaltar que el programa está diseñado para que, según el conductor, solicite solo los datos necesarios como parámetros de entrada definidos en el capítulo 5 y se desactiven los espacios de entrada que pertenezcan exclusivamente a otros conductores, por tanto, todos los datos que se encuentren activos según el conductor deben ser diligenciados para el correcto funcionamiento y no deben ser dejados en blanco o sin seleccionar bajo ninguna circunstancia al momento de ejecutar el programa. También se deben tener en cuenta con especial cuidado las unidades en las cuales se solicitan los datos, para no incurrir en errores

que pongan en peligro la ejecución del programa, esto debido a que el método de solución de la ecuación de cambio de estados es a través del método de Newton-Raphson y el ingreso de entradas incorrectas puede poner en peligro la obtención de un resultado coherente o, en el peor de los casos, la convergencia del método numérico haciendo que no sea posible visualizar resultado alguno.

Una vez ingresados los datos adecuadamente, se debe oprimir el botón “Calcular”. Una ventana emergente, como la mostrada en la figura 30 le avisará que el cálculo ha iniciado y debe esperar a que se visualice la ventana emergente mostrada en la figura 31.

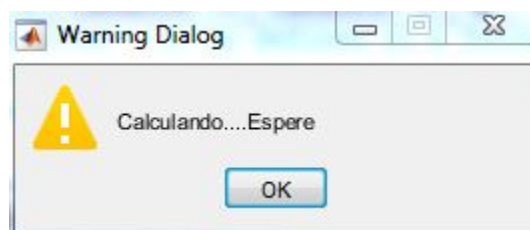


Figura 30. Mensaje de ejecución correcta el programa.

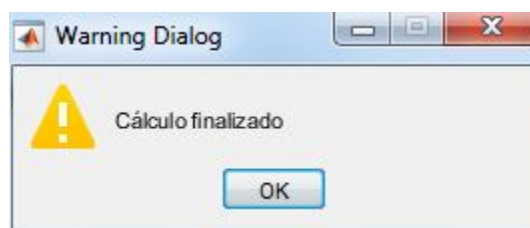


Figura 31. Mensaje de ejecución correcta el programa.

Este será el aviso que indicará que las salidas numéricas ya fueron exportadas al archivo

“*Salidas.xlsx*” y adicionalmente se mostrará un panel donde podremos elegir las salidas numéricas que queremos visualizar. Adicionalmente se nos mostrará un menú justo debajo de donde ingresamos las entradas, donde podemos elegir entre las gráficas que podemos observar. Esto lo veremos mejor más adelante en la solución de los ejemplos propuestos en el capítulo 5.

Para realizar otro cálculo, se debe seguir el siguiente protocolo:

- Si solamente se quieren modificar parámetros de las hipótesis, solo debe cambiarse el valor, dar nuevamente click en “Calcular” y esperar a que nuevamente aparezca la ventana emergente de la figura 31.
- Si se desea cambiar el conductor, se debe dar click en el botón “Regresar”, el programa lo enviará al entorno principal y deberá realizar el proceso desde el inicio.

Si desea salir del programa, en cualquiera de los entornos solo debe dar click en el botón “Salir”.

Salidas en archivo Excel

Las salidas numéricas estarán disponibles una vez se ejecute el programa en el archivo “*Salidas.xlsx*” así:

- Si el conductor es AAC, AAAC, ACAR o ACSR, la validación de la hipótesis estará en la hoja 1 del archivo y las salidas numéricas en la hoja 2.
- Si el cable es OPWG y está en la base de datos, la validación de la hipótesis estará en la hoja 3 del archivo y las salidas numéricas en la hoja 4.

- Si el conductor es del entorno del botón “OTRO” de la figura 29, la validación de la hipótesis estará en la hoja 5 del archivo y las salidas numéricas en la hoja 6.

Ejemplos resueltos con la herramienta (Sección 5.5)

Ejemplo 1. Atendiendo a la convocatoria realizada en 2014 para construir una línea de transmisión para reforzar el suministro de energía eléctrica a la costa caribe de 500 *kV* (INTER-COLOMBIA, 2014) como se muestra en el mapa de transmisión de energía eléctrica de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que conecta las subestaciones Chinú y Copey (UPME, 2016). La línea asociada al proyecto tiene una longitud de 217 *km* y se previene que la potencia a transportar es de aproximadamente 700 *MW* con factor de potencia de diseño de 0.9.

