

2



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

CAMPUS ARAGÓN

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
UTILIZANDO EL PLS - CADD"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

P R E S E N T A :

CLAUDIO AIBAR SÁNCHEZ

275162

ASESOR:

ING. ABEL VERDE CRUZ





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mis padres.

Sabiendo que no habrá una manera de agradecimiento, quiero que sepan que este esfuerzo también es suyo.

A mis hermanos.

Por darme el ejemplo de ser alguien importante y poder sentir la gran confianza que tuvieron en mí.

A mis amigos.

Por ayudarme a salir adelante en los momentos difíciles, así como el valor para superarme día con día.

A mis compañeros de trabajo.

Por haberme brindado su amistad y su confianza para seguir adelante.

A mi asesor.

Por darme el apoyo incondicional para desarrollar este trabajo.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Por haberme brindado las facilidades necesarias para poder desarrollar este trabajo.

A todos y cada uno de ustedes les dedico este trabajo de Tesis, ya que cada uno ha formado una parte importante en mi vida y sobre todo me ayudaron a superarme día con día. Para todos ;GRACIAS!

CLAUDIO AIBAR SÁNCHEZ

INDICE

INTRODUCCIÓN	i
I CONCEPTOS BÁSICOS APLICABLES AL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	
I.1 Generalidades	1
I.2 Programa Integral de un Proyecto de Líneas de Transmisión	2
I.3 Principales factores que intervienen en el diseño de una Línea de Transmisión	6
I.4 Reglamentación aplicable al diseño de Líneas de Transmisión	7
I.5 Estructuras	9
I.6 Conductores	12
II CRITERIOS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115, 230 Y 400 KV EMPLEADOS EN MÉXICO.	
II.1 Información básica para el diseño de una Línea de Transmisión	15
II.2 Criterios generales para la selección de la trayectoria	16
II.3 Localización de estructuras	18
II.3.1 Distancias recomendadas para conductores con respecto a diversos obstáculos	18
II.3.2 Separación vertical entre conductores con respecto a cables de otras Líneas de Transmisión	20
II.3.3 Distancias verticales para Líneas de 115, 230 y 400 kV con respecto al terreno	21
II.3.4 Derecho de vía	22
II.4 Coordinación de aislamiento	24
II.4.1 Niveles de contaminación	27
II.4.2 Condiciones ambientales	28
II.4.3 Tipos de sobretensiones	29

III DISEÑO ELECTROMECÁNICO TRADICIONAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

III.1 Descripción de una Línea de Transmisión real: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO	32
III.1.1 Estructuras	33
III.2 Propiedades mecánicas de cables	34
III.3 Flechas y Tensiones mecánicas de los cables	36
III.3.1 Ecuación de cambio de estado	37
III.3.2 Cálculo mecánico de un conductor ACSR	42
III.3.3 Ecuación general de un conductor tendido entre dos puntos	50

IV DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PLS - CADD.

IV.1 Generalidades	59
IV.2 Datos del terreno	63
IV.2.1 Obstáculos y accidentes del terreno	63
IV.2.2 Edición del archivo pfl	64
IV.2.3 Códigos y Libramientos	65
IV.2.4 Restricciones	66
IV.3 Conductores y Estructuras	67
IV.4 Criterios de diseño	68
IV.5 Diseño de una Línea de Transmisión	71
IV.5.1 Uso del optimizador	72
IV.5.2 Diseño interactivo	77
IV.5.3 Reportes generados	78

V DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN APLICANDO EL PROGRAMA PLS – CADD.

V.1 Introducción	80
V.2 Datos de entrada	80
V.3 Reportes generados	83
V.3.1 Criterios de Diseño	88
V.3.2 Claros de viento y de peso	93
V.3.3 Flechas y Tensiones	96
V.3.4 Tablas de tensado	113
V.3.5 Localización y uso de estructuras	132
V.3.6 Uso de cables	135
V.3.7 Resumen	137
V.3.8 Proyecto terminado	145
V.3.9 Comparación de flechas calculadas por el método tradicional y con el PLS-CADD	148
CONCLUSIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	155

INDICE DE FIGURAS

Figura I.1 Diagrama de flujo para proyectos de líneas de transmisión	5
Figura I.2 Tipos de estructuras	14
Figura II.1 Integración del derecho de vía	31
Figura III.1 Comportamiento de un cable	34
Figura III.2 Curva que adopta un cable entre apoyos de distinto nivel	37
Figura III.3 Catenaria y flecha de un cable tendido entre dos puntos	51
Figura III.4 Plantilla	58
Figura IV.1 Flujograma de diseño utilizando el PLS-CADD	62
Figura IV.2 Levantamiento topográfico	64
Figura IV.3 Edición de puntos	65
Figura IV.4 Códigos y libramientos	65
Figura IV.5 Zonas prohibidas	66
Figura IV.6 Edición de estructuras	68
Figura IV.7 Edición de cables	69
Figura IV.8 Condiciones ambientales	71
Figura IV.9 Selección de estructuras	72
Figura IV.10 Datos para el optimizador	75
Figura IV.11 Perfil del proyecto terminado	79
Figura IV.12 Proyecto terminado	79
Figura V.1 Detalles del entronque	85
Figura V.2 Perfil topográfico	86
Figura V.2a Perfil topográfico (continuación)	87

INDICE DE TABLAS

Tabla II.1(a) Altura vertical mínima en metros para Líneas de Transmisión	22
Tabla II.1(b) Altura vertical mínima en metros para Líneas de Transmisión	22
Tabla II.2 Niveles de aislamiento normalizados	25
Tabla II.3 Valores adoptados para el DESD	27
Tabla III.1 Condición del cable a + 50 °C	52
Tabla III.2 Cálculo de las flechas máximas verticales	53
Tabla III.3 Condición del cable a - 10 °C	53
Tabla III.4 Cálculo de las flechas mínimas verticales	54
Tabla III.5 Resultado de flechas y tensiones	55
Tabla III.6 Tensiones propuestas	56
Tabla III.7 Resultados de flechas y tensiones finales del proyecto	56
Tabla V.1 Estructuras utilizadas en el proyecto	82
Tabla V.2 Comparación de flechas utilizando métodos diferentes	148

INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de alta tensión dentro del sistema eléctrico tienen la función de transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación de energía, hasta los puntos de distribución y de consumo, dentro de límites técnicos y económicos aceptables.

En la República Mexicana, donde las grandes centrales generadoras casi siempre están ubicadas a distancias considerables de los principales centros de consumo, es de vital importancia contar con Líneas de Transmisión seguras y confiables para lograr una adecuada distribución de la energía. La correcta planeación dará como resultado un proyecto terminado dentro del programa previamente establecido cumpliendo con los parámetros de economía, calidad y confiabilidad de operación.

Uno de los objetivos de este trabajo es ofrecer un panorama general de los aspectos que hay que tomar en consideración durante el proceso de diseño de Líneas de Transmisión. Se pretende dar mayor énfasis a los temas que por su naturaleza influyen más en el diseño de las Líneas de Transmisión, sin embargo, el objetivo principal al desarrollar este trabajo es el analizar y comprobar las grandes ventajas que tiene el software de diseño PLS-CADD (Power Line Systems Computer Aided Design and Drafting) contra los métodos tradicionales utilizados en el diseño de una Línea de Transmisión, indicando también las desventajas del uso de este programa.

En el Capítulo I se tratarán temas relacionados con los conceptos básicos que se aplican en las Líneas de Transmisión, así como el proceso general que se lleva a cabo para desarrollar los proyectos de Líneas de Transmisión. Posteriormente, en el capítulo II se indica la información que se requiere para el diseño de una Línea de Transmisión, los criterios que se utilizan y el nivel de aislamiento requerido.

El capítulo III muestra el proceso de cálculo para determinar las flechas y tensiones de los conductores, así como la elaboración de las plantillas para la localización de las estructuras sobre el perfil topográfico. Los dos últimos capítulos resumen de manera clara un proceso general para el diseño de una L.T. utilizando el software PLS-CADD y los resultados de este diseño; mostrando la confiabilidad y la eficiencia de este software, además de comparar los resultados del programa con los obtenidos por los procesos manuales tradicionales.

CAPITULO I

CONCEPTOS BÁSICOS APLICABLES AL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

I.1 GENERALIDADES.

En el campo de la ingeniería de sistemas eléctricos de potencia, una línea de transmisión se define como el medio de conducción de electricidad, constituida por cables conductores y cables de guarda instalados en soportes o estructuras los cuales van separados a una cierta distancia llamada claro. Se denomina de transmisión cuando opera a tensiones iguales o superiores a 115 kV.

Por la gran magnitud de energía eléctrica a transportar y la considerable distancia que muchas veces separa a las plantas generadoras de los centros de consumo, técnicamente conviene efectuar la transmisión a altas tensiones, las cuales en nuestro país tienen valores de voltaje fase a fase que van desde los 13 200 V hasta 400 000 V y, en algunos países muy desarrollados, dicha transmisión se efectúa a tensiones eléctricas de mayor valor a las mencionadas.

En virtud de que las líneas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, en la mayoría de los casos se construyen cruzando superficies e instalaciones de diversa naturaleza; su edificación, operación y mantenimiento están sujetos al cumplimiento de ciertos requisitos, los cuales están contenidos en normas y reglamentos de carácter federal, además, el proceso para realizar el suministro de energía en forma eficiente, segura y económica, requiere de un gran esfuerzo que conjunta los conocimientos de diferentes disciplinas. Estos conocimientos se aplican para resolver los problemas en el proceso de generación, transmisión y transformación del fluido eléctrico hasta llevarlo al usuario con la mayor eficiencia y seguridad a un costo razonable.

I.2 PROGRAMA INTEGRAL DE UN PROYECTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Alrededor de cualquier proyecto de ingeniería existe una serie de procesos que intervienen antes del inicio de la obra y durante el periodo de ejecución de la misma. La adecuada atención de las diferentes etapas de estos procesos, es determinante para asegurar que la construcción está siendo realizada dentro de los parámetros técnico-económicos previamente determinados, habiéndose tomado en cuenta la seguridad y confiabilidad de operación que requiere una línea de transmisión.

El programa de una línea de transmisión en nuestro país se inicia a partir del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE); éste muestra sus características fundamentales y proporciona los datos de entrada para todas las actividades del proyecto. A partir del POISE se prepara el programa integral, donde se señala en que fecha se deben iniciar las actividades que deben ser desarrolladas para la ejecución completa del proyecto. En la figura No. I.1 se muestra el diagrama de flujo para proyectos de líneas de transmisión.

La primera actividad a realizar es la definición de la trayectoria, donde un adecuado análisis y evaluación de varias alternativas dará como resultado un buen diseño, una económica construcción y una operación confiable. A partir de la trayectoria es necesario desarrollar otras actividades tanto en campo como en gabinete. En campo se desarrollan los trabajos de topografía y los estudios de impacto ambiental, así como las actividades correspondientes a los estudios de mecánica de suelos.

En gabinete se obtienen los datos meteorológicos y ambientales que se usarán para elaborar la coordinación de aislamiento, además de determinar los parámetros básicos que se utilizarán para el diseño electromecánico y civil de la línea de transmisión.

Con todas las actividades previamente desarrolladas hasta ahora y el levantamiento topográfico concluido, se procede a efectuar en gabinete los trabajos de localización de estructuras sobre planos topográficos.

Una vez terminada la localización de estructuras en gabinete, esta se envía al campo para su verificación sobre el terreno, obtener los perfiles en cruz y las lecturas de resistividad del terreno que se utilizarán para el diseño del sistema de tierras. La verificación topográfica, los perfiles en cruz y las lecturas de resistividad del terreno son nuevamente enviados a gabinete, en donde los ingenieros de diseño los revisan y hacen los ajustes necesarios al proyecto, determinan las extensiones de las estructuras y efectúan el diseño del sistema de tierras.

La siguiente actividad es la elaboración de las hojas de distribución de estructuras y con esto obtener la lista general de materiales de instalación permanente que se requieren para la construcción del proyecto. También se procede a determinar los volúmenes de obra que servirán de base para la preparación del programa de construcción de la línea de transmisión.

Simultáneamente a partir de la terminación del levantamiento topográfico y de los estudios de impacto ambiental en campo, se desarrollan las actividades de obtención de permisos de paso.

La construcción del proyecto, una vez realizadas las actividades previas, se inicia con la apertura de brecha y la construcción de los caminos de acceso necesarios para transportar los materiales de construcción a los sitios de ubicación de las estructuras, en esta etapa se inician actividades conjuntas de gabinete y de campo, tendientes a lograr la construcción del proyecto. En el sitio de ubicación de cada estructura se localizan los puntos en que se deberán hacer las excavaciones para las cimentaciones; éstas han sido previamente determinadas de acuerdo con el estudio de mecánica de suelos, que también se realizó a partir de la trayectoria de la línea, la topografía y la localización de las estructuras hecha en campo.

Posteriormente se procede a la construcción de las cimentaciones de las estructuras, para después iniciar las actividades de montaje y vestido de estructuras, (esta última tendiente a instalar herrajes, dispositivos, etc., que servirán para sujetar los cables conductores e hilos de guarda a las estructuras).

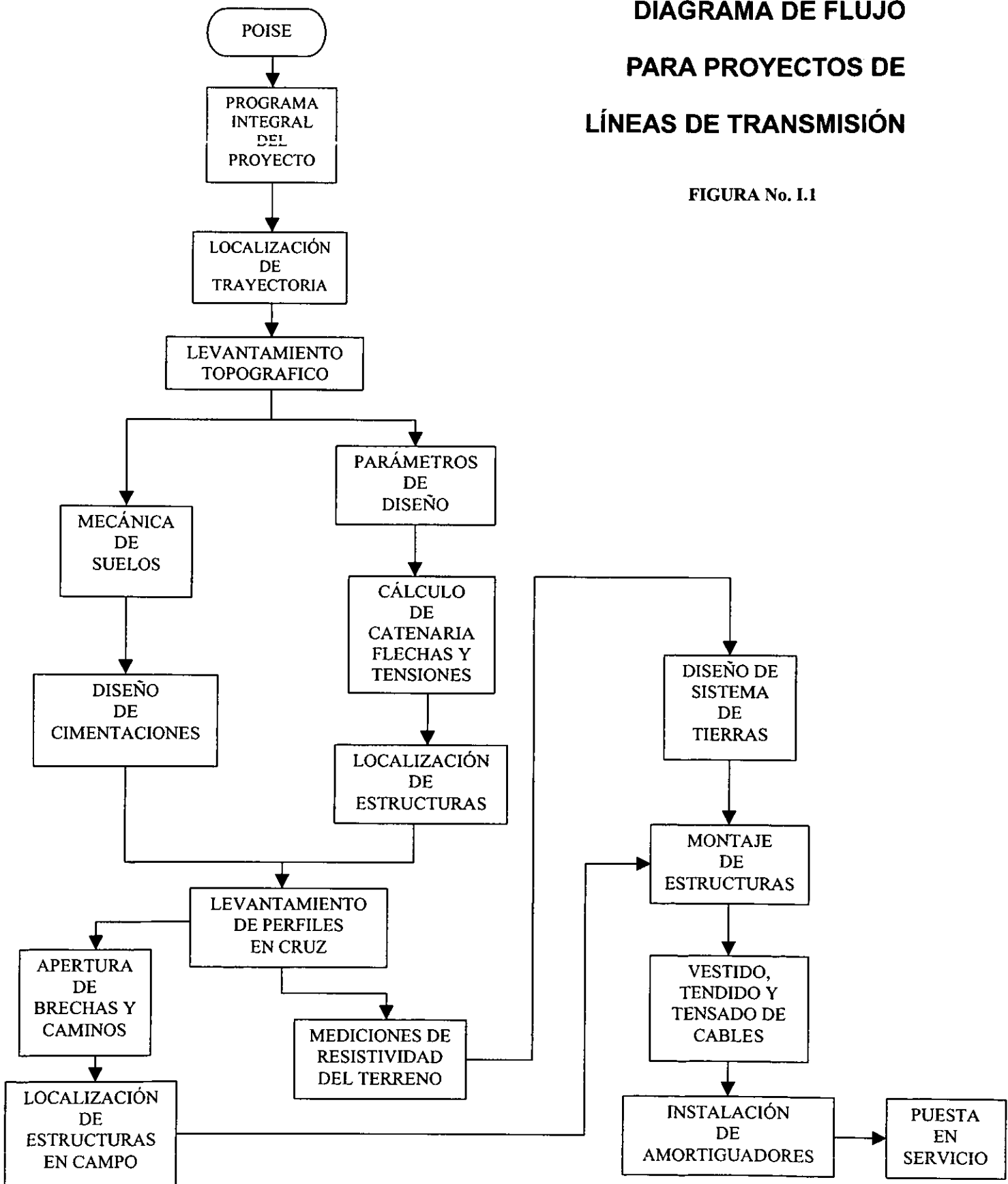
A continuación se llevan a cabo las actividades de tendido de cables conductores e hilos de guarda, en este momento el gabinete aporta las tablas de flechas y tensiones que servirán para el tensado de los cables, estas tablas contienen la relación tensión - flecha a las temperaturas ambiente más representativas que pueden encontrar los constructores durante la ejecución del proyecto en campo.

Después del tensado de cables se procede a la instalación de los dispositivos antivibratorios que evitarán la presencia de vibraciones peligrosas que puedan dañar a los cables conductores ó a las estructuras mismas.

Cuando el proyecto está terminado, se procede a su entrega física para su puesta en servicio. A partir del Programa Integral se procede a adecuar todos los proyectos reales para ajustarlos en el tiempo necesario para su ejecución, conclusión y puesta en servicio.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA PROYECTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

FIGURA No. I.1



I.3 PRINCIPALES FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Alrededor de cualquier proyecto de ingeniería existen una serie de procesos que intervienen antes del inicio de la obra y durante el periodo de ejecución de la misma. La adecuada atención de las diferentes etapas de estos procesos, es determinante para asegurar que la construcción está siendo realizada dentro de los parámetros técnico – económicos previamente determinados, habiéndose tomado en cuenta la seguridad y confiabilidad de operación que requiere una línea de transmisión.

Las actividades encomendadas al transporte de energía a los centros de consumo, se inician con la planificación de la red de transmisión la cual es diseñada por medio de una serie de estudios y análisis.

Para construir una línea de transmisión lo más económicamente posible, que opere de una manera confiable y con el mínimo impacto ambiental, deberán de tomarse en consideración los factores que se listan a continuación:

- ◆ La mejor longitud posible, basándose en el principio geométrico que la distancia más cercana entre dos puntos es la línea recta.
- ◆ Considerar la menor cantidad de puntos de inflexión.
- ◆ Considerar la menor cantidad de cruzamientos con líneas de transmisión, vías de ferrocarril, carreteras y ríos.
- ◆ Facilidad de construcción.
- ◆ Cercanía a carreteras y caminos de terracería para facilidad de construcción, revisión y mantenimiento, evitando con esto la creación de nuevos accesos que pudieran afectar la estabilidad de los ecosistemas.
- ◆ Evitar bosques, huertas, sembradíos de alto valor y preferentemente no cruzar por zonas selváticas y agrícolas.
- ◆ Evitar lagunas, esteros, pantanos, ríos, zonas inundables y playas.
- ◆ Alejarse de la contaminación marina e industrial, así como de terrenos erosionados.

- ◆ Evitar pasar cerca de zonas turísticas, en funciones evidentemente potenciales, así como por zonas arqueológicas o de valor histórico y áreas naturales protegidas.
- ◆ Pasar lo más razonablemente alejado de núcleos de población.
- ◆ Considerar el uso de postes tubulares, de mejor estética y por razones de espacio, cuando por la función propia de la línea de transmisión se tenga que pasar por poblaciones o zonas turísticas. Esto minimizará el impacto visual y el derecho de vía respectivo.
- ◆ Cumplir con todas las leyes, reglamentos y recomendaciones del Instituto Nacional de Ecología de la Secretaría de Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca en materia de protección ambiental, así como la de los demás organismos públicos federales, estatales ó municipales.
- ◆ Cumplir con el acuerdo por el que se establecen los criterios ecológicos para la selección y preparación de sitios y trayectorias, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de potencia.

La correcta planeación en cada uno de los puntos anteriormente descritos, dará como resultado final una obra terminada dentro del programa de construcción previamente establecido cumpliendo con los parámetros de economía, calidad y confiabilidad de operación.

I.4 REGLAMENTACIÓN APLICABLE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

A causa de que las líneas de transmisión de energía eléctrica generalmente se construyen cruzando superficies e instalaciones de diversa naturaleza; su construcción, operación y mantenimiento están sujetos al cumplimiento de ciertos requisitos, los cuales están contenidos en normas y reglamentos de carácter federal.

Algunos de los requisitos que se deben cumplir durante los desarrollos de proyectos de las líneas de transmisión de alta tensión, son los estipulados en el Artículo 922 de la NORMA OFICIAL MEXICANA “NOM-001-SEDE-1999”, instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación del 27 de septiembre de 1999, denominada “Líneas Aéreas”.

La confiabilidad de las líneas de transmisión, al igual que la de cualquier otro sistema bien diseñado depende en gran medida de la calidad de los materiales y equipos empleados en su construcción. La calidad de los materiales y equipos depende de una adecuada especificación.

Las especificaciones de estructuras están integradas de tal manera que cubren los aspectos de diseño, fabricación, pruebas prototipo y suministro; o en su momento fabricación de refacciones.¹

Las especificaciones de cable conductor indican cuales son las características principales que deben respetarse en el suministro de este tipo de producto altamente normalizado². En las líneas de transmisión de alta tensión básicamente se utilizan cuatro calibres de conductores:

- ◆ Calibres 477 kCM y 795 kCM para líneas de 115 kV.
- ◆ Calibres 900 kCM y 1113 kCM para líneas de 230 kV.
- ◆ Calibre 1113 kCM en haces de dos y tres conductores por fase para líneas de 400 kV.

El cable de guarda normalizado en líneas de transmisión de alta tensión es el denominado 7#8 de acero con aluminio soldado, conocido como alumoweld.

Actualmente por diseño de comunicaciones, protección y control se está instalando cable de guarda con fibra óptica en su núcleo y las estructuras están siendo diseñadas y revisadas para soportar las nuevas condiciones de uso de este cable³. En las líneas se instalan dos cables de guarda tradicionalmente, de los cuales, en uno se instala el de fibra óptica que en términos generales siempre es de acero con recubrimiento de aluminio soldado, el otro es cable de guarda convencional.

En las líneas de transmisión de alta tensión se utilizan aisladores de suspensión de porcelana y vidrio templado, generalmente de 254 mm de diámetro y 146 mm de paso. Existen en la especificación aisladores de 112 kN de resistencia combinada, mecánica y eléctrica que se emplean en conjuntos de tensión y suspensión de 115 y 230 kV⁴. Estos aisladores pueden ser:

- ◆ Tipo normal.- Se usan en zonas de contaminación baja tanto en cadenas de suspensión como en cadenas de tensión.
- ◆ Tipo niebla.- Se usan exclusivamente en cadenas de suspensión en zonas de contaminación media y alta.

En las líneas de transmisión de 400 kV, en las cadenas de tensión se utilizan aisladores de suspensión tipo normal de 160 kN de resistencia combinada mecánica y eléctrica en cadenas dobles y triples dependiendo de si el haz está formado por dos o tres conductores por fase.

Cabe mencionar que los aisladores de 160 kN que se indican en la especificación, son del tipo normal porque únicamente se utilizan en cadenas de tensión, sin embargo al emplearse actualmente haces de tres conductores por fase, éstos por su mayor masa requieren la utilización de este tipo de aisladores también en las cadenas de suspensión, por lo que se ha hecho necesario especificar aisladores de 160 kN tipo niebla para zonas de contaminación media y alta en cadenas de suspensión, de acuerdo con los requerimientos de los proyectos de líneas de transmisión.

Los sistemas de tierra normalizados van a depender del tipo de terreno que se encuentre en el sitio de instalación de la estructura. El sistema de tierras de una línea de transmisión generalmente consiste de contra antenas de alambre copperweld del No. 2 AWG, las cuales van conectadas a cada una de las cuatro patas de la torre por medio de conectores del tipo fundido y enterradas a una profundidad de 15 m.⁵

1.5 ESTRUCTURAS

Las estructuras para líneas de transmisión son el soporte mecánico de los conductores aéreos que transportan grandes cantidades de energía de un punto emisor a otro receptor y, tiene su origen, en la silueta básica, la cual proporciona las dimensiones fundamentales para su objetivo.

El proceso para realizar el suministro de energía en forma eficiente, segura y económica, requiere de un gran esfuerzo que conjunta los conocimientos de diferentes disciplinas. Estos conocimientos se aplican para resolver los problemas que se presentan en el proceso de generación, transmisión y transformación del fluido eléctrico hasta llevarlo al usuario.

El dimensionamiento de una estructura para líneas de transmisión tiene su fundamento en el análisis electromecánico. El análisis eléctrico aporta los conceptos básicos para el dimensionamiento de una torre como son:

- Distancias eléctricas.
- Tamaño de la cadena de aisladores.
- Tipo de aislamiento.
- Arreglo de la cadena en su conjunto, como también la posición de los cables de guarda.

El efecto y consecuencia de este análisis relacionado con parámetros meteorológicos, datos experimentales y topográficos, así como las normas, reglamentos y técnicas del proyecto de una línea de transmisión, dan como resultado la necesidad de considerar el comportamiento mecánico de los conductores de fase y de guarda. De la integración del análisis eléctrico y mecánico resulta la "silueta básica" de una torre para una línea de transmisión.

Dentro de una línea de transmisión, las torres que la componen están sometidas a diferentes requerimientos, dependiendo de la posición que ocupan, es por ello que no todas las torres de transmisión son iguales, su configuración va a depender de las condiciones de carga mecánica normales o especiales a las que están sujetas.

En base a lo anterior, las torres de transmisión se clasifican comúnmente como sigue:

- ◆ **Torres de suspensión ó tangente.-** Estas torres se emplean exclusivamente en tramos de la trayectoria de la línea de transmisión que son rectos ó cuando el ángulo de deflexión es menor de 5° en ciertos tipos de torres. Se deben diseñar para resistir la acción del viento, el peso propio

y el de los cables, además de soportar mecánicamente un porcentaje adicional por la posible ruptura del cable.

- ◆ **Torres de deflexión.**- Estos tipos de torres se utilizan en puntos donde la trayectoria de la línea de transmisión cambia de dirección. Cabe mencionar que una torre de deflexión cuando el ángulo de la misma es mayor de 15° suele ser también una torre de tensión.
- ◆ **Torres de tensión.**- Sirven para proporcionar puntos firmes en la trayectoria de la línea de transmisión y limitan la prolongación de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional que pueden causar la ruptura del conductor. Generalmente se disponen en tramos rectos de 2 ó 3 km, en substitución de las torres de suspensión. Algunas veces se les denominan torres de amarre.
- ◆ **Torres de remate.**- Las torres de remate son las que en forma continua soportan en un solo claro las cargas producidas por todos los cables, es el caso de las torres en donde se inicia o termina una Línea.
- ◆ **Torres de transposición.**- Estas torres se utilizan cuando la longitud de la línea es mayor de 100 km, la razón de su uso es que si los conductores de una línea trifásica no se encuentran espaciados simétricamente, las reactancias serán también asimétricas y en este caso uno de los fenómenos que se presenta es que la caída de voltaje en cada una de las fases es diferente, aún cuando las corrientes son simétricas. En las líneas de transmisión, por otra parte, desde el punto de vista mecánico del diseño de la línea se requiere que casi invariablemente la localización de los conductores sea asimétrica y casi como un compromiso entre estos requerimientos, las líneas se diseñan asimétricas, pero se transponen, esto viene también a satisfacer los requerimientos de reactancias y radio interferencia, si la línea tiene una longitud l cada transposición se hace a $l/3$ en teoría, ya que en la realidad, las transposiciones se realizan a $1/6$, $1/2$ y $5/6$ de la longitud de la línea de transmisión, esto con la finalidad de obtener la misma posición de las fases tanto al inicio como al final de la línea de transmisión.

No obstante que existe una gran variedad de formas de torres de transmisión, por su consideración de soporte solo existen dos tipos: torres autoportadas y torres con retenidas (ver figura I.2).

- ◆ **Torres autosoportadas.**- Como su nombre lo indica, no necesitan de estructuras adicionales para conservar su estabilidad, están apoyadas y soportadas por sus propias patas.
- ◆ **Torres con retenidas.**- Su estabilidad depende casi por completo de la acción de cables o retenidas. El cuerpo básico de este tipo de torres está formado por uno o varios mástiles dispuestos en forma de “V” o “Y” o el llamado tipo portal.

Los postes utilizados por Comisión Federal de Electricidad son de acero llamados “troncocónicos”, mismos que son usados en derechos de vía angostos ó cuando por restricciones ambientales son los únicos autorizados, tal es el caso de cuando la línea tiene que cruzar por alguna ciudad a través de alguna avenida para llegar a la subestación. Estos postes son utilizados a criterio de los ingenieros proyectistas, ya que su costo es más elevado que el de una torre.

I.6 CONDUCTORES

En las líneas de transmisión aéreas, el diseño mecánico juega un papel decisivo en la determinación de una solución básica. Cuando se seleccionan los conductores para una línea, se deben tomar en cuenta muy bien sus propiedades eléctricas, mecánicas y económicas, incluyendo su resistencia a la ruptura, peso, construcción, método de instalación, fatiga mecánica, pérdida de potencia, caída de voltaje, efecto corona, radio-interferencia y precio.

Los conductores representan uno de los componentes más importantes de las líneas de transmisión aéreas, no sólo por su funcionamiento, sino que desde el punto de vista económico su costo es muy elevado. El seleccionar un conductor de manera errónea va a afectar el costo de la línea y el diseño de las torres, así como su operación y funcionamiento, ya que la ruptura de un conductor va a causar un desabastecimiento de energía y también puede provocar incendios o accidentes con resultados fatales.

El tipo de conductor debe ser bien seleccionado, debido a que éstos van a estar expuestos al viento, lluvia, hielo, cambios de temperatura y efectos químicos. Los conductores pueden estar expuestos, debido a sus propiedades, a los siguientes factores:

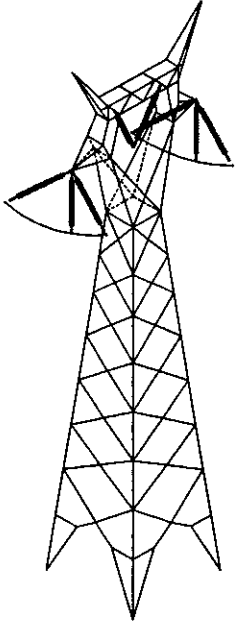
- ◆ Por su baja masa unitaria, se facilita su transportación, pero con una masa unitaria mayor, se evita un excesivo desplazamiento a causa del viento. Un diámetro pequeño reduce la presión debido al viento, al contrario, un diámetro mayor evita la formación del efecto corona y el de radio-interferencia.
- ◆ Reducción en el esfuerzo a la tensión del conductor, debido al incremento de temperatura.
- ◆ Gran resistencia a la tensión de ruptura.
- ◆ Resistencia a los efectos químicos, el clima y las vibraciones eólicas.

El cable de guarda contribuye en las líneas de transmisión aéreas, en protegerlas contra descargas atmosféricas. Sin embargo, actualmente por diseño de comunicaciones, protección y control se está instalando cable de guarda con fibra óptica en su núcleo y las estructuras ya están siendo diseñadas y revisadas para soportar las nuevas condiciones de uso de este cable.

En las líneas de transmisión se instalan dos cables de guarda tradicionalmente, de los cuales, en uno se instala el de fibra óptica, que en términos generales siempre es de acero con recubrimiento de aluminio soldado, el otro es cable de guarda convencional.

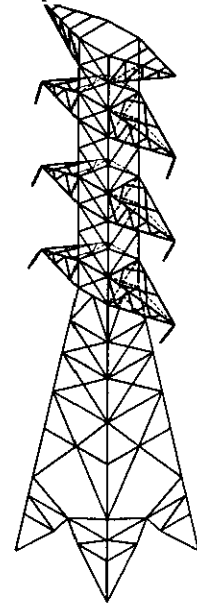
REFERENCIAS.

-
- ¹ Comisión Federal de Electricidad, "Diseño de Torres para Líneas de Transmisión".
 - ² Comisión Federal de Electricidad, "Cables de Aluminio con Cableado concéntrico y Alma de Acero (ACSR)".
 - ³ Comisión Federal de Electricidad, "Cable de Guarda con Fibra Óptica".
 - ⁴ Comisión Federal de Electricidad, "Aisladores de Suspensión de Porcelana o Vidrio Templado".
 - ⁵ Comisión Federal de Electricidad, "Procedimiento de Instalación del Sistema de Tierras en Líneas de Transmisión".

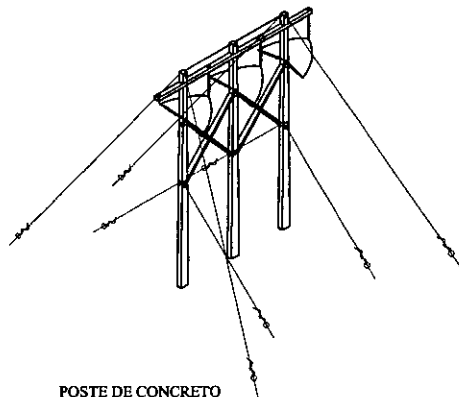


TORRE TIPO
1YR1+3

TORRES
AUTOSOPORTADAS



TORRE
TIPO TAR302P +0



POSTE DE CONCRETO
TIPO IR

ESTRUCTURA
CON RETENIDAS

PROYECTO: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO
EL PROGRAMA PLS - CADD

TITULO: TIPOS DE ESTRUCTURAS

	NOMBRE:	FIRMA:	FECHA:
EJECUTO:	CLAUDIO AIBAR SÁNCHEZ		
REVISO:			
VERIFICO:			
VALIDO:			

FIGURA: 1.2

ESCALA
SIN

ACOT. EN
SIN

CAPITULO II

CRITERIOS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115, 230 Y 400 KV EMPLEADOS EN MÉXICO.

II.1 INFORMACIÓN BASICA PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La fuente original de información para el proyecto de una línea de transmisión es el POISE, éste indica cuál es la subestación de origen de la línea, su subestación de destino, el voltaje de operación, cantidad de circuitos, longitud aproximada, el cable conductor, tipo de estructuras y la fecha en que se requiere que esté lista para entrar en operación.

A partir de estos datos se elabora el programa integral del proyecto y se define la trayectoria general. Con los datos del POISE y el plano de trayectoria general se obtienen los parámetros básicos que regirán el diseño de la línea de transmisión.

La importancia de la línea de transmisión está definida por su voltaje de operación y las subestaciones de origen y destino. De acuerdo con su importancia se determina el grado de confiabilidad que requiera la instalación, a partir de estos datos y del plano de trayectoria general, así como de los mapas de isotacas de viento se obtienen las velocidades a considerar en el diseño electromecánico, tanto para determinar el uso de las estructuras como las condiciones de trabajo de los cables.

Las velocidades de viento usualmente corresponden a periodos de retorno de 10 a 50 años, aunque también se utilizan velocidades con periodos de retorno de 100 y 200 años cuando la importancia de la línea, o alguna condición especial así lo demande.

Con el apoyo del plano de la trayectoria, se obtienen del mapa del Atlas de Agua de la República Mexicana, los datos de temperatura dominantes máximas y mínimas de la trayectoria de la línea, así como los días de lluvia y la presencia de hielo; esta información es necesaria para determinar las condiciones de trabajo de cables conductores y estructuras. También se obtienen datos de densidad de rayos sobre la trayectoria de la línea e información sobre nivel y tipo de contaminación en el ambiente de la trayectoria.

El voltaje de la línea, su altitud sobre el nivel de mar, la información sobre rayos y contaminación son necesarios para efectuar los estudios de coordinación de aislamiento que permiten determinar el tipo de estructuras en cuanto a su dimensionamiento y el tipo y cantidad de aislamiento que se usará en la línea.

Con la información de voltaje, altitud sobre el nivel del mar de la línea y coordinación de aislamiento; del catálogo de estructuras se determina cuáles son los tipos de estructuras básicos que se utilizarán en el proyecto.

Con los datos de contaminación y lo indicado en el POISE, se determina el cable a emplear y se obtienen los datos de catálogo del mismo, los cuales se requieren para efectuar los cálculos de los parámetros y de las catenarias que se usarán durante el proceso de localización de estructuras, y posteriormente en el cálculo de flechas y tensiones para el tendido de cables conductores e hilos de guarda.

II. 2 CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA.

El criterio que se adopta para cada uno de los conceptos que se toman en cuenta para la evaluación de la ruta, depende y varía de acuerdo con los siguientes factores:

- ◆ Tensión eléctrica de la línea.- Puede ser de 115, 230 o 400 kV.
- ◆ Topografía predominante, considerando el tipo de terreno.- Plano, lomerío y montañoso.
- ◆ Condiciones meteorológicas.- Precipitaciones, descargas atmosféricas, tormentas, tornados, masas de aire, ciclones.

- ◆ Uso del suelo.- Agrícola, pecuario, forestal, industrial, urbano y zonas turísticas.
- ◆ Vialidad de apoyo.- Autopistas, carreteras pavimentadas, terracerías, brechas.
- ◆ Tipo de asentamientos humanos y su probable expansión.- Ciudades, poblados, rancherías, caserío aislado y asentamientos irregulares.
- ◆ Tipo de vegetación.- Árida, cultivos, huertos, pastizales, palmares, bosque, selva, manglar.

La base de los requerimientos mínimos que deben satisfacer los levantamientos topográficos para líneas de transmisión de energía eléctrica con tensiones de 115, 230 y 400 kV, es la trayectoria analizada, evaluada y seleccionada que es marcada en el llamado Plano General, y que está formado por cartas topográficas editadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI).¹

El trazo comienza con el reconocimiento preliminar del terreno, se estudiarán los accesos, se fijarán los puntos de inflexión, los puntos obligados, los puntos sobre tangente visibles a gran distancia, los puntos de partida y destino, los cruzamientos con vías de comunicación, con líneas de transmisión, los diversos tipos de vegetación, las posibles fuentes de contaminación, etc.