En el trabajo de grado titulado “Selección Técnico Económica de Conductores de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica” (Areiza Pinzón y Becerra Sandoval, 2018), se estimó que el conductor más económico que cumple los requerimientos de diseño es de tipo ACSR con un diámetro aproximado de 44.1 [mm]. El conductor más cercano a cumplir estos requerimientos es el CHUKAR, con las características mostradas en la tabla 12.

Tabla 12

Características mecánicas conductor CHUKAR

Característica conductor CHUKAR	Valor
Coefficiente de dilatación lineal $\frac{1}{^{\circ}\text{C}}$	2.05×10^{-5}
Módulo de elasticidad $\frac{\text{kgf}}{\text{mm}^2}$	7400
Carga de ruptura kgf	23133.1
Diámetro del conductor mm	41
Sección del conductor mm^2	975.5
Peso por unidad de longitud $\frac{\text{kg}}{\text{km}}$	3086.5
Temperatura de operación máxima permitida $^{\circ}\text{C}$	75
Tipo de construcción	Aluminio a partir de varilla de fundición continua

Según el nivel de tensión, se estableció un vano ideal de regulación a analizar de 550 m y una distancia mínima de seguridad respecto al suelo de 24 m. Determinar flechas y tensiones sin considerar deformaciones plásticas (método LE), considerando deformaciones plásticas (método EPE) con un tiempo de exposición de 10 años y verificar si el conductor valida la hipótesis EDS por tensión mecánica.

Solución

Utilizando la metodología para el planteamiento de hipótesis expuesta en el capítulo 3, se obtuvieron las siguientes hipótesis de diseño.

Tabla 13

Hipótesis de diseño

Hipótesis	Velocidad del viento km/h	Temperatura del conductor [°C]	Tensión máxima permitida
1	100	23	50 % de la Tr
2	0	29	22 % de la Tr
3	0	75	-

1. Tracción máxima
2. Condición diaria o EDS
3. Temperatura máxima

Ejecución en el programa

Para el primer ejemplo, al ser un conductor ACSR, se ingresó al entorno mostrado en la figura 26 y al no encontrarse el conductor necesario, regresamos al entorno principal con el botón “Regresar” y entramos al entorno de la figura 28, seleccionamos el tipo de conductor e ingresamos todas las entradas requeridas. Acto seguido se dió click en “Calcular” y se obtuvo el resultado de la figura 32.

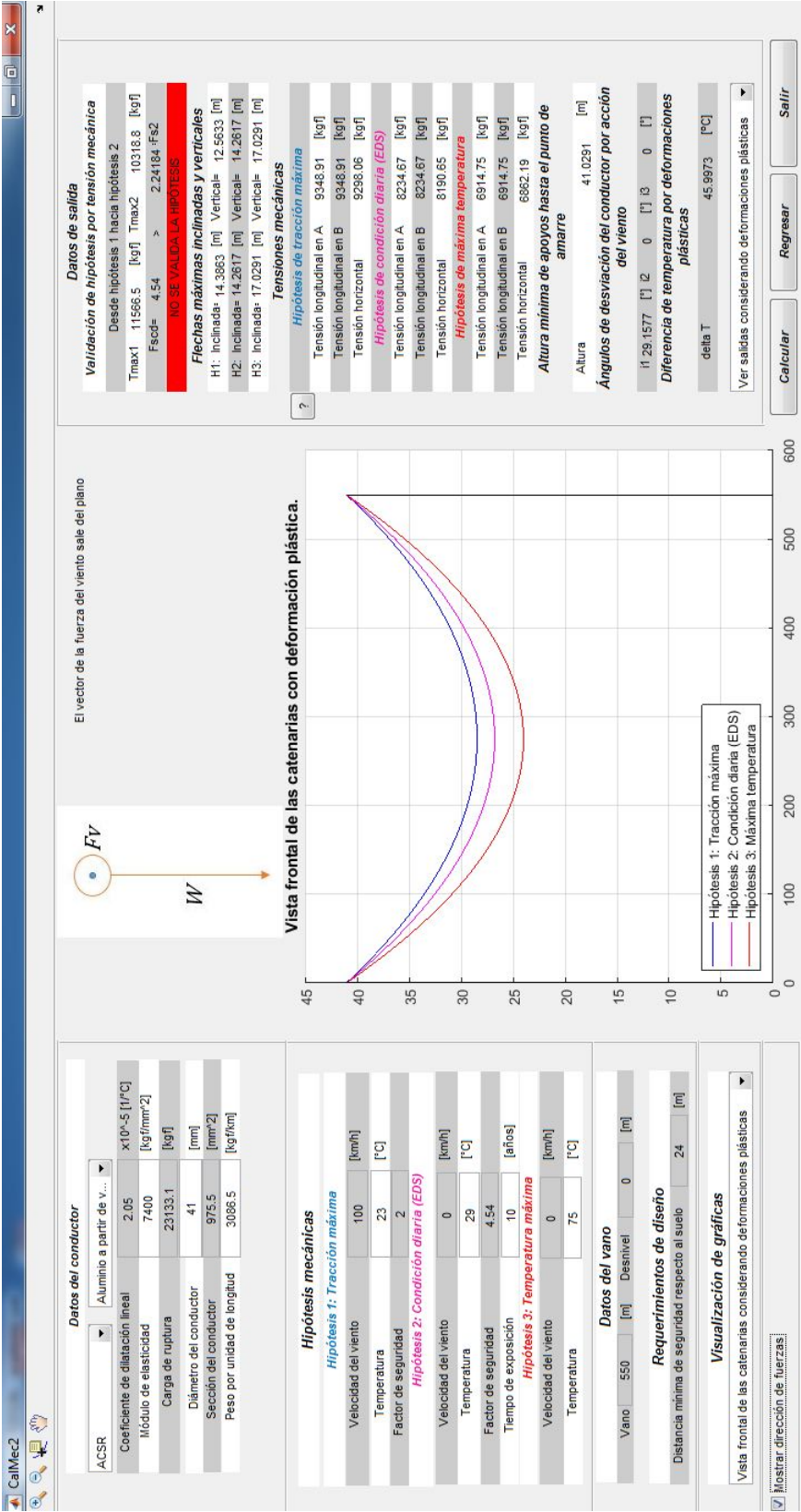


Figura 32. Resultados del ejemplo 1 considerando deformaciones plásticas.

Como se puede observar, escogió la gráfica “Vista frontal considerando deformaciones plásticas” y hay una opción para visualizar la dirección del viento justo encima de la gráfica. Las gráficas que se pueden visualizar en el programa son:

- Vista frontal de las catenarias sin considerar deformaciones plásticas: Vista que muestra las catenarias desde un plano en donde la fuerza del viento es perpendicular hacia afuera obtenida con el modelo LE.
- Vista lateral de las catenarias sin considerar deformaciones plásticas: Vista obtenida con el modelo LE que muestra las catenarias desde un plano en donde la fuerza del viento es paralela a él, con dirección a la derecha y perpendicular a los apoyos. Esta vista de las catenarias se incluye para visualizar la inclinación de las flechas por acción del viento.
- Vista frontal de las catenarias considerando deformaciones plásticas: Vista que muestra las catenarias desde un plano en donde la fuerza del viento es perpendicular hacia afuera obtenida con el modelo EPE.
- Vista lateral de las catenarias considerando deformaciones plásticas: Vista obtenida con el modelo EPE que muestra las catenarias desde un plano en donde la fuerza del viento es paralela a él, con dirección a la derecha y perpendicular a los apoyos. Esta vista de las catenarias se incluye para visualizar la inclinación de las flechas por acción del viento.
- Comparación de las flechas verticales máximas por efecto de las deformaciones plásticas: Permite ver la comparación de las flechas verticales máximas en la condición de flecha máxi-

ma considerando y sin considerar deformaciones plásticas en su vista frontal.

También se observa que existe un menú en el panel de “Datos de salida” donde podemos escoger visualizar las salidas considerando y sin considerar deformaciones plásticas. Como en nuestro ejemplo también se solicitan las flechas y las tensiones sin considerar deformaciones plásticas, debemos cambiar el estado de este menú y se obtiene la salida que se muestra en la figura 33.