Durante este reconocimiento, generalmente surgen dudas y dificultades que pueden ser resueltas con algunas de las recomendaciones generales que a continuación se citan ó pueden ser útiles para afinar la localización definitiva. Algunas de estas recomendaciones son:

- ◆ Los puntos de inflexión se harán en terreno sensiblemente plano o razonablemente alto, nunca en zonas bajas o cúspides de cerros, ni laderas muy pronunciadas.
- ◆ Las tangentes serán lo más largo posible, siendo éstas las más apropiadas para cruzar barrancas de gran claro.
- ◆ Los cruzamientos con carreteras, ferrocarriles, canales, acueductos o ductos de PEMEX se harán lo más cercano a los 90° y nunca a menos de 30°.
- ◆ Los cruzamientos con líneas de transmisión se localizarán pensando en que la línea de menor voltaje, debe pasar por debajo, acercándose lo más posible a la estructura de mayor voltaje; las

de mayor voltaje pasarán por arriba, por lo que se procurará el paso por donde la flecha del conductor de la línea de menor voltaje es mayor.

II.3 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS.

Las estructuras de transmisión de energía eléctrica tienen como finalidad soportar los conductores que transportan la energía eléctrica en forma confiable y económica desde los centros de generación hasta los lugares de consumo. Existen tres maneras de hacer dicho transporte: en forma subterránea, submarina y aérea. Las dos primeras son excesivamente costosas, por lo que sólo se hacen en el ámbito urbano y para alimentar islas. La transmisión aérea de la energía requiere de estructuras de soporte para los cables conductores. En este caso, cuando las tensiones a transmitir son bajas, los cables se pueden soportar mediante postes, y cuando son altas se emplean comúnmente torres, preferentemente de acero.

La localización de las estructuras sobre el perfil topográfico de la ruta de una línea de transmisión tiene como objetivos:

- a) Mantener la distancia mínima del conductor al terreno para la condición de servicio de la línea a máxima temperatura, sin viento y considerando el envejecimiento del cable.
- b) Determinar las cargas mecánicas actuantes sobre cada estructura.
- c) Seleccionar el tipo de estructura más adecuado en cada caso para estar en condiciones de comparar costos entre diferentes alternativas y llegar a la solución más apropiada.

II.3.1 DISTANCIAS RECOMENDADAS PARA CONDUCTORES CON RESPECTO A DIFERENTES OBSTÁCULOS.

Las líneas de transmisión, en la mayoría de los casos se construyen cruzando superficies e instalaciones de diversa naturaleza; es por ello que su edificación, operación y mantenimiento estén sujetos al cumplimiento de ciertos requisitos, como los estipulados en el Artículo 922 de la NORMA OFICIAL MEXICANA "NOM-001-SEDE-1999", instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación del 27 de septiembre de 1999, denominada "Líneas Aéreas".

Los requisitos del Artículo 922, sección D, se refieren a la altura mínima que deben guardar los cables conductores desnudos de las líneas de transmisión aéreas con respecto al suelo, agua y la parte superior de los rieles de las vías férreas, así como a la altura mínima de partes vivas de equipo sobre el suelo. Cada uno de éstos requisitos se describe a continuación.

- a) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto al hongo del riel de los ferrocarriles.- Esta distancia tiene por objeto permitir el libre tránsito del ferrocarril de modo tal que no represente ningún peligro, inclusive para los garroteros que en un momento dado pueden encontrarse parados en la cima de los furgones, durante su paso por debajo de las líneas de transmisión.
- b) Altura mínima que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión con respecto a caminos y zonas rurales donde es difícil que los vehículos crucen bajo la línea.- Esta distancia tiene como finalidad permitir el paso libre de personas y animales bajo los cables energizados de manera tal que no represente ningún peligro para su vida.
- c) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto a la carpeta asfáltica de una carretera, calle ó camino. El propósito de esta distancia es el de permitir el libre tránsito de vehículos automotores sin que signifique ningún peligro para el personal que usa tales unidades como medio de transporte o de carga.
- d) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto a carreteras, calles y callejones de zonas urbanas.- El objetivo de esta distancia de seguridad es similar al mencionado en el punto anterior.
- e) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto al piso, en espacios no transitados por vehículos (área peatonal).- Tiene como propósito permitir el paso libre de personas de modo tal que no represente ningún peligro para su vida, durante el funcionamiento de la línea a su voltaje o tensión nominal.
- f) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto a la superficie de aguas donde no este permitida la navegación.- Esta distancia tiene como fin el de evitar acercamientos peligrosos al espejo del agua de manera tal que puedan producir fugas de corrientes a tierra.

- g) Altura mínima que deben tener los cables conductores de las líneas de transmisión de alta tensión con respecto a la superficie de aguas navegables incluyendo ríos, lagos, presas y canales.- Esta distancia sirve para permitir el libre tránsito de embarcaciones por debajo de los cables energizados sin que se produzca ningún peligro durante la operación de la línea a su voltaje nominal.

II.3.2 SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTORES CON RESPECTO A CABLES DE OTRAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

El Artículo 922 de la NORMA OFICIAL MEXICANA “NOM-001-SEDE-1999”, instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación del 27 de septiembre de 1999, denominada “Líneas Aéreas”, sección C denominada “separación vertical entre conductores soportados en diferentes estructuras”, estipula otro de los conjuntos de requisitos que se aplican durante el proyecto, construcción y operación de las líneas de transmisión.

Los requisitos de este artículo se refieren a la separación vertical mínima que deben tener los conductores desnudos energizados de las líneas de transmisión aéreas con respecto a los cables conductores de otras líneas de transmisión, de comunicación, retenidas, mensajeros y conductores suministradores de energía a trolebuses y trenes eléctricos. A continuación se describen cada uno de estos requisitos a fin de entender mejor lo referido en dicho artículo.

- a) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a retenidas, cables de guarda y conductores neutros de otras líneas.- Tiene como fin este tipo de separaciones, el de evitar posibles accidentes a personal de mantenimiento que actúe en las retenidas, cables de guarda y conductores neutros.
- b) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a conductores de líneas de comunicación como el teléfono y el telégrafo.- Esta separación sirve para evitar interferencia electromagnética en las líneas de comunicación, así como permitir el mantenimiento de éstas últimas considerando el menor riesgo posible para el personal que se encargue de realizar estos trabajos.

- c) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a conductores suministradores aislados, con voltajes de operación de 0 a 750 volts.- El objetivo de esta separación es el de evitar un acercamiento peligroso para el personal encargado del mantenimiento de las líneas de baja tensión.
- d) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a cables conductores suministradores en línea abierta con voltajes de operación de 0 a 750 volts.- Es propósito de esta separación el de mantener una distancia de seguridad entre los conductores de ambas líneas de modo tal que aunque sean desplazados por efectos del viento, se mantengan distantes, y permitan además el acceso del personal de mantenimiento sin que haya ningún peligro durante los trabajos a realizar.
- e) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a los cables suministradores en línea abierta con voltajes de operación de más de 750 volts y hasta 22,000 volts.- Esta distancia tiene una finalidad similar a la descrita en el párrafo d), además de que al tratarse de líneas de alta tensión, se evite la inducción electromagnética mutua.
- f) Separación vertical que deben guardar los cables conductores de las líneas de transmisión, con respecto a conductores suministradores de energía a trolebuses y trenes eléctricos, sus retenidas y mensajeros.- Tiene como fin primordial esta separación, el de evitar inducción electromagnética que afecte sustancialmente el funcionamiento de los trolebuses y trenes eléctricos.

II.3.3 DISTANCIAS VERTICALES PARA LÍNEAS DE 115, 230 Y 400 kV CON RESPECTO AL TERRENO.

La configuración geométrica general de las estructuras de soporte deberá ser tal que el aislamiento de la línea de transmisión se conserve en cualquier condición de operación, incluyendo las sobretensiones provocadas por factores externos o internos y considerando la influencia del medio ambiente en cuanto a presión barométrica, temperatura, humedad, contaminación, etc.

Para el caso de líneas de transmisión con tensiones normalizadas de 115, 230 y 400 kV, es importante que cumplan con las distancias verticales que se muestran en las tablas II.1(A) y II.1(B).²

TIPO DE PISO Y/O VÍA	115 kV	230 kV	400 kV
AREAS DE ACCESO A PEATONES	6.70	8.25	10.65
VIAS FERREAS	10.65	11.90	14.30
CARRETERAS – CALLES – CAMINOS	8.55	9.77	12.20
CAMPOS DE CULTIVO (*)	7.00	8.55	10.95
A LO LARGO DE VIAS EN DIST. RURALES	7.60	9.15	11.25
CULTIVO DE CAÑA	10.40	11.30	12.70

TABLA II.1(A). ALTURA VERTICAL MÍNIMA EN METROS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

TIPO DE CONDUCTOR CRUZADO	115 kV	230 kV	400 kV
LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	3.35	4.58	7.00
L.T. HASTA 50 kV	2.74	3.66	6.10
L.T. DE 69 kV	2.93	3.85	6.29
L.T. DE 115 kV	3.39	4.31	6.75
L.T. DE 138 kV	3.62	4.54	6.98
L.T. DE 161 kV	3.85	4.77	7.21
L.T. DE 230 kV	4.54	5.46	7.90
L.T. DE 400 kV	6.24	7.16	9.60

TABLA II.1(B). ALTURA VERTICAL MÍNIMA EN METROS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(*) El NESC (National Electrical Safety Code) no especifica la separación que deberá conservarse al cruzar campos de cultivo, por lo que se recomienda se le informe a CFE los tipos de cultivo por los que cruza la línea de transmisión a fin de que se indiquen los libramientos correspondientes.

II.3.4 DERECHO DE VÍA.

Uno de los requisitos que se aplican en el proyecto, construcción y operación de las líneas de transmisión de alta tensión, es el conocido como derecho de vía. El derecho de vía es una faja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el eje central longitudinal de las estructuras o con el del trazo topográfico.

Los objetivos del derecho de vía son los siguientes:

- Disponer del área bajo los cables conductores de tal manera que permitan su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del servicio público eléctrico.
- Facilitar la inspección y mantenimiento de la línea de transmisión con las mínimas interferencias.
- Proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de las líneas, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una tensión eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

Dentro del área que ocupa el derecho de vía, no deben existir obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza, pudiendo excepcionalmente aceptarse vialidades y áreas verdes que no contengan árboles, previa autorización técnica y jurídica de las autoridades correspondientes.

La amplitud del derecho de vía está integrado por el doble de la suma de las siguientes tres distancias: Separación horizontal mínima eléctrica de seguridad (distancia A), proyección horizontal de la suma de la flecha del conductor a temperatura de 16 °C mas la longitud de la cadena de aisladores de suspensión (en su caso) al máximo ángulo de oscilación que produce la presión del viento (distancia B) y la distancia del eje de la estructura al conductor extremo en reposo (distancia C)³. Para mayor referencia ver figura II.1. Éstos parámetros varían de acuerdo con:

1. La tensión eléctrica nominal.
2. El calibre del conductor.
3. La magnitud de la presión del viento.
4. El tipo de estructura.
5. La zona en que se localice la línea de transmisión.
6. La altitud con respecto al nivel del mar en que se ubique la línea de transmisión.

II.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

En el desarrollo del diseño de líneas de transmisión, una de las etapas básicas y, por consiguiente, de suma importancia es el estudio de la coordinación de aislamiento. La coordinación de aislamiento tiene como principal función obtener los parámetros que permitan seleccionar el tipo de aislador, el arreglo de la cadena, la cantidad de aisladores que conforman la cadena y la distancia mínima de seguridad dependiendo de la configuración de la torre.

A consecuencia de la gran cantidad de investigaciones y estudios desarrollados, así como prácticas observadas, han dado lugar a que la coordinación de aislamiento se desarrolle en dos métodos: dimensionamiento por impulso y dimensionamiento del aislamiento en ambientes contaminados. Para realizar cálculos en cualquiera de éstos dos métodos, se hace necesario tener el trazo topográfico de la línea de transmisión, y en función de él obtener el dimensionamiento eléctrico de la misma.

Las siguientes etapas muestran de manera general el proceso para la coordinación de aislamiento de una línea de transmisión:

- **Elaboración del perfil sintetizado de la línea y localización geográfica.** Del plano general de la línea, se obtiene un perfil sintetizado y su localización geográfica, el cual permitirá seccionar la línea en función de la altura sobre el nivel del mar, y así poder dividir en tramos a la misma, para llevar a cabo la coordinación de aislamiento y la optimización de la misma.
- **Obtención de las condiciones meteorológicas de la trayectoria de la línea.** Con ayuda del plano de localización geográfica y del mapa de Atlas se obtiene:
 - Temperatura media anual.
 - Temperatura mínima anual.
 - Temperatura máxima anual
 - Humedad relativa anual.
 - Precipitación media anual.
 - Precipitación máxima en 24 h al año.
 - Cantidad de días con heladas al año.

Con ayuda de los mapas de isotacas de vientos, los cuales fueron elaborados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas, se determina:

- La velocidad máxima posible en 10 años.
- La velocidad máxima posible en 50 años.
- La velocidad máxima posible en 200 años.

Por último del mapa de isodensidad de rayos a tierra se obtiene:

- El nivel de rayos probable que caen sobre la línea al año.

- **Determinación del Nivel Básico de Aislamiento (NBAI) de la línea.** En la determinación del nivel básico de aislamiento, se involucran los siguientes factores:

- La tensión máxima de operación, donde ésta es función de la tensión nominal del sistema.
- El nivel de protección que tenga el sistema, así como la importancia de la línea.
- La altura sobre el nivel del mar.

Muchas veces no es fácil determinar la máxima sobretensión que se puede obtener en el sistema, por lo cual se utiliza la tabla II.2, en donde se selecciona el nivel de aislamiento de la línea. En líneas de transmisión con tensiones nominales de hasta 230 kV, las distancias de aislamiento en aire se calcularán básicamente por efecto de impulso por rayo (NBAI); en líneas con tensiones nominales mayores, dichas distancias se calcularán por efecto de impulso por maniobra (NBAM).

Tensión nominal del sistema kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAM) de fase a tierra kV (cresta)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
115	123	-	450 550
230	245	-	1050
400	420	1050	1425

Tabla II.2 Niveles de aislamiento normalizados.⁴

- **Coordinación de aislamiento por impulso.** Ya que se tiene el nivel básico de aislamiento, ya sea por rayo o por maniobra, se procede a calcular la tensión crítica de flameo y con ella a seleccionar el tipo de aislador. La Tensión Crítica de Flameo (TCF) es la tensión obtenida en forma experimental que presenta

una probabilidad de flameo del 50 %. En diseños de aislamiento, las tensiones de aguante son requeridas para calcular la tensión de flameo de la cadena de aisladores.

Existen dos clases de consideraciones para los valores de la tensión de aguante; uno de los valores usados es al que no ocurrirá el flameo, el otro es un valor al cual la probabilidad de flameo es menor a un cierto valor. En los años recientes este último valor es el comúnmente aceptado.

La relación entre la TCF y el NBAI para una probabilidad de falla del 10 % está dada en forma experimental por la siguiente expresión:

$$\text{NBAI} = (1-1.3\sigma) \text{TCF} \quad \text{PARA 115 Y 230 kV}$$

donde para este caso el valor de la desviación estándar (σ) adoptado por el IEC es de 0.03 quedando la ecuación como:

$$\text{NBAI} = 0.961 \text{TCF}$$

La relación entre la TCF y el NBAM para una probabilidad de falla del 10 % está dada en forma experimental por la siguiente expresión:

$$\text{NBAM} = (1-1.3\sigma) \text{TCF} \quad \text{PARA 400 kV}$$

donde para este caso el valor de la desviación estándar (σ) adoptado por el IEC es de 0.06 quedando la ecuación como:

$$\text{NBAM} = 0.922 \text{TCF}$$

- **Coordinación de aislamiento en ambientes contaminados.** La coordinación de aislamiento por contaminación se realiza debido a que los contaminantes que se depositan en los aisladores provocan las tensiones de flameo, provocando la salida de la línea. El valor de la Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD) se va a considerar de acuerdo a los niveles de contaminación que rodean a la línea. Para mayor referencia de este tema refiérase al punto II.4.1. El cálculo de aisladores por contaminación está dado por la expresión que se muestra a continuación:

$$\text{Cantidad de aisladores} = \text{kV}_{\text{máx}} (1.1) / \sqrt{3} \text{ (kV / unidad)}$$

donde:

$\text{kV}_{\text{máx}}$ = Tensión máxima de diseño.

1.1 = Factor de seguridad del 10 %.

kV/unidad = kV que soporta cada unidad de aislador.

II.4.1 NIVELES DE CONTAMINACIÓN.

El nivel de contaminación se cuantifica por la cantidad de miligramos de sal que se acumula, en cierto tiempo, en un centímetro cuadrado de la superficie del aislador, a esta cantidad se le conoce con el nombre de Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD). En la tabla II.3 se presenta una clasificación de los niveles de contaminación basándose en las características ambientales de los sitios.

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	DESD (mg/cm ²)
Muy ligera	menor que 0.03
Ligera	0.03 – 0.06
Media	0.06 – 0.12
Alta	0.12 – 0.24
Muy alta	0.24 – 0.48
Excepcional	mayor que 0.48

Tabla II.3 Valores adoptados por el DESD.

En la aplicación del método de la Densidad Equivalente de Sal Depositada es necesario tomar en consideración los datos meteorológicos que se deben correlacionar con la severidad de la contaminación del sitio. El flameo del aislador depende de la resistencia superficial que está determinada básicamente por el nivel de contaminación y la humedad del aislador. La humedad se presenta durante las primeras horas de la mañana cuando se da el fenómeno de condensación o presencia de gotas de agua.

En el diseño por contaminación se requiere el conocimiento previo del grado de contaminación al cual se verán expuestos los aislamientos durante su operación, que se obtiene de observaciones o mediciones

de campo por un periodo de dos a tres años como mínimo o bien de acuerdo a las características regionales, por estimación y obteniendo de pruebas de laboratorio la tensión de flameo de los aisladores seleccionados.

II.4.2 CONDICIONES AMBIENTALES.

En los sistemas eléctricos de potencia, uno de los fenómenos que produce efectos sobre los aislamientos del tipo exterior en instalaciones de alta tensión es el de la contaminación en los aisladores, que en ciertas condiciones y con tensiones a la frecuencia del sistema producen ruptura dieléctrica; siendo ésta una de las causas de salidas de servicio, especialmente en las líneas de transmisión.

En la presencia de ambientes contaminados ocurre el fenómeno de flameo en el aislamiento externo, bajo la tensión máxima del sistema, y esto se hace más crítico en la presencia de llovizna, rocío, niebla y nieve, siendo aún más severas estas condiciones cuando las capas contaminantes se encuentran totalmente húmedas sin un lavado significativo. La corriente de fuga fluye a través de la capa contaminante formando bandas secas, disminuyendo la tensión de aguante debido a que el aislamiento presenta descargas parciales. Como consecuencia, a través de la porción húmeda del aislamiento, se presenta un esfuerzo de tensión más elevado, originando bandas secas adicionales e incrementando la actividad de las descargas hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aislamiento (flameo).