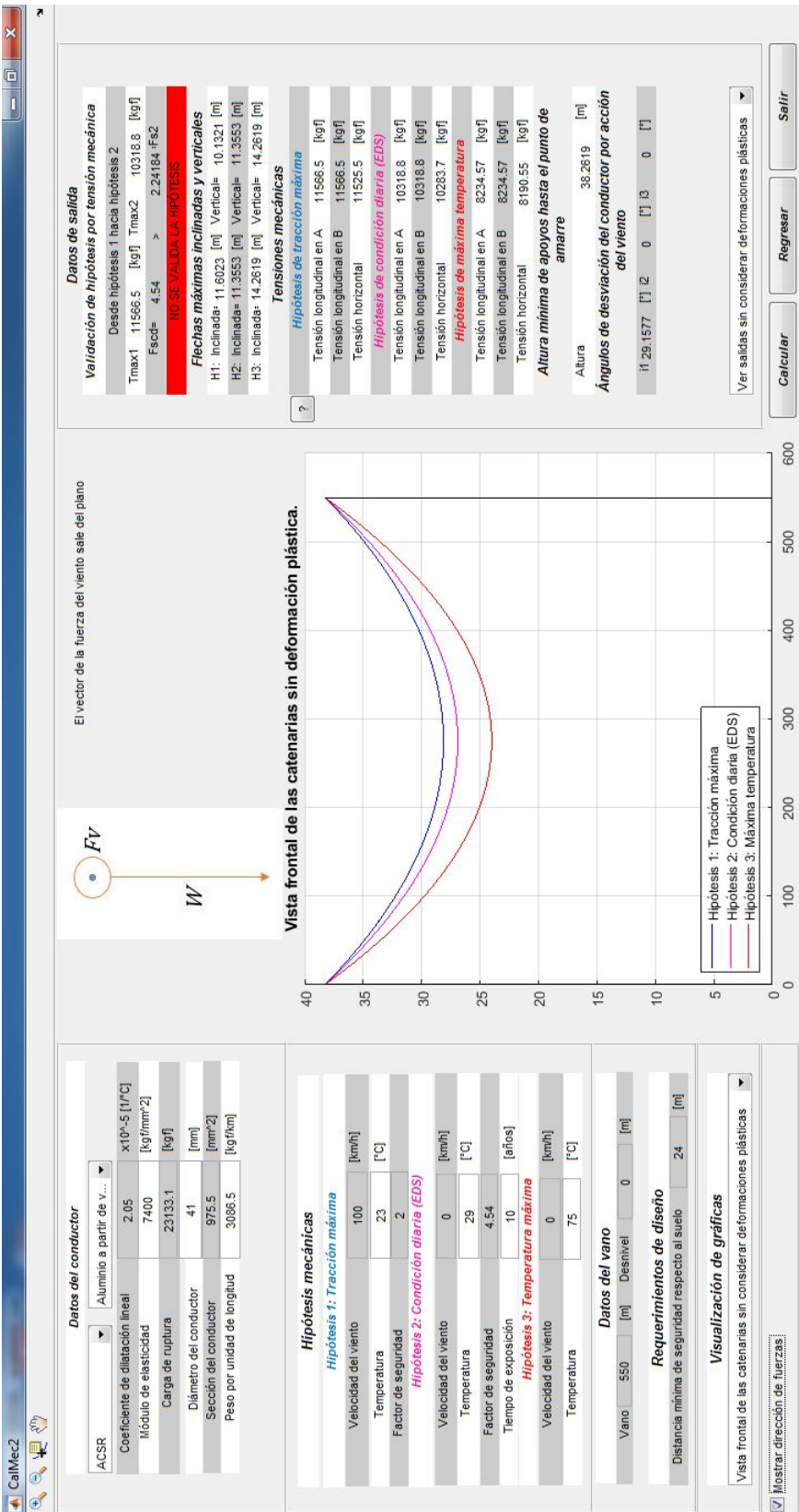


Figura 33. Resultados del ejemplo 1 sin considerar deformaciones plásticas.

Ejemplo 2. En el diseño de una línea de transmisión de 500 kV, se estableció que el conductor más económico que cumplía los requerimientos eléctricos de diseño es el de tipo ACSR de nombre QUAIL construido a partir de varilla de fundición continua. La zona donde se construirá la línea, se caracterizó mediante las hipótesis de diseño de la figura 14.

Tabla 14

Hipótesis de diseño

Hipótesis	Velocidad del viento	Temperatura del conductor	Factor de seguridad
Tracción máxima	110 km/h	25 °C	3
EDS	10 km/h	38 °C	5
Temperatura máxima	0 km/h	75 °C	-

El vano ideal de regulación escogido para analizar según el nivel de tensión es de 550 m y la distancia mínima de seguridad respecto al suelo es de 25 m. Se requiere verificar si se cumple la tensión longitudinal máxima permitida en la condición EDS, obtener las flechas y tensiones sin considerar deformaciones plásticas (método LE) y considerando deformaciones plásticas (método EPE) considerando un tiempo de exposición de 10 años y obtener la altura mínima al punto de amarre de los conductores para cumplir la distancia mínima de seguridad respecto al suelo.