En las instalaciones eléctricas que se tienen en el sistema se presentan básicamente tres tipos de contaminación, dependiendo de su origen específico en las diferentes regiones, siendo éstas:

- Marina.- Contaminación natural formada por partículas presentes en las sales de mar (principalmente cloruro de sodio), provenientes de la brisa marina.
- Industrial.- Contaminación artificial compuesta de partículas, producto del desecho de actividades industriales, principalmente a través de chimeneas.
- Rural.- Contaminación casi natural debida a partículas de la erosión de rocas, el polvo fino del suelo y a la actividad agrícola (uso de fertilizantes).

II.4.3 TIPOS DE SOBRETENSIONES.

El diseño del nivel de aislamiento de una línea de transmisión está condicionado por la magnitud y forma de las sobretensiones que puedan producirse. Las sobretensiones pueden clasificarse en tres grupos:

- Sobretensiones permanentes de baja frecuencia debidos a desequilibrios en las redes.
- Sobretensiones transitorias de alta frecuencia debidos a la operación de interruptores.
- Sobretensiones transitorias debidas a descargas eléctricas atmosféricas.

Los dos primeros grupos de sobretensiones son causados por fenómenos que tienen su origen en el mismo sistema y pueden agruparse bajo el nombre de sobretensiones de origen mismo. El tercer grupo de sobretensiones tienen su origen en fenómenos exteriores al sistema eléctrico y pueden llamarse sobretensiones de origen externo.

Sobretensiones de origen mismo. Las ondas por maniobra de interruptores se pueden definir como una sobretensión de fase a tierra o de fase a fase en un punto dado del sistema, debido a una operación específica de maniobra de interruptores, falla o alguna otra causa. Las ondas por maniobra en los sistemas de potencia se originan por cambios súbitos en la configuración del sistema (operación de interruptores o iniciación de falla), que producen un escalón de voltaje.

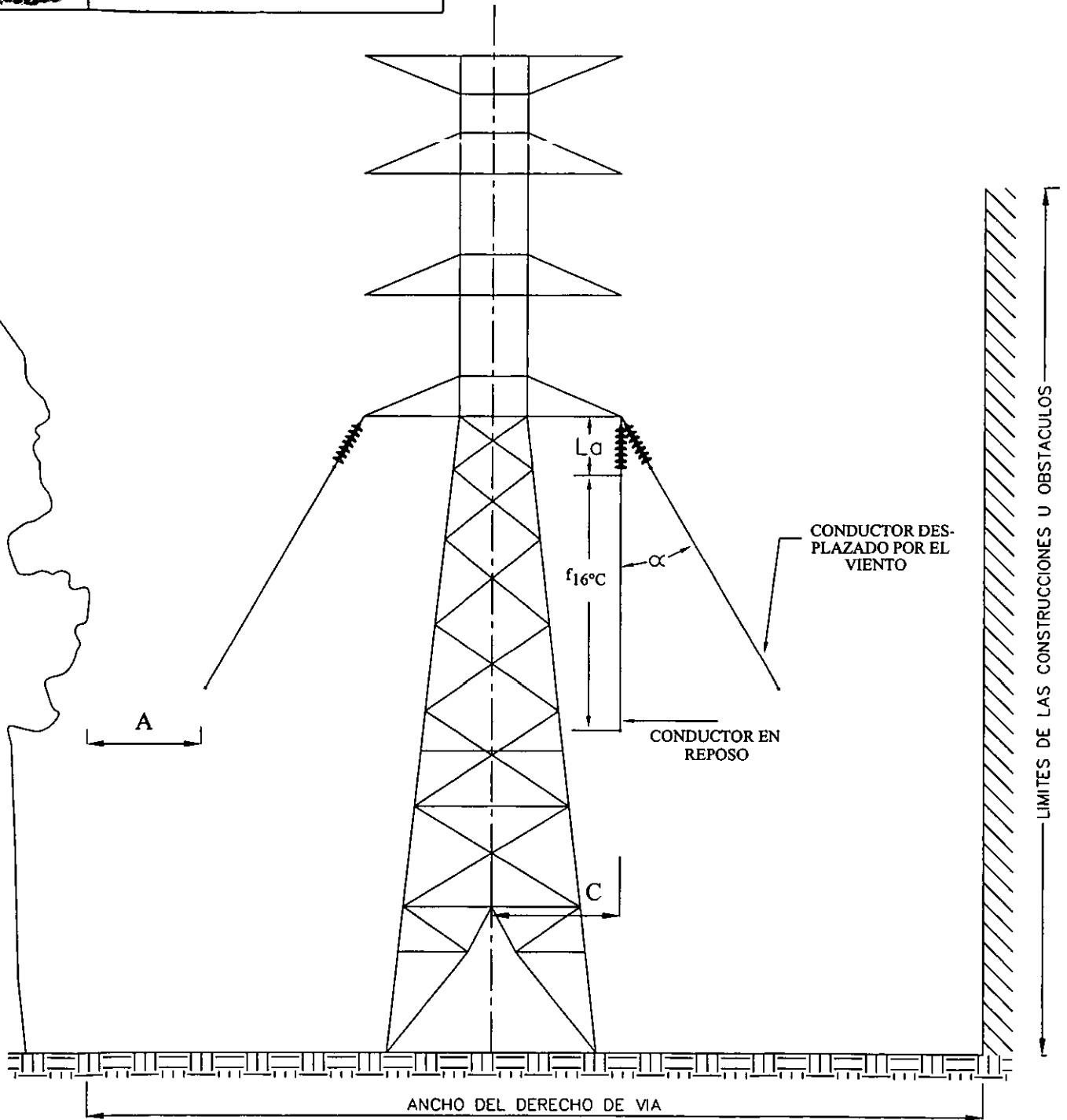
Sobretensiones de origen externo. Se denominan así a las producidas por efecto de descargas atmosféricas. Cuando una descarga atmosférica se presenta en una línea de transmisión, la descarga puede ocurrir sobre los conductores de fase, sobre los cables de guarda o en la propia torre. Para evitar la descarga en los conductores de fase, las líneas de transmisión usan los llamados cables de guarda para desviar la corriente de descarga sobre la estructura.

Normalmente las torres de transmisión tienen cimentaciones asentadas directamente en el suelo o terreno, esta forma de hacerlo da una resistencia de aterrizamiento conocida también como resistencia al pie de la torre, que tiene un valor finito.

Cuando la resistividad del terreno es elevada (generalmente el valor de la resistencia del suelo en donde se va a instalar la estructura no debe ser mayor a 10 ohms, medidos durante la temporada de secas), el adecuado sistema de tierras se logra instalando en cada pata de la estructura una antena de alambre copperweld, la cual va a ir enterrada en zanjas a una profundidad de 15 m. La disposición de estas antenas va a ser determinada en función de las características topográficas del sitio donde será instalada la estructura y el valor de la resistencia del suelo medida con el cable de guarda desconectado.

REFERENCIAS.

-
- ¹ Comisión Federal de Electricidad, "Normas para Levantamientos Topográficos".
 - ² Comisión Federal de Electricidad, "Especificaciones para Diseño de Líneas de Transmisión".
 - ³ Comisión Federal de Electricidad, "Derecho de Vía".
 - ⁴ Comisión Federal de Electricidad, "Coordinación de Aislamiento".



$$\text{DERECHO DE VIA} = 2 (A + (La + f_{16^\circ C}) \text{SEN } \alpha + C)$$

en donde:

A = Distancia de seguridad en m

La = Longitud de la cadena de aisladores en m

$f_{16^\circ C}$ = Flecha del conductor a la temperatura de 16 °C en m

α = Ángulo máximo de desplazamiento del conductor y de la cadena de aisladores de suspensión en grados

C = Distancia del centro de la estructura a punto de sujeción de la cadena

PROYECTO: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL PROGRAMA PLS - CADD			
TÍTULO: INTEGRACIÓN DEL DERECHO DE VÍA			
EJECUTO:	NOMBRE:	FIRMA:	FECHA:
REVISÓ:	CLAUDIO AIBAR SÁNCHEZ		
VERIFICÓ:			
VALIDÓ:			
FIGURA:	H.1	ESCALA SIN	ACOT. EN SIN

CAPITULO III

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO TRADICIONAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

III.1 DESCRIPCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN REAL: SALAMANCA II ENTRONQUE SALAMANCA SUR – VALLE DE SANTIAGO.

Esta línea de transmisión se encuentra localizada en el estado de Guanajuato, donde tendrá como inicio el marco de la S.E. SALAMANCA II y tendrá como punto final el entronque con la línea de transmisión SALAMANCA SUR – VALLE DE SANTIAGO. Las características de esta línea son:

- Longitud Total 3.024 km.
- Tensión de Transmisión 115 kV.
- Cantidad de circuitos 2
- Cable conductor 477 ACSR (HAWK)
- Cable de Guarda sin Fibra Óptica 7#8 AAS (3 Km aprox.)
- Cable de Guarda con Fibra Óptica (CGFO) CGFO (3 Km aprox.)
- Conductores por fase 1
- Temperaturas anuales (°C)
 - Máxima: 41.0
 - Mínima: -7.0
 - Media: 18.9
- Velocidad máxima regional del viento (km./hr)
 - Para un periodo de retorno de 10 años: 100
 - Para un periodo de retorno de 50 años: 120

Nivel de rayos probable que caen sobre la trayectoria de la línea de transmisión al año por unidad de superficie

- Del mapa se obtiene un valor de: 2.8 rayos/km²
- Altitud máxima sobre el nivel del mar (m) 1721

•	Altitud mínima sobre el nivel del mar (m)	1707
•	Humedad relativa	50 %
•	Precipitación pluvial	
	Media anual	722 mm.
	Máxima en 24 hrs.	96 mm.

III.1.1 ESTRUCTURAS.

Las torres para transmisión de energía eléctrica constituyen el elemento de soporte básico de conductores, cables de guarda y/o comunicación, aisladores, etc. en una línea de transmisión.

Las dimensiones generales de una torre como son: distancia entre conductores de fase, distancia de los conductores con respecto a la estructura, cantidad y tipo de aisladores que debe tener la cadena que soporta a los conductores y la posición de los cables de guarda con respecto a dichos conductores de fase, son conceptos que están sustentados en relaciones de carácter experimental, así como en consideraciones de comportamiento mecánico de cables y otros de naturaleza topográfica y meteorológica. El análisis de estos conceptos dan por resultado la silueta fundamental y consecuentemente los diagramas de cargas para el diseño estructural de torres de transmisión.

A partir de la información estadística de claros horizontales, verticales y deflexiones del proyecto de la línea en cuestión, es posible definir los rangos de uso de los diferentes tipos de estructuras. Esto, sin embargo, presenta aspectos fundamentales de carácter económico, ya que por una parte decidir una gran variedad de tipos de estructuras que cubra diversos requerimientos, conduce a optimizar el tonelaje de las estructuras y volumen de las cimentaciones, pero por otra, eleva los costos de pruebas prototipo, tiempos de fabricación, áreas de almacenaje y complica el control de los materiales. Por el contrario, decidir una familia reducida de tipos, conduce a obtener estructuras y cimentaciones más robustas, que inciden en el incremento de los costos de materiales, su transporte y su montaje.

Actualmente en el diseño de líneas de transmisión se utilizan siluetas de torres definidas (torres tipo) fundamentadas en los criterios básicos de aislamiento por impulso, en resultados experimentales de laboratorio en cuanto al comportamiento por distintas configuraciones de electrodos, entre otros.

En el análisis y diseño de la línea de transmisión en cuestión, se tomarán estructuras previamente definidas por algunos fabricantes (torres tipo), ya que el diseño y el uso de las diferentes estructuras no es objeto de este estudio, por lo que se tomarán las siguientes estructuras propuestas a utilizar:

- 1DG2 (CFE)
- 1YR1
- TAD60 2P
- TAR30 2P
- TASG 2P

III.2 PROPIEDADES MECÁNICAS DE CABLES.

El conductor de una línea de transmisión se comporta, mecánicamente hablando, como un elemento sometido a tensión y sostenido en sus dos extremos. Si suponemos que el peso del conductor es uniforme a lo largo de toda su longitud, éste formará una catenaria como se muestra en la figura III.1

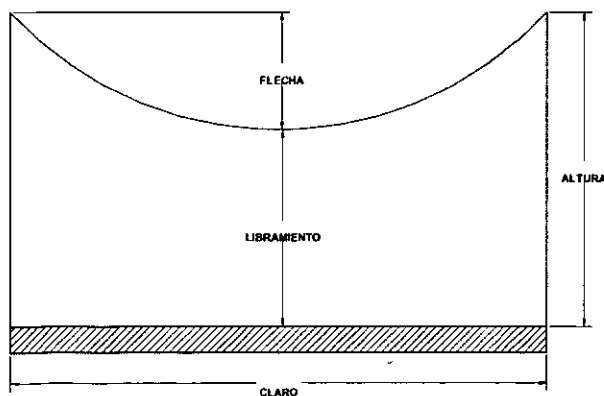


FIGURA III.1 COMPORTAMIENTO DE UN CABLE

Los parámetros básicos de un tramo de línea se indican en dicha figura. En orden de importancia, el primer parámetro por determinar es el libramiento, que se fija generalmente por las normas existentes. Las tres dimensiones restantes claro, flecha y altura, se determinan por consideraciones

económicas sobre el calibre y material óptimos del conductor, por las condiciones máximas de carga y por las estructuras.

Los conductores que se utilizan en las líneas de transmisión son cables heterogéneos de aluminio-acero, y los cables de protección (hilos de guarda) son de acero, es decir, homogéneos. El cálculo mecánico de unos y otros es el mismo, pero el de los heterogéneos hay que hacerlo en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación, correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio y el acero. Estos valores del módulo de elasticidad y el coeficiente de dilatación son datos que proporciona el fabricante.

Los conductores y los hilos de guarda de las líneas de transmisión aéreas están sometidos a la influencia de las variaciones de la temperatura ambiente, a la acción del viento y a la acción de los manguitos (espesores) de hielo. Estas magnitudes de origen climatológico actúan sobre los cables modificando la tensión mecánica que se dio a los mismos cuando se hizo su tendido.

Las variaciones de la temperatura alteran la longitud del cable, haciéndolo mayor o menor, es decir, produciendo un alargamiento o acortamiento. Si la temperatura aumenta, la longitud del cable será mayor, la flecha también y simultáneamente disminuirá la tensión mecánica. Por el contrario, si baja la temperatura, la longitud del cable será menor, la flecha disminuirá y aumentará la tensión mecánica.

El viento actúa como si se tratase de una sobrecarga, ya que al sumarse geoméricamente con el peso propio del cable, hace que el efecto sea el de un aumento aparente del dicho peso. Un manguito (espesor) de hielo supone otra sobrecarga, de acción vertical, que se suma aritméticamente al peso propio del cable.

De lo expuesto anteriormente se puede deducir que es necesario tener en cuenta en el diseño de la línea las variaciones de temperatura y las sobrecargas que puedan presentarse, para que en todo momento se cumplan las disposiciones reglamentarias.

III.3 FLECHAS Y TENSIONES MECÁNICAS DE LOS CABLES.

El cálculo de flechas y tensiones mecánicas en los cables de una línea de transmisión es fundamental por varias razones:

- Para localizar las estructuras de soporte de manera que se cumplan las distancias de aislamiento en todas las condiciones ambientales previstas para el proyecto.
- Para calcular las cargas mecánicas que transmitirán los cables a las estructuras de soporte.
- Para definir las flechas correspondientes al tendido inicial.
- Para limitar los daños por fatiga en los cables debidos a la vibración eólica.
- Para limitar las tensiones máximas bajo requerimientos extremos con el propósito de evitar daños mecánicos en los cables.

Al desarrollar las condiciones ambientales para las que deben calcularse las flechas y tensiones en los cables de líneas de transmisión, se observa que hay dos condiciones normalizadas extremas en las que se debe realizar el cálculo:

1. Condición para la cual se presenta la mayor flecha (Curva de Flechas Máximas Verticales), es decir, cuando más holgado está el cable. En esta condición se tiene la menor tensión mecánica en el cable y por consiguiente el máximo coeficiente de seguridad. En los cables conductores, esta flecha máxima se presenta sólo por el efecto de alta temperatura sin sobrecarga, ya sea de viento o de hielo. En México, las regiones con mayor temperatura registran arriba de los 40 °C en ciertas temporadas del año, de tal forma que en cualquier proyecto de líneas de transmisión la temperatura máxima será de 50 °C por seguridad durante la operación de la línea. En esta condición no hay sobrecarga de viento y mucho menos de hielo.
2. Condición más desfavorable. Esta se refiere principalmente a la condición de carga para la cual se presenta el menor coeficiente de seguridad; esto significa que con un coeficiente mínimo, la tensión en el cable será la máxima debido a la contracción que sufre el mismo, de modo que se debe tener especial cuidado al estudiar esta condición que no sobrepase el límite de la capacidad de carga de las estructuras

ni del cable mismo. La Curva Fría o Curva de Flechas Mínimas Verticales es de gran importancia en el diseño de una línea de transmisión. Esta curva representa la forma que tendrá el cable cuando se presenten las condiciones más adversas, es decir con temperatura mínima. Un apoyo sometido a un esfuerzo ascendente (jalón de hielo) tiende a ser arrancado de sus anclajes en el empotramiento. La temperatura a emplear será la de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ sin viento y sin sobrecarga de hielo.

Es recomendable que la tensión mecánica en los conductores se aproxime al 33 % de la tensión de ruptura para la condición de tendido inicial de la línea y al 22 % para la condición normal de trabajo.

La tensión mecánica de los cables de guarda deberá coordinarse con la tensión de los conductores a fin de llenar los requisitos de separación entre ambos y conservar los ángulos de blindaje apropiados en todo el claro.

III.3.1 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO.

Para el cálculo de flechas y tensiones en los cables de las líneas de transmisión se puede suponer que el comportamiento que éstos siguen es parabólico. En la figura III.2 se muestra la curva que adopta un cable entre dos apoyos. La ecuación de cambio de estado surge a partir de un análisis matemático de las cargas que actúan sobre esta catenaria, el cual no es objeto de este estudio.

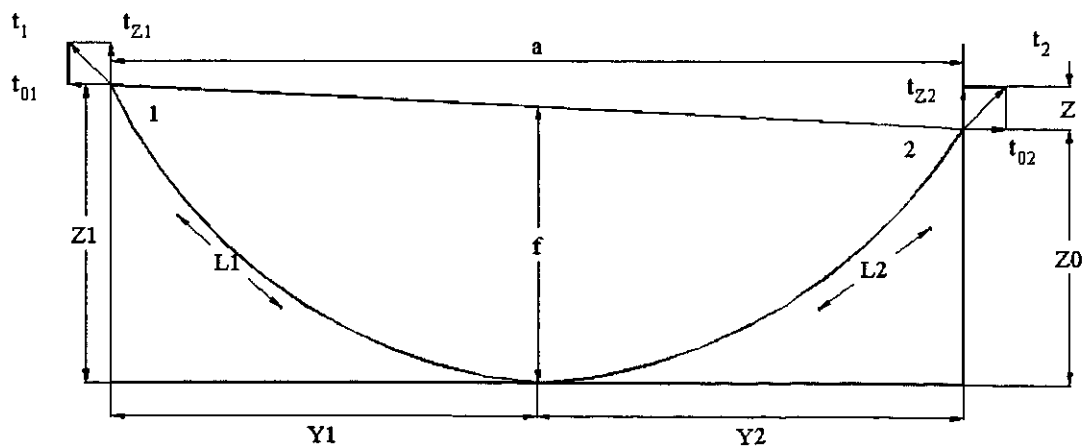


Figura III.2 Curva que adopta un cable entre apoyos de distinto nivel.

La ecuación de cambio de estado está dada por:

$$t_2^2 \left[t_2 + \frac{\omega^2 a^2 m_1^2 E}{24 t_1^2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = \frac{\omega^2 E m_2^2 a^2}{24} \quad \text{.....(1)}$$

donde:

t_1	Esfuerzo en el cable en condiciones iniciales	kg/mm ²
t_2	Esfuerzo en el cable en condiciones finales	kg/mm ²
ω	Peso específico del cable	kg/m-mm ²
m_1	Coefficiente de sobrecarga en el cable en condiciones iniciales	Adimensional
m_2	Coefficiente de sobrecarga en el cable en condiciones finales	Adimensional
a	Claro base	m
θ_1	Temperatura de control inicial	°C
θ_2	Temperatura de control final	°C
α	Coefficiente de dilatación lineal del cable por grado de temperatura	
E	Módulo de elasticidad del cable	kg/mm ²
T_1	Tensión del cable en condiciones iniciales	kg.
T_2	Tensión del cable en condiciones finales	kg.

Las ecuaciones que complementan el cálculo de flechas y tensiones son las siguientes:

Tensión en condiciones iniciales

$$T_1 = \frac{\omega_c a^2}{8 f_1} \quad \text{.....(2)}$$

donde:

T_1	Tensión del cable en condiciones iniciales	kg.
a	Claro base	m
ω_c	Peso del conductor por unidad lineal	kg/m
f_1	Flecha del cable en condiciones iniciales	m

Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales

$$t_1 = \frac{T_1}{A} \quad \text{.....(3)}$$

donde:

t_1	Esfuerzo en el cable en condiciones iniciales	kg/mm ²
T_1	Tensión del cable en condiciones iniciales	kg
A	Área total del conductor	mm ²

Tensión buscada en condiciones finales

$$T_2 = t_2 A \quad \text{.....(4)}$$

T_2	Tensión del cable en condiciones finales	kg.
t_2	Esfuerzo del cable en condiciones finales	kg/mm ²
A	Área total del conductor	mm ²

Flecha máxima del cable (+50 °C)

$$f_{\text{máx}} = \text{Dist. del enganche del cond. al piso} - \text{Libramiento mínimo} - \text{Long. de cadena de suspensión} \quad \text{.....(5)}$$

Flecha del cable en condiciones finales

$$f_2 = \frac{\omega_c a^2}{8T_2} \quad \text{.....(6)}$$

donde:

f_2	Flecha en condiciones finales	m
ω_c	Peso del conductor por unidad lineal	kg/m
a	Claro base	m
T_2	Tensión en condiciones finales	kg

Parámetro

$$P = \frac{T_2}{\omega_c} \quad \text{.....(7)}$$

donde:

P	Parámetro	m
ω_c	Peso del conductor por unidad lineal	kg/m
T_2	Tensión en condiciones finales	kg

Peso específico del cable

$$\omega = \frac{\omega_c}{A} \quad \text{.....(8)}$$

donde:

ω	Peso específico del cable	kg/m-mm ²
A	Área total del conductor	mm ²
ω_c	Peso del conductor por unidad lineal	kg/m

Coefficiente de sobrecarga

Se llama *coeficiente de sobrecarga* de un cable a la relación entre el peso aparente y el peso propio del conductor, esto es:

$$m = \frac{\omega_a}{\omega_c} \quad \text{Adimensional} \quad \text{.....(9)}$$

Las sobrecargas en los cables son debidas a la acción del viento o al peso de un manguito de hielo, o en casos extremos, se considera la sobrecarga simultánea de viento y de hielo. Con la simultaneidad de viento y de hielo, la sobrecarga del manguito de hielo tendrá un doble efecto, ya que el peso de este último se sumará al peso propio del cable, a la vez que aumentará el diámetro de la superficie cilíndrica del cable acometida por el viento.

Las sobrecargas y pesos aparentes en los tres casos considerados son los siguientes:

<u>Sobrecarga</u>	<u>Peso aparente en kg/m</u>	
De viento	$\omega_a = \sqrt{\omega_c^2 + (p\phi)^2}$(10)
De hielo	$\omega_a = \omega_c + 917 \left[\frac{\pi}{4} \phi + 2e_h \right]^2 - A$(11)
De viento y hielo simultáneos	$\omega_a = \sqrt{(\omega_c + \omega_h)^2 + \omega_v^2}$(12)

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

<u>Sobrecarga de</u>	<u>Coefficiente de sobrecarga</u>	
Viento	$m = \frac{\omega_a}{\omega_c} = \frac{\sqrt{\omega_c^2 + \omega_v^2}}{\omega_c}$(13)
Hielo	$m = \frac{\omega_a}{\omega_c} = \frac{\omega_c + \omega_h}{\omega_c}$(14)
Viento y hielo simultáneo	$m = \frac{\omega_a}{\omega_c} = \frac{\sqrt{(\omega_c + \omega_h)^2 + \omega_v^2}}{\omega_c}$(15)

donde:

ω_c	Peso del conductor por unidad lineal	kg/m
ω_v	Peso de la acción horizontal del viento	kg/m
ω_h	Peso del manguito de hielo	kg/m
p	Presión del viento de sección longitudinal del cable	kg/m ²
ϕ	Diámetro del cable	m
e_h	Espesor de hielo	m
A	Área total transversal del conductor	m ²
917	Densidad del hielo	kg/m ³

La ecuación de cambio de estado servirá para determinar el esfuerzo y con ello la tensión y flecha del cable para ciertas condiciones climatológicas actuando sobre éste a partir de otras condiciones que se denominan condiciones iniciales o de partida, denotadas con el subíndice 1. En otras palabras, la ecuación de cambio de estado permite obtener los parámetros a una determinada temperatura (denotadas con el subíndice 2), desde un estado definido por las magnitudes con subíndice 1.

Si en el estado correspondiente a las condiciones del subíndice 2 hubiera sobrecarga de viento o de hielo, m_2 será el coeficiente que se calculó para el caso de viento o de hielo. En caso de que no exista sobrecarga, m_2 valdrá la unidad.

III.3.2 CÁLCULO MECÁNICO DE UN CONDUCTOR ACSR.

A continuación se presenta para mayor claridad del tema, un ejemplo que cubre todos los conceptos tratados.

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR HAWK.

<u>Nomenclatura</u>	<u>Descripción</u>	<u>Valor</u>	<u>Unidades</u>
	Calibre	477	KCM
A	Área total de la sección transversal	281.134	mm ²
ϕ	Diámetro externo total	21.793	mm
T.R.	Tensión de Ruptura	8867.727	kg
ω_c	Peso Aproximado	0.97233	kg/m
E_i	Módulo de elasticidad inicial	5855.99	kg/mm ²
E_f	Módulo de elasticidad final	7648.64	kg/mm ²
α_i	Coefficiente de dilatación lineal inicial	17.53×10^{-6}	1/°C
α_f	Coefficiente de dilatación lineal final	18.82×10^{-6}	1/°C

Los cálculos se van a efectuar de acuerdo a las siguientes condiciones ambientales:

- Temperatura a +50 °C sin viento. Esta condición se refiere a la posición de mayor elongación del cable y por lo tanto es la que rige la posición de las torres en el perfil (condición normalizada).

- Temperatura a +41 °C sin viento. Esta condición se refiere a la temperatura máxima presentada en la zona por donde pasará la línea de transmisión.
- Temperatura a +18.9 °C sin viento. Condición que se refiere a la temperatura ambiente de la zona por donde pasará la línea de transmisión.
- Temperatura a +9.5 °C con viento máximo de 95 km/h. Condición desfavorable a una temperatura promedio y con sobrecarga de viento presentada en la zona por donde pasará la línea de transmisión.
- Temperatura a -10 °C sin viento y sin hielo. Esta condición se refiere a la condición de carga para la cual se presenta el menor coeficiente de seguridad (condición normalizada).
- Temperatura a -7 °C con viento a 25 km/h y con espesor de hielo de 5 mm. Condición que se refiere a la temperatura más baja presentada en la zona por donde pasará la línea de transmisión con sobrecarga de viento y sobrecarga de hielo.

Hipótesis inicial para el cálculo.

Puesto que la tensión es función de la temperatura, la hipótesis de base va a ser a + 50 °C, considerando el 18.5 % de la tensión de ruptura del cable, es decir:

$$\begin{aligned} \text{Si } T.R. = 8867.727\text{kg} & \quad \Rightarrow \quad 18.5 \% \text{ de la } T.R. = 1640.53 \text{ kg} \\ & \quad \quad \quad T_1 = 1640.53 \text{ kg} \end{aligned}$$

El claro base se obtiene despejando a de la ecuación 2

$$a = \sqrt{\frac{8(1640.53\text{kg})(12.30\text{m})}{0.97233\text{kg/m}}} = 407.46\text{m}$$

La flecha máxima a +50 °C está dada por la ecuación 5

$$f_{\text{máx}} = 20.5\text{m} - 6.70\text{m} - 1.5\text{m} = 12.30 \text{ m}$$

El peso específico es (ecuación 8)

$$\omega = \frac{0.97233 \text{ kg/m}}{281.134 \text{ mm}^2} = 3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg/m-mm}^2$$

El esfuerzo en el cable en condiciones iniciales, según la ecuación 3

$$t_1 = \frac{1640.53 \text{ kg}}{281.134 \text{ mm}^2} = 5.8354 \text{ kg/mm}^2$$

Como no hay sobrecarga, m_2 valdrá la unidad.

• **Determinación de las tensiones a +18.9 °C.**

$t_1 = 5.8354 \text{ kg/mm}^2$	}	estado inicial	$t_2 = ?$	}	estado final
$\theta_1 = +50^\circ\text{C}$		$\theta_2 = +18.9^\circ\text{C}$			
$m_1 = 1$			$m_2 = 1$		
$\alpha = 18.82 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$			$T_2 = ?$		
$E_f = 7648.64 \text{ kg/mm}^2$			$f_2 = ?$		

$$t_2^2 \left[t_2 + \frac{\left(3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg/m-mm}^2 \right)^2 \left(7648.64 \text{ kg/mm}^2 \right) (407.46 \text{ m})^2}{24 \left(5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right)^2} \right]$$

$$+ \left(18.82 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C} \right) \left(7648.64 \text{ kg/mm}^2 \right) \left(\theta_2 - 50^\circ\text{C} \right) - 5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right]$$

$$= \frac{\left(3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg/m-mm}^2 \right)^2 \left(7648.64 \text{ kg/mm}^2 \right) (407.46 \text{ m})^2}{24}$$

$$t_2^2 \left[t_2 + 18.5867 \text{ kg/mm}^2 + \left(0.1439474 \text{ kg/mm}^2 \cdot ^\circ\text{C} \right) (18.9^\circ\text{C} - 50^\circ\text{C}) - 5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right] = 632.9124 \text{ kg}^3/\text{mm}^6$$

$$t_2^2 \left[t_2 + 8.274536 \text{ kg/mm}^2 \right] = 632.9124 \text{ kg}^3 / \text{mm}^6$$

El valor del esfuerzo en el cable en condiciones finales es

$$t_2 = 6.536917 \text{ kg/mm}^2$$

Tensión buscada en condiciones finales

$$T_2 = \left(6.536917 \text{ kg/mm}^2 \right) \left(281.134 \text{ mm}^2 \right) = 1837.75 \text{ kg} \quad 20.7\% \text{ de la T.R.}$$

La flecha en condiciones finales está dada por

$$f_2 = \frac{(0.97233 \text{ kg/m}) (407.46 \text{ m})^2}{8(1837.75 \text{ kg})} = 10.98 \text{ m}$$

• **Determinación de las tensiones a +41 °C.**

$t_1 = 5.8354 \text{ kg/mm}^2$	} estado inicial	$t_2 = ?$	} estado final
$\theta_1 = + 50 \text{ }^\circ\text{C}$		$\theta_2 = +41 \text{ }^\circ\text{C}$	
$m_1 = 1$		$m_2 = 1$	
$\alpha = 18.82 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$		$T_2 = ?$	
$E_r = 7648.64 \text{ kg/mm}^2$		$f_2 = ?$	

$$t_2^2 \left[t_2 + 18.5867 \text{ kg/mm}^2 + \left(0.1439474 \text{ kg/mm}^2 \cdot ^\circ\text{C} \right) (41^\circ\text{C} - 50^\circ\text{C}) - 5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right] = 632.9124 \text{ kg}^3 / \text{mm}^6$$

$$t_2^2 \left[t_2 + 11.45577 \text{ kg/mm}^2 \right] = 632.9124 \text{ kg}^3 / \text{mm}^6$$

El valor del esfuerzo en el cable en condiciones finales es

$$t_2 = 6.018311 \text{ kg/mm}^2$$

Tensión buscada en condiciones finales

$$T_2 = \left(6.018311 \text{ kg/mm}^2 \right) \left(281.134 \text{ mm}^2 \right) = 1691.952 \text{ kg} \quad 19.1\% \text{ de la T.R.}$$

La flecha en condiciones finales está dada por

$$f_2 = \frac{(0.97233 \text{ kg/m})(407.46 \text{ m})^2}{8(1691.952 \text{ kg})} = 11.93 \text{ m}$$

• **Determinación de las tensiones a -10 °C.**

$t_1 = 5.8354 \text{ kg/mm}^2$	} estado inicial	$t_2 = ?$	} estado final
$\theta_1 = +50 \text{ }^\circ\text{C}$		$\theta_2 = -10 \text{ }^\circ\text{C}$	
$m_1 = 1$		$m_2 = 1$	
$\alpha = 18.82 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$		$T_2 = ?$	
$E_t = 7648.64 \text{ kg/mm}^2$		$f_2 = ?$	

$$t_2^2 \left[t_2 + 18.5867 \text{ kg/mm}^2 + \left(0.1439474 \text{ kg/mm}^2 \text{ }^\circ\text{C} \right) (-10^\circ\text{C} - 50^\circ\text{C}) - 5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right] = 632.9124 \text{ kg}^3/\text{mm}^6$$

$$t_2^2 \left[t_2 + 4.114456 \text{ kg/mm}^2 \right] = 632.9124 \text{ kg}^3/\text{mm}^6$$

El valor del esfuerzo en el cable en condiciones finales es

$$t_2 = 7.41056 \text{ kg/mm}^2$$

Tensión buscada en condiciones finales

$$T_2 = \left(7.4156 \text{ kg/mm}^2 \right) \left(281.134 \text{ mm}^2 \right) = 2083.36 \text{ kg} \quad 23.49\% \text{ de la T.R.}$$

La flecha en condiciones finales está dada por

$$f_2 = \frac{(0.97233 \text{ kg})(407.46)^2}{8(2083.36)} = 9.68 \text{ m}$$

- **Determinación de las tensiones a -7°C con viento a 25 km/h, presión de viento de 3.011 kg/m^2 y espesor de hielo de $5 \times 10^{-3} \text{ m}$.**

$t_1 = 5.8354 \text{ kg/mm}^2$	} estado inicial	$t_2 = ?$	} estado final
$\theta_1 = + 50^\circ\text{C}$		$\theta_2 = -7^\circ\text{C}$	
$m_1 = 1$		$m_2 = ?$	
$\alpha_1 = 17.53 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$		$T_2 = ?$	
$E_1 = 5855.99 \text{ kg/mm}^2$		$f_2 = ?$	
$e_h = 5 \times 10^{-3} \text{ m}$			

Sobrecarga horizontal de viento más hielo

$$\omega_v = Pv(\phi + 2e_h) \text{ kg/m}$$

$$\omega_v = 3.011 \text{ kg/m}^2 (0.021793 \text{ m} + 2(0.005 \text{ m})) = 0.09573 \text{ kg/m}$$

Sobrecarga vertical de hielo

$$\omega_h = 917 \text{ kg/m}^3 \left(\frac{\pi}{4} \left(0.021793 \text{ m} + 2(5 \times 10^{-3} \text{ m}) \right)^2 - 2.81134 \times 10^{-4} \text{ m}^2 \right) = 0.4701848 \text{ kg/m}$$

El peso aparente está dado por

$$\omega = \sqrt{(0.97233 \text{ kg/m} + 0.4701848 \text{ kg/m})^2 + (0.09573 \text{ kg/m})^2} = 1.446 \text{ kg/m}$$

Coefficiente de sobrecarga de viento y hielo simultáneo

$$m_2 = \frac{1.446}{0.97233} = 1.487$$

Aplicando m_2 a la ecuación de cambio de estado, se tiene:

$$t_2^2 \left[t_2 + \frac{\left(3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg/m} - \text{mm}^2 \right)^2 \left(5855.99 \text{ kg/mm}^2 \right) (407.46 \text{ m})^2}{24 \left(5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right)^2} \right. \\ \left. + \left(17.53 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C} \right) \left(5855.99 \text{ kg/mm}^2 \right) (-7 - 50^\circ \text{C}) - 5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right] \\ = \frac{\left(3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg/m} - \text{mm}^2 \right)^2 \left(5855.99 \text{ kg/mm}^2 \right) (407.46 \text{ m})^2 (1.487)^2}{24} \\ t_2^2 \left[t_2 + 2.54368 \text{ kg/mm}^2 \right] = 1071.4741 \text{ kg}^3 / \text{mm}^6$$

El valor del esfuerzo en el cable en condiciones finales es

$$t_2 = 9.4512928 \text{ kg/mm}^2$$

Tensión buscada en condiciones finales

$$T_2 = \left(9.4512928 \text{ kg/mm}^2 \right) \left(281.134 \text{ mm}^2 \right) = 2657.085 \text{ kg} \quad 29.96\% \text{ de la T.R.}$$

La flecha en condiciones finales está dada por

$$f_2 = \frac{(0.97233 \text{ kg/m})(407.46 \text{ m})^2}{8(2657.08 \text{ kg})} = 7.594 \text{ m}$$

- Determinación de las tensiones a +9.5 °C con viento máximo de 95 km/h y presión de viento de 43.33 kg/m².