Solución

Al tratarse de un conductor ACSR, se ingresa al entorno de la figura 26 y se observa que el conductor QUAIL. Acto seguido se ingresan todos los datos necesarios y se da click en “Calcular”. Los resultados obtenidos son los que se muestran en la figura 34.

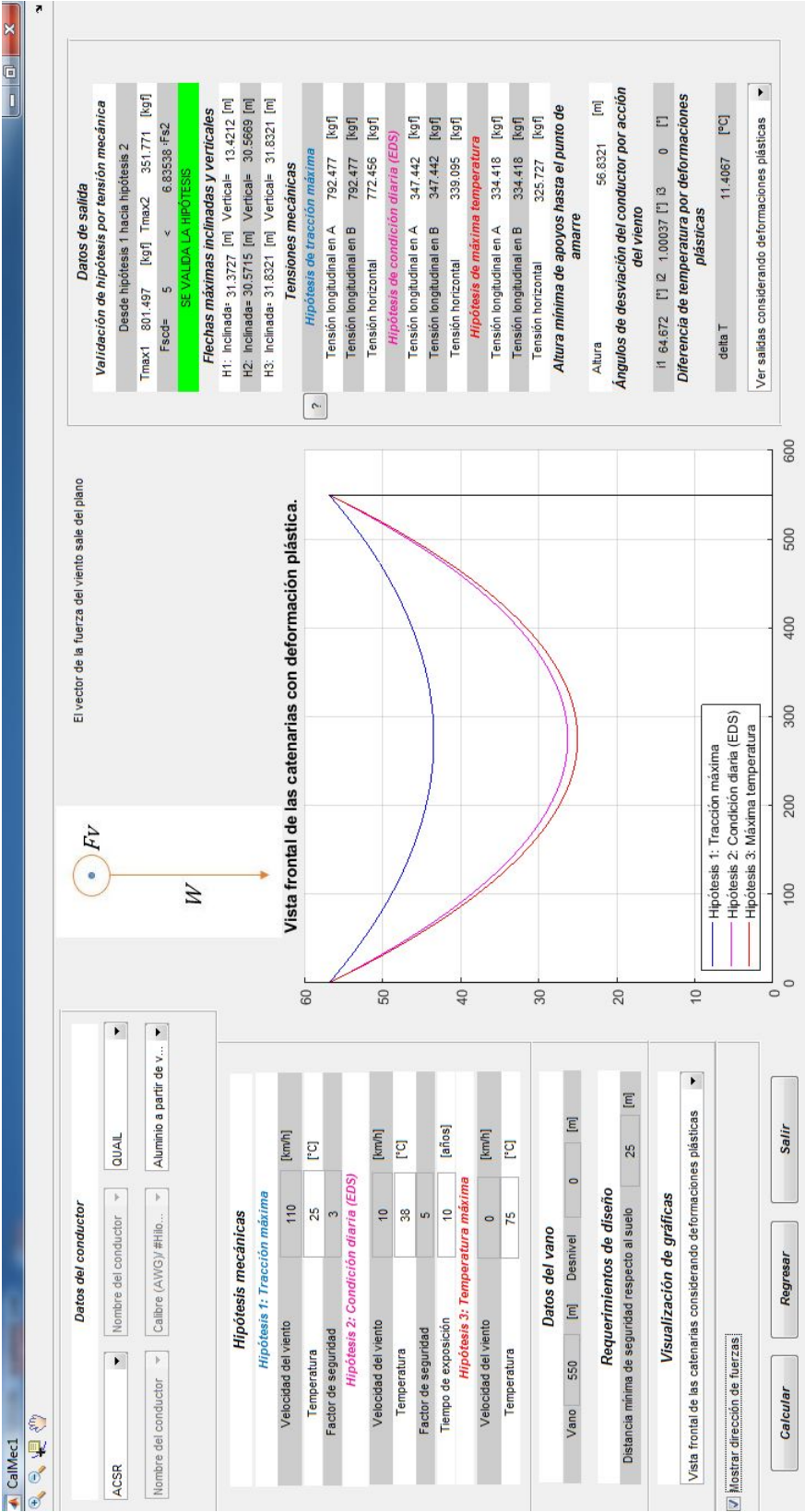


Figura 34. Resultados del ejemplo 2.