$t_1 = 5.8354 \text{ kg/mm}^2$	} estado inicial	$t_2 = ?$	} estado final
$\theta_1 = + 50 \text{ }^\circ\text{C}$		$\theta_2 = +9.5 \text{ }^\circ\text{C}$	
$m_1 = 1$		$m_2 = ?$	
$\alpha_r = 17.53 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$		$T_2 = ?$	
$E_r = 5855.99 \text{ kg/mm}^2$		$f_2 = ?$	

Sobrecarga horizontal de viento

$$\omega_v = 43.33 \text{ kg/m}^2 (0.021793 \text{ m}) = 0.9444 \text{ kg/m}$$

El peso aparente está dado por

$$\omega = \sqrt{(0.97233 \text{ kg/m})^2 + (0.9444 \text{ kg/m})^2} = 1.355476 \text{ kg/m}$$

Coefficiente de sobrecarga de viento

$$m_2 = \frac{1.355476 \text{ kg/m}}{0.97233 \text{ kg/m}} = 1.394$$

Aplicando m_2 a la ecuación de cambio de estado, se tiene:

$$t_2^2 \left[t_2 + \frac{\left(3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg/m} - \text{mm}^2 \right)^2 \left(5855.99 \text{ kg/mm}^2 \right) (407.46 \text{ m})^2}{24 \left(5.8354 \text{ kg/mm}^2 \right)^2} \right]$$

$$+ \left(17.53 \times 10^{-6} 1/^{\circ} C \right) \left(5855.99 \text{ kg} / \text{mm}^2 \right) \left(9.5^{\circ} C - 50^{\circ} C \right) - 5.8354 \text{ kg} / \text{mm}^2 \left. \right]$$

$$= \frac{\left(3.4586 \times 10^{-3} \text{ kg} / \text{m} - \text{mm}^2 \right)^2 \left(5855.99 \text{ kg} / \text{mm}^2 \right) (407.46 \text{ m})^2 (1.394)^2}{24}$$

$$t_2^2 \left[t_2 + 4.237496 \text{ kg} / \text{mm}^2 \right] = 941.64 \text{ kg}^3 / \text{mm}^6$$

El valor del esfuerzo en el cable en condiciones finales es

$$t_2 = 8.5734 \text{ kg} / \text{mm}^2$$

Tensión buscada en condiciones finales

$$T_2 = \left(8.5734 \text{ kg} / \text{mm}^2 \right) \left(281.134 \text{ mm}^2 \right) = 2410.274 \text{ kg} \quad 27.18\% \text{ de la T.R.}$$

La flecha en condiciones finales está dada por

$$f_2 = \frac{(0.97233 \text{ kg} / \text{m})(407.46 \text{ m})^2}{8(2410.274 \text{ kg})} = 8.37 \text{ m}$$

III.3.3 ECUACIÓN GENERAL DE UN CONDUCTOR TENDIDO ENTRE DOS PUNTOS.

La catenaria común es la línea de equilibrio de un hilo pesado homogéneo, totalmente flexible, suspendido entre dos puntos.

La ecuación de la catenaria de un cable tendido entre dos puntos (ver figura III.3) está dada por:

Para cada estado de condiciones de un cable (temperatura y sobrecarga) se tendrá su correspondiente catenaria. Las condiciones que interesan de modo muy especial son las curvas características de un cable y son las siguientes:

- De flechas máximas verticales.
- De flechas mínimas verticales.

La catenaria de flechas máximas y/o de flechas mínimas verticales de un cable, correspondiente a los distintos claros que pueda haber en una línea de transmisión, es la curvatura que tomará aquél cuando se presenten las condiciones de temperatura en que se produzcan dichas flechas.

- **Catenaria de flechas máximas verticales.**

La flecha que interesa es la que se tiene a una temperatura máxima de +50 °C. Retomando los valores del cálculo de la ecuación de cambio de estado, se tiene:

Hipótesis de cálculo	Peso del conductor	Tensiones		Flecha máxima vertical
	kg/m	kg/mm ²	kg	m
50 °C sin sobrecarga	$\omega = 0.97233$	$t_1 = 5.8354$	$T_1 = 1640.53$	$f_{\text{máx}} = 12.30$

Tabla III.1 Condición del cable a +50 °C

El parámetro P de la expresión 18 valdrá en este caso el de flechas máximas verticales:

$$P = \frac{1640.53 \text{ kg}}{0.97233 \text{ kg/m}} = 1687.215 \text{ m}$$

El cálculo de las flechas máximas verticales para los diferentes claros que puede existir en una línea, se realiza con la ecuación 17, en la que sustituyendo P por su valor queda:

$$f = 1687.215 \left[\cosh \frac{x}{1687.215} - 1 \right]$$

Si se dan valores a la abscisa x (semiclaro), se tendrán los valores de las flechas f , correspondientes a los claros $a=2x$, que se supongan. Uniendo los puntos así determinados, se obtendrá la curva que representa la catenaria máxima. La siguiente tabla muestra los valores de las flechas máximas verticales del cable conductor HAWK para claros comprendidos entre 50 y 500 m de longitud.

Semiclaro (x) m	Claro (a) m	$\cosh \frac{x}{1687.215} - 1$	Flecha máxima m
25	50	1.09778×10^{-4}	0.1852
50	100	4.3914×10^{-4}	0.7409
75	150	9.8815×10^{-4}	1.667
100	200	0.001757	2.964
125	250	0.00274	4.623
150	300	0.003954	6.6712
175	350	0.005383	9.08
200	400	0.007034	11.868
225	450	0.008905	15.025
250	500	0.01099	18.54

Tabla III.2 Cálculo de las flechas máximas verticales.

- **Catenaria de flechas mínimas verticales.**

La flecha que interesa es la que tiene una temperatura mínima de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Retomando los valores del cálculo de la ecuación de cambio de estado, se tiene:

Hipótesis de cálculo	Peso del conductor	Tensiones		Flecha mínima vertical
	kg/m	kg/mm ²	kg	m
$-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ sin sobrecarga	$\omega = 0.97233$	$t = 7.41056$	$T = 2083.36$	$f_{\min} = 9.68$

Tabla III.3 Condición del cable a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$

El parámetro P de la expresión 18 valdrá en este caso el de flechas mínimas verticales:

$$P = \frac{2083.36 \text{ kg}}{0.97233 \text{ kg/m}} = 2142.647 \text{ m}$$

El cálculo de las flechas mínimas verticales para los diferentes claros que puede existir en una línea, se realiza con la ecuación 17, en la que sustituyendo P por su valor queda:

$$f = 2142.647 \left[\cosh \frac{x}{2142.647} - 1 \right]$$

Si se dan valores a la abscisa x (semiclaro), se tendrán los valores de las flechas f, correspondientes a los claros a= 2x, que se supongan. Uniendo los puntos así determinados, se obtendrá la curva que representa la catenaria mínima. La siguiente tabla muestra los valores de las flechas mínimas verticales del cable conductor HAWK para claros comprendidos entre 50 y 500 m de longitud.

Semiclaro (x) m	Claro (a) m	$\cosh \frac{x}{2142.647} - 1$	Flecha máxima m
25	50	0.000068	0.1458
50	100	0.000272	0.5834
75	150	0.000613	1.3127
100	200	0.001089	2.3340
125	250	0.001702	3.6470
150	300	0.002451	5.2527
175	350	0.003337	7.15
200	400	0.00436	9.341
225	450	0.005518	11.82
250	500	0.006815	14.6

Tabla III.4 Cálculo de las flechas mínimas verticales.

La plantilla es un instrumento que utiliza el ingeniero proyectista para localizar las estructuras en el levantamiento topográfico de la línea de transmisión. En la figura III.4 se puede observar que la plantilla está formada por una serie de curvas que obedecen a la ecuación de la catenaria. Las curvas de la parte inferior de la figura son una serie de paralelas calculadas considerando la tensión mecánica a 50 °C del cable, donde la primera se usa para ubicar los apoyos de las estructuras, la segunda representa el libramiento mínimo de

seguridad que debe respetarse, la tercera indica la altura del conductor más bajo y la cuarta curva, la de la parte superior, representa el comportamiento del cable bajo la tensión mecánica que se tendrá durante las condiciones más críticas de trabajo y se utiliza en el diseño para comprobar que no se presente el fenómeno de levantamiento en alguna estructura.

Con las curvas obtenidas como se explicó anteriormente, se procede a localizar las estructuras en los planos de perfil topográfico de la trayectoria de la línea de transmisión.

La tabla III.5 muestra los resultados de flechas y tensiones después de haber realizado la localización de las estructuras, esto permite analizar en las secciones a través de la línea las tensiones impuestas al cable conductor, para determinar si son adecuadas y caen dentro de los límites seguros de operación.

Sección De est. # a est. #	Claro regla (m)	Temperatura a -10 °C			Temperatura a +50 °C		
		Flecha mínima (m)	Tensión (kg)	% de la T.R.	Flecha máxima (m)	Tensión (kg)	% de la T.R.
Sección 1 De # Marco S.E. a # 1	67.87	0.27	2073.56	23.38	0.34	1646.65	18.57
Sección 2 De # 1 a # 2	230.00	3.09	2080.76	23.46	3.92	1640.19	18.50
Sección 3 De # 2 a # 3	409.49	9.79	2081.75	23.48	12.44	1638.29	18.48
Sección 4 De # 3 a # 4	79.57	0.37	2079.80	23.45	0.47	1637.29	18.46
Sección 5 De # 4 a # 5	97.92	0.56	2081.03	23.47	0.71	1641.38	18.51
Sección 6 De # 5 a # 6	92.02	0.49	2100.35	23.69	0.63	1633.61	18.42
Sección 7 De # 6 a # 11	376.13	8.26	2081.71	23.48	10.50	1637.61	18.47
Sección 8 De # 11 a est. 1YR1	100.00	0.58	2095.54	23.63	0.74	1642.45	18.52
Sección 9 De # 11 a est. IR	68.97	0.27	2141.31	24.15	0.35	1651.87	18.63

Tabla III.5 Resultados de flechas y tensiones.

Los renglones sombreados indican flechas que sobrepasan los porcentajes de tensión requeridos, lo cual conduce a recalcular las flechas y las tensiones para esas secciones, partiendo de que se requieren tensiones de 200 kg a una temperatura de 50 °C, esto ocasiona que las flechas aumenten.

Considerando ahora las tensiones de 200 kg a 50 °C (tabla III.6) para realizar el cálculo de las flechas, se tiene:

Sección	Tensión a + 50 °C (kg)	Tensión a -10 °C (kg)
Sección 1 De # Marco S.E. a # 1	200	250.296
Sección 4 De # 3 a # 4	200	220.80
Sección 5 De # 4 a # 5	200	213.071
Sección 6 De # 5 a # 6	200	214.98
Sección 8 De # 11 a est. 1YRI	200	212.484
Sección 9 De # 11 a est. IR	200	229.135

Tabla III.6 Tensiones propuestas.

Los resultados que se muestran en la tabla III.7, son los resultados finales del proyecto. Se puede observar que en las secciones en donde se sobrepasaban las limitaciones, es evidente que al reducir la tensión, ocasiona que las flechas aumenten, con esto los esfuerzos en las estructuras se reducen, esta es la principal razón por la que se deben de reducir las tensiones en los cables, ya que los esfuerzos en las estructuras son muy grandes y esto podría causar el fenómeno de levantamiento en alguna estructura.

Sección De est. # A est. #	Claro regla (m)	Temperatura a -10 °C			Temperatura a +50 °C		
		Flecha mínima (m)	Tensión (kg)	% de la T.R.	Flecha máxima (m)	Tensión (kg)	% de la T.R.
Sección 1 De # Marco S.E. a # 1	67.87	2.435	229.92	2.6	2.8	200	2.26
Sección 2 De # 1 a # 2	230.00	3.09	2080.76	23.46	3.92	1640.19	18.5
Sección 3 De # 2 a # 3	409.49	9.79	2081.75	23.48	12.44	1638.29	18.48
Sección 4 De # 3 a # 4	79.57	3.49	220.49	2.49	3.86	200	2.26
Sección 5 De # 4 a # 5	97.92	5.59	208.48	2.35	5.85	200	2.26
Sección 6 De # 5 a # 6	92.02	4.8	214.41	2.42	5.17	200	2.26
Sección 7 De # 6 a # 11	376.13	8.26	2081.71	23.48	10.49	1637.61	18.47
Sección 8 De # 11 a est. 1YRI	100.00	5.75	211.38	2.38	6.11	200	2.26
Sección 9 De # 11 a est. IR	68.97	2.53	228.52	2.58	2.89	200	2.26

Tabla III.7 Resultados de flechas y tensiones finales del proyecto.

Al final de este trabajo se muestra el perfil del diseño de la línea terminado; así como una tabla comparando los resultados del proyecto calculados en este capítulo contra los obtenidos con el software de diseño PLS-CADD

Con la información resultante se procede al llenado de las hojas de distribución de estructuras, las cuales forman un documento de consulta rápida tanto para el ingeniero proyectista como para el constructor. En estas hojas se debe indicar cada una de las estructuras que componen la línea con sus respectivos claros (vertical y horizontal), así como su nivel y localización en kilómetros a partir del punto de salida.

Por último si el terreno no presenta problemas de deslave, se procede a hacer el perfil en cruz. El desarrollo de los perfiles en cruz se refiere a los planos topográficos que muestran la forma del terreno en el punto donde será instalada cada estructura para determinar sus correspondientes extensiones de las patas en caso de estar desnivelado el terreno.

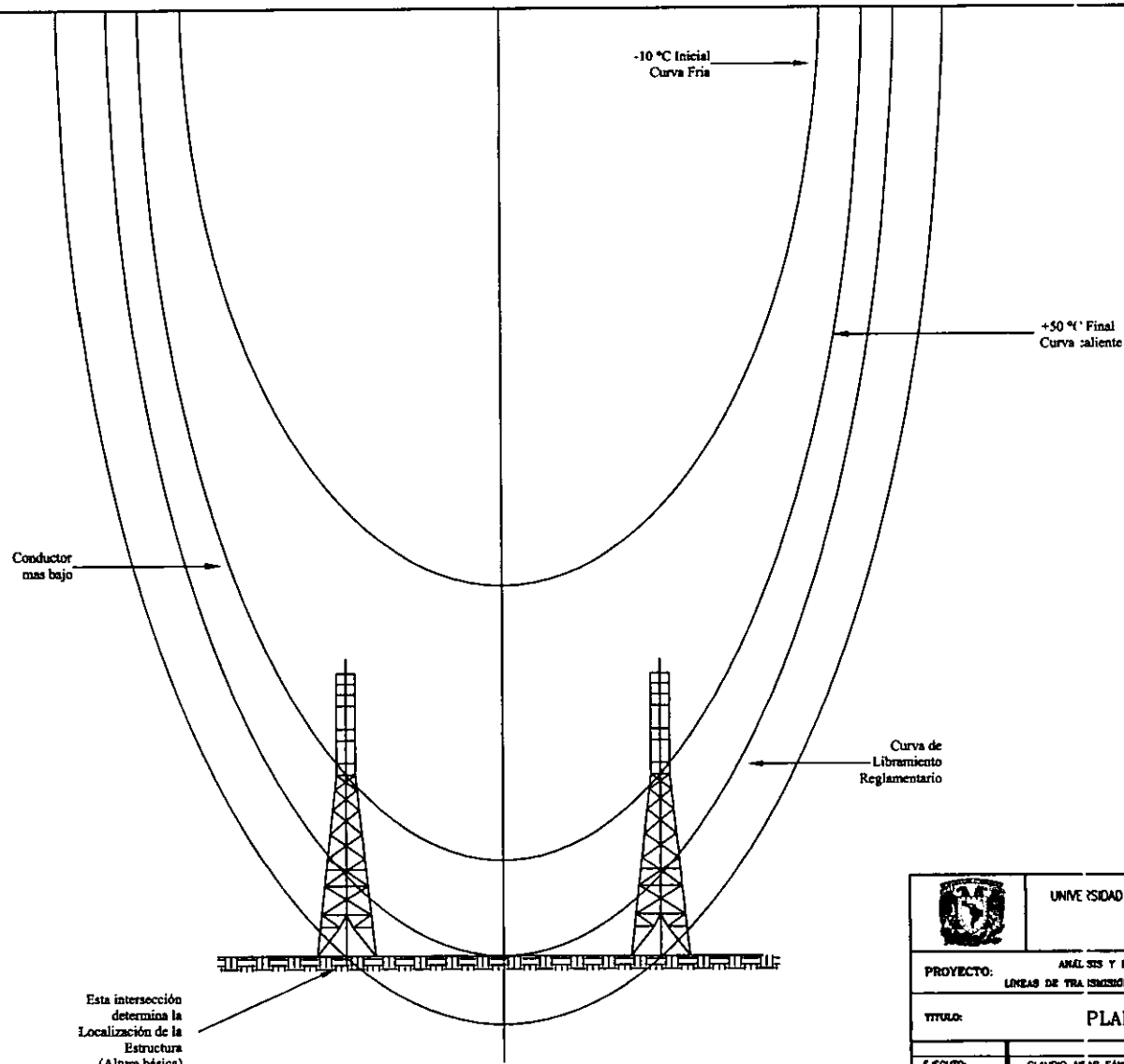


FIGURA III.4
CURVAS CONSIDERADAS
EN LA LOCALIZACIÓN DE
ESTRUCTURAS.

		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	
		CAMPUS AERÓN	
PROYECTO:		ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL PROGRAMA PLS-CADD	
TÍTULO:		PLANTILLA	
		NOMBRE	
EJECUTO:	CLAUDIO ARIAS SANCHEZ	FECHA:	
REVISÓ:		NOV/87	
VERIFICÓ:		NOV/87	
VALIDÓ:		NOV/87	
FIGURA:	III.4	ESCALA	ACOT:
		S/E	S/A
			HOJA:
			1 DE 1

NO.	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ	FECHA
	CAMBIO				

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PLS - CADD.

IV.1 GENERALIDADES.

El paquete PLS-CADD (Power Line Systems Computer Aided Design and Drafting) es uno de los más confiables y poderosos paquetes en ambiente WINDOWS para el análisis y diseño de líneas de transmisión. Integra dentro de un programa todos los datos y algoritmos necesarios para el diseño de una línea de transmisión. El programa soporta un proceso de diseño completo, desde la selección de la trayectoria, hasta la creación de documentos, dibujos y planos de la misma.

El PLS-CADD tiene integrados algunos de los programas desarrollados en años anteriores por Power Line Systems. Estos programas manejan diversas tareas tales como: diseño de la Línea, diseño estructural de torres de transmisión, cálculos de flechas y tensiones, claros óptimos entre estructuras, entre otros.

El PLS-CADD no es solamente una invaluable herramienta para el diseño de una nueva línea, también es una poderosa herramienta para la valoración de líneas existentes. La capacidad provista por el PLS-CADD incrementa de manera notable la productividad de todos los profesionales involucrados con el diseño de una línea de transmisión; además, permite diseñar rápidamente para evaluar diferentes alternativas.

Para utilizar el paquete de diseño de líneas de transmisión PLS-CADD se requiere de una gran cantidad de datos de las condiciones reales existentes en México. Además de la captura de los datos topográficos, se requieren los libramientos o distancias recomendadas por CFE para los obstáculos de la trayectoria, datos de las estructuras normalizadas por CFE con desglose de sus materiales y costos, parámetros de los conductores, condiciones ambientales y criterios de diseño de la línea, y en general prácticas o políticas utilizadas por CFE que deben ser proporcionadas de alguna forma para que sean tomadas en cuenta por el programa, ya sea para el diseño automático o interactivo de la línea. La figura IV.1 muestra un diagrama donde se muestra el paquete de diseño PLS-CADD como una caja negra, en donde se ilustran los datos de entrada y datos de salida.

En forma resumida, el diseño de una línea de transmisión utilizando el PLS-CADD se compone de lo siguiente:

- **Preparación de los datos del terreno.** La captura de datos del terreno se realiza a partir de los planos de perfil y planta utilizando AUTOCAD y una tarjeta digitalizadora; esto, por supuesto, lleva una serie de reglas para la captura de los datos para que puedan ser interpretados debidamente por el PLS-CADD, para posteriormente convertir el archivo de AUTOCAD (formato DXF) a archivo PLS-CADD (formato PFL). Actualmente, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) desarrolló un programa en el cual hace compatible el archivo proveniente de AUTOCAD, con el formato manejado por el PLS-CADD.

Dentro del archivo del PLS-CADD, se pone un interés especial en los obstáculos (como son árboles, carreteras, ríos, etc.), los cuales se les asigna un código especial y las distancias horizontales y verticales que se deben respetar para utilizarlas en la línea de transmisión. Por último se marcan zonas prohibidas en donde no se pueden ubicar estructuras, como son arroyos, carreteras, canales, acueductos, ferrocarriles, etc., así también son marcados los puntos de inflexión de la línea de transmisión junto con los rumbos que llevará ésta.

- **Preparación de datos de cables, estructuras y criterios de diseño.** El PLS-CADD requiere de diversos parámetros específicos de cada conductor e hilo de guarda, por lo que se han cargado éstos parámetros para los principales cables utilizados en México. También se han cargado estructuras basándose en el catálogo de CFE, las cuales pueden ser utilizadas en

cualquier proyecto. Los criterios de diseño incluyen condiciones ambientales de diseño de la región por la que atravesará la línea de transmisión (temperatura, viento y hielo) y condiciones del cable a lo largo de su vida útil (inicial, envejecido y después de carga). Estos constituyen los criterios a los cuales se someterán los diversos cálculos de interés en el diseño de la línea como son flechas y tensiones, localización de estructuras, tamaños de los claros, catenarias, libramientos verticales y horizontales, esfuerzos, entre otros. Todos estos criterios son tomados de la normatividad existente y de las recomendaciones de los diseñadores expertos de la empresa eléctrica.

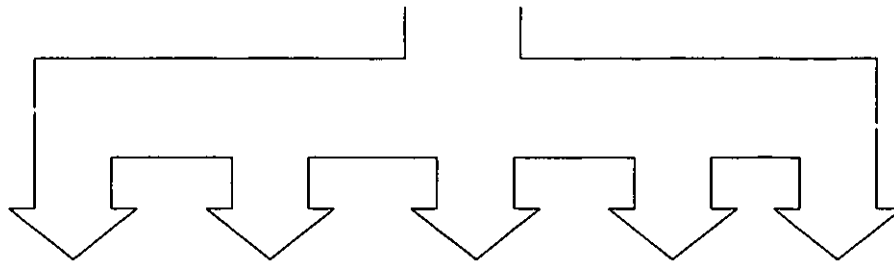
- **Diseño de la Línea.** Una vez cargados los datos anteriores, se procede al diseño de la línea, el cual puede ser llevada a cabo por dos métodos que pueden complementarse uno a otro. El método del Optimizador, que efectúa la localización de estructuras de manera automática y el método de diseño interactivo, por medio del cual el diseñador puede localizar las estructuras de acuerdo a su criterio pero con la ayuda de las herramientas de inserción de estructuras y cable de manera gráfica y las múltiples facilidades de cálculo y verificación disponibles.

El paquete puede generar una gran cantidad de informes técnicos resultado de los cálculos, indicando si es aceptable la línea de transmisión. Resúmenes para el diseñador y/o constructor con la localización de estructuras, tipos y costos, longitudes de cable, tensiones y flechas a diversas temperaturas y condiciones del cable, esfuerzos, etc. Los dibujos pueden graficarse dentro del PLS-CADD en tamaño carta o mayor. Sin embargo, para presentarse en la manera comúnmente utilizada por CFE deben ser transportados a AUTOCAD y agregar cierta información normalmente utilizada por la empresa eléctrica.

Los requerimientos mínimos necesarios para poder utilizar el PLS-CADD de forma confiable son contar con una PC con una memoria mayor o igual a 32 Mbytes, espacio en disco duro de 30 Mbytes y 20 Mbytes libres en disco, monitor de 17" para mejor visualización gráfica, WINDOWS 95 o NT; un sistema CAD (puede ser el paquete AUTOCAD versión 13 o 14); una tarjeta digitalizadora de preferencia con un área efectiva igual al tamaño de la hoja de datos originales. El sistema CAD se utiliza siempre y cuando el levantamiento topográfico se va a realizar con este sistema.

LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO

(DIGITALIZACIÓN)



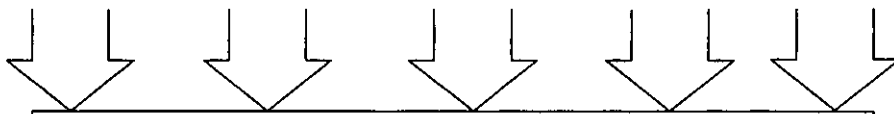
DATOS DE TERRENO

CONDICIONES AMBIENTALES

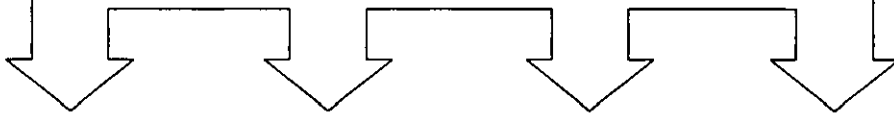
ESTRUCTURAS

CONDUCTORES

CRITERIOS DE DISEÑO



PLS - CADD

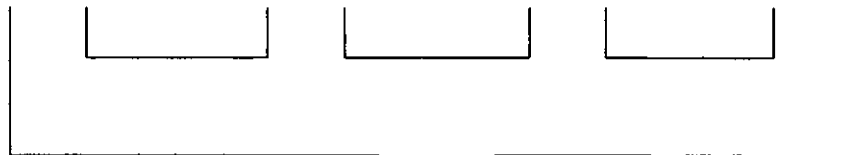


REPORTE DE DISEÑO

REPORTE DE COSTOS

LISTA DE MATERIALES

PLANOS



LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

CAMPUS ARAGÓN

PROYECTO: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL PROGRAMA PLS-CADD

TÍTULO: FLUJOGRAMA DE DISEÑO UTILIZANDO EL PLS-CADD

EJECUTO: CLAUDIO AIBAR SÁNCHEZ NOMBRE: FECHA:

FIGURA : IV.1 ESCALA SIN ACOTACIONES EN m HOJA: 1 de 1

IV.2 DATOS DEL TERRENO.

La captura de datos del terreno a partir de los planos de Perfil y Planta se va a realizar por medio de AUTOCAD siguiendo una clasificación para ser tomados en cuenta por el PLS-CADD con el objeto de verificar sus libramientos con las líneas de transmisión y la localización de estructuras en el diseño de la Línea.

IV.2.1 OBSTÁCULOS Y ACCIDENTES DEL TERRENO.

Los diferentes tipos de obstáculos o accidentes que interfieren en el perfil del terreno se clasifican de la siguiente manera:

1. Aquellos que se consideran como puntos en el centro del perfil de la línea, ya que atraviesan el derecho de vía. Por ejemplo: brechas, cercas, líneas de transmisión y Distribución, etc.
2. Aquellos que se consideran como un segmento en el centro del perfil de la línea y que por lo tanto tienen cierta longitud. Por ejemplo: carreteras (pavimentadas, panamericanas, federales), caminos de terracería, bancos de material, bordos, zonas prohibidas, etc.
3. Aquellos que se consideran como un segmento en el centro del perfil de la línea, que tienen cierta longitud y que por lo general se encuentran en los siguientes grupos:
 - Zonas de cultivo.
 - Montes con determinada altura.
 - Agostaderos.
 - Cercas de árboles.

En algunos casos se pueden presentar accidentes cuya altura es necesario tomar en cuenta para poder realizar un diseño óptimo y confiable. Por ejemplo, en líneas de transmisión y distribución; para estos casos se debe considerar el punto definido en el perfil del terreno y la altura que tiene dicho accidente. En la figura IV.2 se observa la manera en que queda el levantamiento topográfico con algunos de los obstáculos y accidentes de la línea de transmisión.

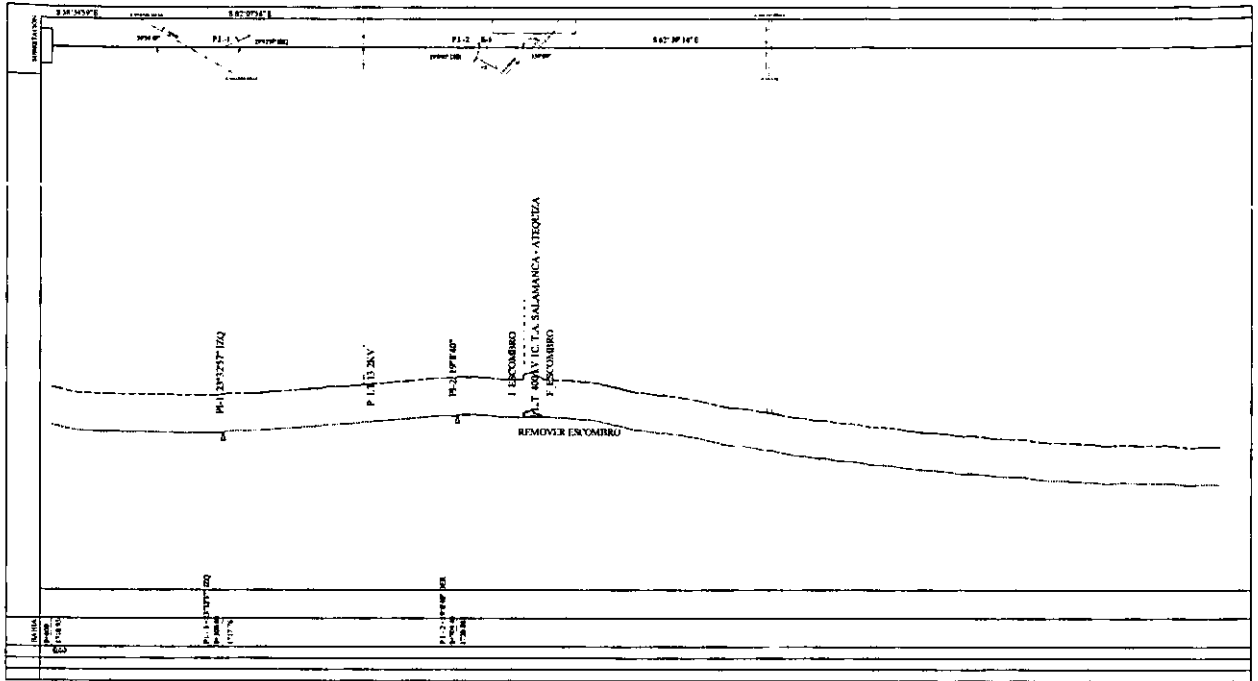


Figura IV.2 Levantamiento Topográfico.

IV.2.2 EDICIÓN DEL ARCHIVO PFL.

El formato profile (pfl) es un archivo de tipo ASCII. Al tener acceso al archivo va a permitir consultar o modificar datos, así como agregar letreros para que aparezcan en las vistas de perfil, planta o ambas.

Es importante indicar el primer punto de la Línea y la orientación (referida al este), tomando los datos exactos del dibujo original del perfil. Posteriormente se agregan los puntos de inflexión, indicando la estación, elevación y el ángulo (+ derecho y – izquierdo). En la figura IV.3 se muestran algunos puntos editados, en donde en la columna de ángulo del archivo debe aparecer el ángulo de inflexión y en el renglón de planta, escribir la orientación que sigue la Línea.

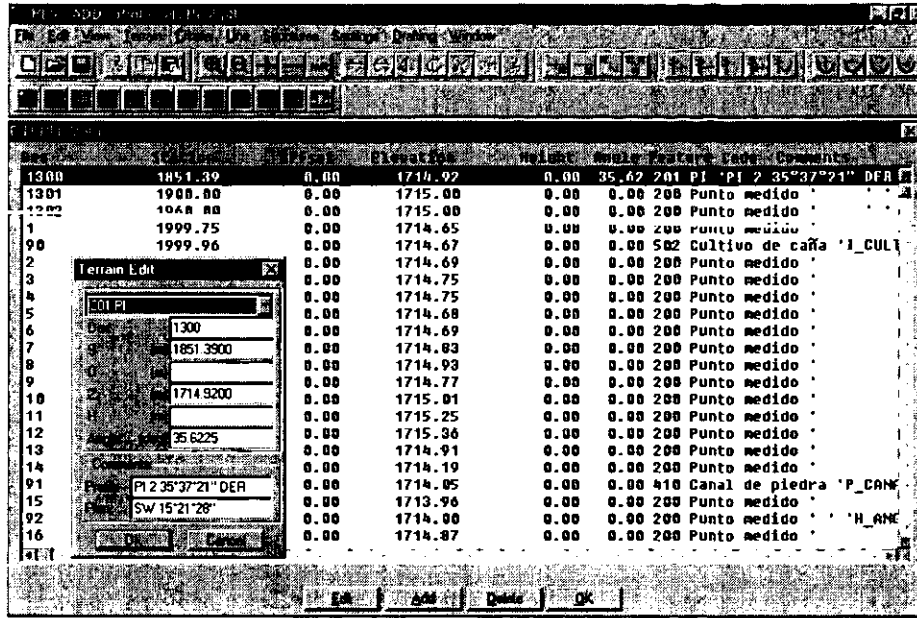


Figura IV.3 Edición de Puntos.

IV.2.3 CÓDIGOS Y LIBRAMIENTOS.

El archivo de códigos y libramientos se carga con los datos disponibles de CFE; para distancias horizontales y verticales entre obstáculos y líneas de transmisión para tensiones de 115, 230 y 400 kV. Para mayor referencia véase figura IV.4.

Feat. Code	Feature Description	Prof Symbol	Plan Symbol	Attach To Ground	Aerial Obstacle	Point is on Ground	Req Vert Clear (m)	Req Horiz Clear (m)	Req Vert Clear
1	200 Punto medido	Point (.)	Point (.)	N	N	Y	6.5998	0	8.249'
2	201 Esquina	Point (.)	Point (.)	N	N	Y	6.5998	0	8.249'
3	202 Estacion	Circle	Circle	N	N	Y	6.6	0	8.2
4	203 Mojonera	large circle	large circle	N	N	Y	6.6	0	8.2
5	204 Angulo	Point (.)	Point (.)	N	N	Y	6.6	0	8.2
6	210 Limite propiedad	Point (.)	Point (.)	N	N	Y	6.5998	0	8.249'
7	211 Alambre de puas	Diag cross (X)	Diag cross (X)	Y	N	Y	5.0999	0	6.749'
8	212 Cerca	Diag cross (X)	Diag cross (X)	Y	N	Y	5.0999	0	6.749'
9	213 Pared	Diag cross (X)	Diag cross (X)	Y	N	Y	4.5997	0	6.749'
10	214 Cerca alineada	Diag cross (X)	Diag cross (X)	Y	N	Y	4.5997	0	6.749'
11	215 Lindero	Diag cross (X)	Diag cross (X)	Y	N	Y	6.5998	0	8.249'
12	216 Cerca de arboles	3 circles+cross	3 circles+cross	Y	N	Y	6.5998	0	8.249'
13	217 Cerca saquey	Diag cross (X)	Diag cross (X)	Y	N	Y	5.0999	0	6.749'

Figura IV.4 Códigos y libramientos.

Durante el proceso del diseño de la línea de transmisión, éstas distancias se verifican por el programa automáticamente. Este archivo de libramientos se puede ir actualizando y mejorando según la opinión de los especialistas de CFE.

Cuando se inicia un proyecto se le tiene que indicar al PLS-CADD un archivo que tenga los códigos. Es conveniente cargar un archivo de códigos que haya sido empleado en un proyecto similar. Si un proyecto indica algún código desconocido, se revisa si se trata de algún error o en caso de que sea efectivamente un código nuevo, es necesario indicarle todas sus libranzas y demás datos requeridos.

IV.2.4 RESTRICCIONES.

Las restricciones a las que está sujeta la localización de estructuras o la localización forzada o específica de una determinada estructura son: zona prohibida, zona de alto costo y estructura o posición requerida. La figura IV.5 muestra la edición de las zonas prohibidas y de posiciones requeridas.

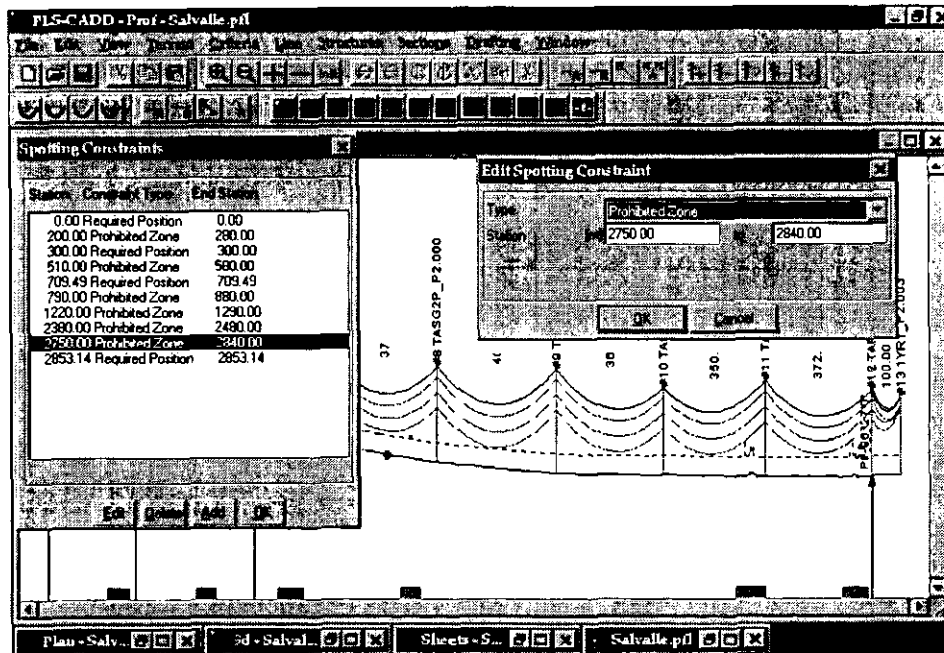


Figura IV.5 Zonas Prohibidas.

Se puede especificar en el perfil del terreno una zona prohibida para indicarle al programa de localización automática que no puede localizar estructuras dentro de la misma. Esto es aplicable para carreteras, presas, pantanos, etc. La longitud de la zona prohibida se define proporcionando las distancias al origen de los puntos de inicio y fin de la zona.

En las zonas de alto costo, el costo de la zona será sumado a cada estructura localizada en este tipo de zona. Para los sitios donde se localice de manera obligatoria una estructura determinada, se debe de indicar la estación donde deberá quedar la estructura requerida, tal es el caso de un punto de inflexión (PI) de la línea de transmisión.

IV.3 CONDUCTORES Y ESTRUCTURAS.