Ejemplo 3. En el proceso de plantillado del caso de estudio del ejemplo anterior, debido a la topografía quebrada del terreno, se observó que uno de los vanos midió 542 m y tiene un desnivel de 20 m. Se desea verificar que este vano sigue cumpliendo los factores de seguridad establecidos y conocer los valores de las flechas y tensiones en este caso considerando deformaciones plásticas.

Solución

El último ejemplo al analizar un vano particular del ejemplo anterior, solo se cambian el dato de longitud del vano y desnivel y se da click en “Calcular” obteniendo el resultado obtenido en la figura 35.

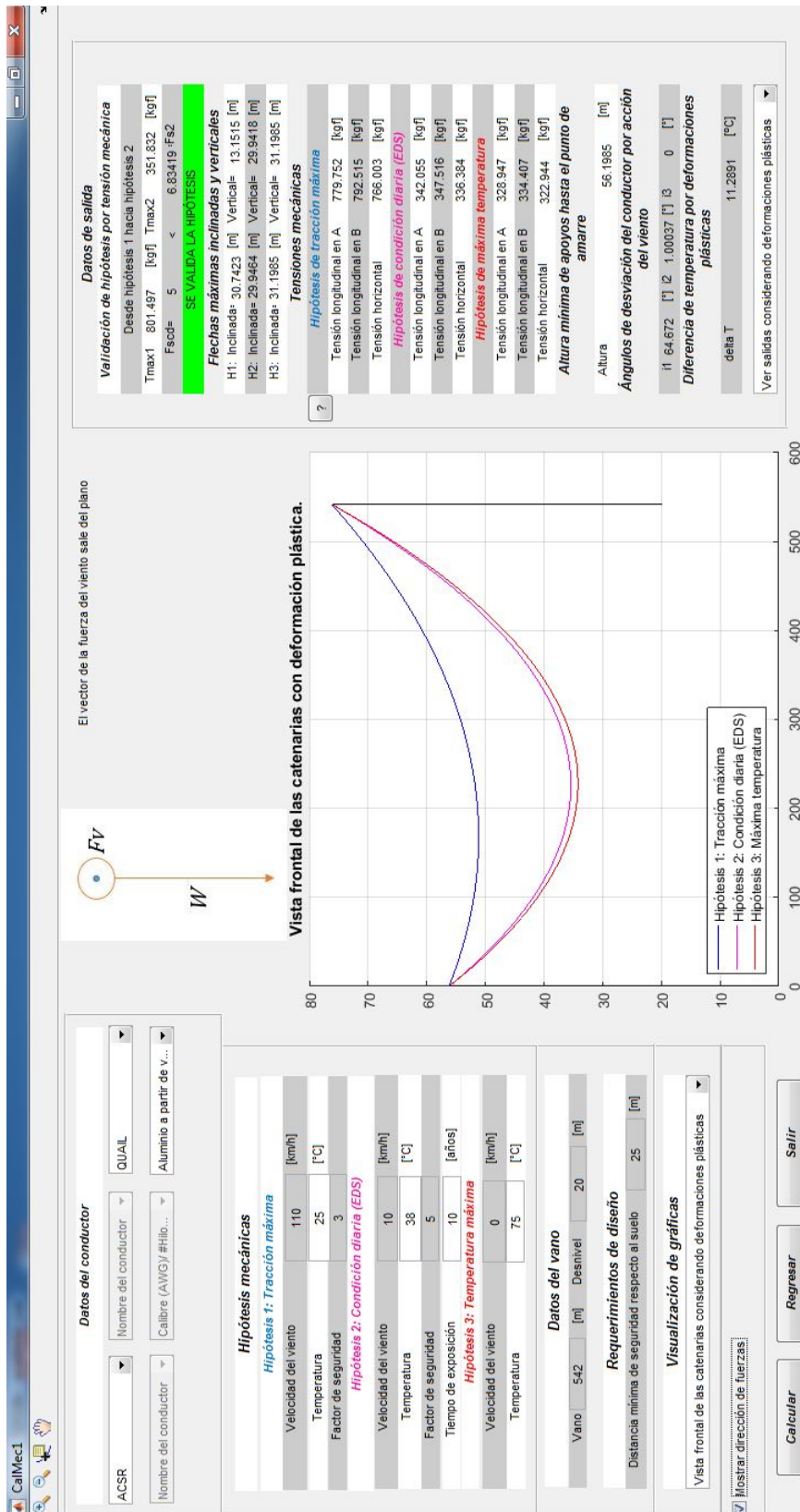


Figura 35. Resultados del ejemplo 3.