El programa requiere de parámetros específicos tanto del cable conductor como del hilo de guarda. Por lo regular, se cargan éstos parámetros para los principales cables utilizados en México y posteriormente se utilizan para la mayoría de los proyectos, por lo que no se requieren cargar para cada proyecto, sino únicamente indicar el cable apropiado o en su defecto cargar los que no se tengan disponibles.

En el caso de las estructuras se editan archivos cargados por familias de estructuras tomados del catálogo de Torres de 400 kV, 230 kV y 115 kV, emitido por CFE. Los datos de las estructuras incluyen datos mecánicos (dimensiones y esfuerzos), así como ubicación de los conductores e hilos de guarda. También se tiene capacidad para listas de materiales y costos con desglose de subensambles. Las figuras IV.6 y IV.7 muestran los datos para dar de alta tanto a los estructuras como a las cables respectivamente.

IV.4 CRITERIOS DE DISEÑO.

Para el diseño de una línea de transmisión se deben de tomar en cuenta diversas combinaciones de condiciones ambientales y del estado del cable. Éstos criterios son utilizados para someter el diseño al análisis y aprobación de la línea de transmisión. Las condiciones ambientales utilizadas para un proyecto en particular son definidas como se muestra en la figura IV.8, donde deben de cubrirse las condiciones mínimas requeridas por las políticas de diseño de CFE en el territorio nacional.

Las condiciones ambientales pueden variar de acuerdo a la región por donde pasa la línea de transmisión, dando como resultado que se pueden tener varias condiciones en una misma línea de transmisión dependiendo de la longitud de la misma.

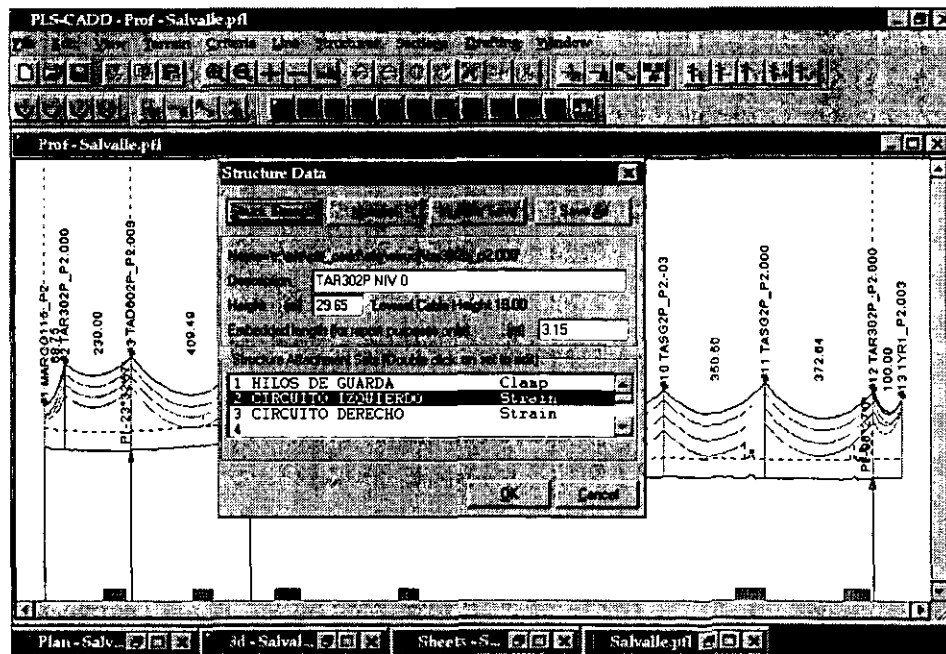


Figura IV.6 Edición de Estructuras.

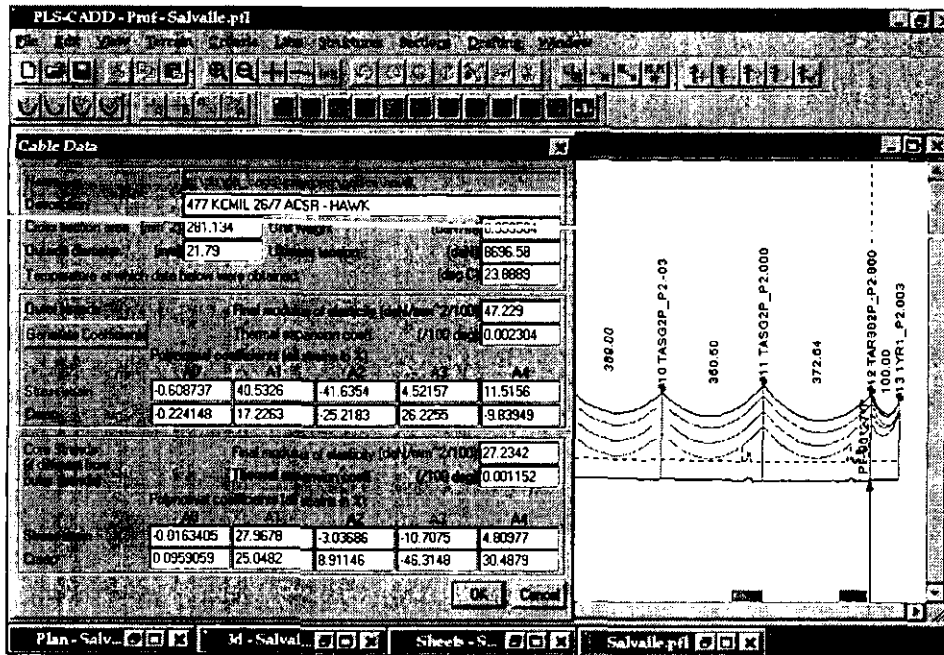


Figura IV.7 Edición de Cables.

La condición de un cable después de instalado en una línea de transmisión, se denomina condición inicial (I). Debido a que queda sujeto a una tensión constante, el cable se va deformando con el tiempo; si se considera que el cable queda sujeto a una tensión constante y a una cierta temperatura durante un periodo de diez años, la condición del cable después de ese tiempo se denomina final después de envejecimiento y se denota con la letra C (de Creep en inglés). Si el cable es sometido a una tensión permanente bajo una condición ambiental severa, su estado después de someterse a ésta, se denomina final después de carga y se denota con la letra L (de Load en inglés).

A continuación se indican los criterios de diseño a que puede someterse el diseño de una línea de transmisión en el PLS-CADD. Los criterios pueden editarse en forma separada y puede solicitarse un informe de los mismos ya sea en forma separada o un resumen de todos. En el capítulo V Se muestra un informe completo de los criterios de diseño de la línea de transmisión SALAMANCA II ENTQ, SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO.

- **Tensión del cable.** Se indican las condiciones ambientales más críticas, condiciones del cable (I,C,L), y porcentaje de la tensión última de ruptura del cable en todos los casos.
- **Flechado Automático.** Se indica la condición ambiental a 50° y sin viento (condición normalizada), condiciones del cable (I,C,L), y porcentaje de la tensión última de ruptura del cable aplicable a todos los casos.
- **Claros de Peso.** Se indican los casos ambientales de 18° C con viento medio (condición a una temperatura ambiente), a -10°C sin viento (condición normalizada), viento a 25 km/h (condición en la cual se incluye la sobrecarga de viento), y las condiciones del cable (I,C,L).
- **Espaciamiento vertical.** Se indican dos condiciones ambientales; sin viento a 50 °C (condición normalizada) y sin viento a -10 °C (condición normalizada) con las condiciones del cable en C y en I.
- **Espaciamiento horizontal.** Indica sólo una condición ambiental de viento medio a 16 °C (condición a una temperatura promedio) con la condición del cable en C.
- **Espaciamiento entre fases.** Indica dos casos ambientales; sin viento a -10 °C (condición normalizada) y sin viento a 50°C (condición normalizada) con las condiciones del cable en I y en C respectivamente.
- **Balaceo de aisladores.** Se indican tres casos ambientales; sin viento a 18 °C (condición a una temperatura ambiente sin viento), con viento medio, a 16 °C (condición a una temperatura promedio) y viento medio a 18 °C (condición a una temperatura ambiente con viento), con las condiciones del cable de C, L, C respectivamente.
- **Claros de viento y peso.** Son tres los casos ambientales a considerar: sin viento a 50 °C (condición normalizada) con la condición del cable en C; viento medio a 16 °C (condición a una temperatura promedio) con la condición del cable en I; y con viento a 25 km/h (condición en la cual se incluye la sobrecarga de viento) con la condición de L.

IV.5 DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Una vez que se han cargado todos los datos previos para proceder al diseño óptimo de la línea de transmisión, el siguiente paso es determinar el método a utilizar en el diseño de la línea de transmisión, ya que este diseño puede ser de dos maneras:

- El método del optimizador efectúa la localización de estructuras de manera automática. Previo a la utilización de este módulo, se requiere indicarle al PLS-CADD diversos datos como son el tipo de estructuras y sus costos a utilizar en el diseño, el tipo de cable, los puntos de inicio y fin del tramo o línea, claro regla, entre otros. El optimizador proporciona una localización de estructuras en una cierta trayectoria, la cual debe ser revisada y modificada según el buen criterio del diseñador ayudándose con las herramientas interactivas del PLS-CADD.

	Description	Wind Velocity (m/s)	Wind Pressure (Pa)	Ice Thickness (cm)	Ice Density (daN/cm ³)	Ice Load (daN/m)	Temp. (deg C)	Weather Load Factor	WESC Constant (daN/m)	W1 Hel Adj
1	SIN VIENTO, 50 C						50	1		Not U
2	SIN VIENTO, 41 C						41	1		Not U
3	SIN VIENTO, 18.9 C						18.9	1		Not U
4	SIN VIENTO, -10 C						-10	1		Not U
5	VIENTO 25 KPH, -7 C	6.94	29.5243	0.5			-7	1		Not U
6	VIENTO MEDIO 16 C	13.89	118.267				16	1		Not U
7	VIENTO MEDIO 18.9 C	13.89	118.267				18.9	1		Not U
8	VIENTO MAXIMO 9.5 C	26.3308	425				9.5	1		Not U
9	VIENTO MAXIMO 18.9 C	26.3308	425				18.9	1		Not U
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										

Figura IV.8 Condiciones Ambientales.

- El método del diseño interactivo permite al diseñador localizar las estructuras de acuerdo a su criterio, pero con la ayuda de las herramientas del programa y las múltiples facilidades de cálculo y verificación. El diseño interactivo permite al diseñador insertar, borrar o desplazar estructuras, aumentar o bajar tensiones, visualizar catenarias, cambiar el tipo de cable, aumentar o disminuir las distancias entre conductores y la línea de tierra o libramientos de obstáculos, revisar y optimizar las listas de materiales con sus costos, etcétera. Dependiendo de las características de cada línea, el diseñador puede utilizar el optimizador y/o el diseño interactivo en algunas o en todas las secciones de la línea.

	Structure Name	Structure Description	Cost from Parts List	Cost for Optimization	Use for Automatic Spotting	Set for Automatic Spotting	AutoSpot Min. Line Angle (deg)	AutoSpot Max. Line Angle (deg)	Number in Selected Line
1	lbc2_p2.-10	lbc2 NIV-10 (MODIF)	4062.00		N	3		65	0
2	lbr2_p2.-10	lbr2 NIV-10 EXT-2	4062.00		N	3		65	0
3	ldg2_p2	ldg2 (CPE)	4062.00		N	3		65	2
4	lyr1_p2.003	lyr1 NIV+3 EXT+0	1884.00		N	2		30	1
5	2w2_p2.-04	2W2 NIV -4	3056.00		N	3		90	0
6	1rd115_p2	115 IRD	1694.00		N	2		90	0
7	marcol15_p2	MARCO 5.E.	2024.00		N	3			1
8	tad602p_p2.0	TAD602P NIV 0	2672.00	13945.00	Y	3		60	0
9	tad602p_p2.0	TAD602P NIV +3	2867.00	16130.00	Y	3		60	1
10	tad602p_p2.0	TAD602P NIV +6	2672.00	17649.00	Y	3		60	0
11	tar302p_p2.-	TAR302P NIV -3	2867.00		N	3		30	0
12	tar302p_p2.0	TAR302P NIV 0	2867.00	14416.00	Y	3		100	4
13	tasg2p_p2.-0	TASG2P NIV -3	1078.00	8632.00	Y	3		3	1
14	tasg2p_p2.00	TASG2P NIV 0	1078.00	9517.00	Y	3		3	2
15	tasg2p_p2.00	TASG2P NIV +3	1078.00	10380.00	Y	3		3	1

Figura IV.9 Selección de Estructuras.

IV.5.1 USO DEL OPTIMIZADOR.

El optimizador puede utilizarse después de tener todos los datos del terreno y sus restricciones en su correspondiente archivo, así como el haber establecido las condiciones ambientales y criterios de diseño de la Línea y tener los datos de las estructuras y conductores con sus costos en sus correspondientes archivos.

El optimizador proporciona una localización de estructuras en una cierta trayectoria, la cual debe ser revisada y modificada cuando el diseñador así lo considere con las herramientas interactivas del PLS-CADD.

Del directorio de archivo de estructuras disponibles se seleccionan las estructuras factibles para el proyecto; por ejemplo, seleccionar únicamente las aplicables para una línea de 115 kV. De estas estructuras factibles para ser utilizadas se puede hacer una segunda selección y habilitar algunas para ser utilizadas por el optimizador. También se debe de indicar el costo de cada tipo de estructura para la optimización, donde debe de incluirse el costo de partes, el costo de instalación y cimentación (ver figura IV.9). Por último se indica el número correspondiente al juego de conductores (1 para hilos de guarda, 2 para circuito izquierdo y 3 para circuito derecho). Aquí se recomienda usar el cable más cercano al perfil de tierra para el proceso de localización automática de estructuras.

Es recomendable pero no necesario colocar una estructura en el primer punto donde se va a iniciar la localización y otra en el último punto donde se terminará la localización. Lo anterior se realiza en el dibujo del perfil de la trayectoria, el PLS-CADD entonces solicita el tipo de conductor de los que se tengan cargados en las librerías de conductores.

Posteriormente aparece una pantalla (figura IV.10) en donde el diseñador debe proporcionar los siguientes datos adicionales:

- Voltaje kV.
- Flechado automático.
- Conductores por fase.
- Temperatura para flechado.
- Tensión de la flecha.
- Claro regla inicial.
- Claro mínimo permitido.
- Claro máximo permitido.

- Espaciamiento entre estaciones. Para una solución precisa se debe indicar un espaciamiento entre 3 y 15 metros.
- Se debe de indicar la dirección del proceso de optimización: hacia delante, hacia atrás o en ambas direcciones.
- Escoger entre modelo de parábola o catenaria para los cálculos. Se recomienda usar catenaria.
- Opciones. Existen cinco opciones para utilizar el optimizador:
 - Permitir datos de conductor inválidos. Esta opción no es normalmente utilizada, pero puede ser conveniente para comparar la solución del PLS-CADD con soluciones de otros programas, los cuales requieren como datos de entrada valores de la catenaria en lugar de criterios de diseño definidos para una condición ambiental referida.
 - Abortar la localización automática de estructuras si no existe una solución completa.
 - Rangos subóptimos e intervalos de ubicación. Esta opción permite seleccionar rangos subóptimos e intervalos de localización para explorar los efectos de variables en la solución. Esta opción sólo es utilizada como una herramienta de apoyo.
 - Unir solución con líneas existentes. Esta opción permite unir una solución del optimizador con alguna línea existente. Las porciones existentes y los nuevos segmentos van a ser unidos dentro de una simple línea.
 - Sólo localización de estructuras existentes. Si hay una línea existente, se puede utilizar esta opción para forzar la optimización solamente usando la localización de las estructuras existentes.

Cuando comienza el proceso de optimización, aparecen líneas rojas verticales en el perfil; éstas líneas y una barra inferior indican el avance del proceso de localización de estructuras. Cada línea roja indica que el PLS-CADD está probando y cambiando diferentes tipos y alturas de estructuras posibles con todas las combinaciones previas de ubicaciones. Si se obtuvo un diseño válido se emite un resumen del mismo.

El diseño obtenido puede ser modificado por el ingeniero responsable moviendo alguna estructura, cambiando alturas, y eliminando o agregando estructuras. Es importante verificar que con estos movimientos no se violen los criterios de diseño previamente establecidos.

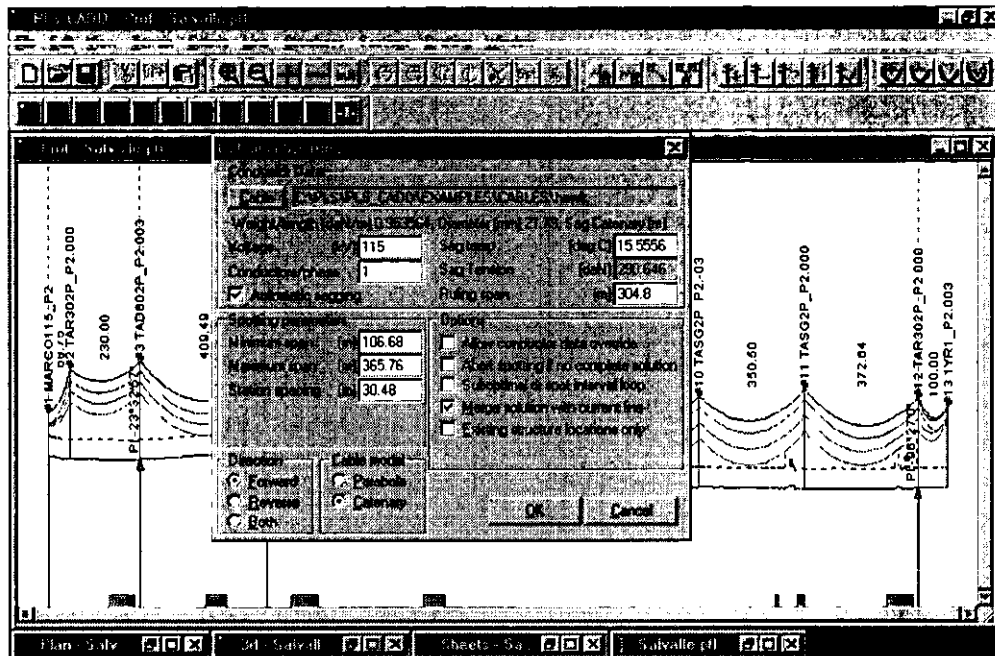


Figura IV.10 Datos para el Optimizador.

Normalmente el ajuste manual siempre es requerido por el diseñador. Se pueden presentar algunos casos en los que solamente partes o secciones de una línea pueden ser sujetas al método de localización automática y el resto se tiene que diseñar interactivamente con las estructuras disponibles.

El programa tiene la capacidad de integrar secciones calculadas con la localización automática y secciones calculadas con la localización manual interactiva. La flexibilidad del programa permite la actualización inmediata de dibujos y reportes por cambios de última hora generados durante la construcción como pueden ser: reubicación de alguna estructura, cruce de obstáculos no considerados con anterioridad, cambio de un punto de inflexión, igualdades, etcétera.

Se considera que el buen criterio del diseñador debe prevalecer para revisar y aceptar el diseño y hacer los ajustes necesarios en tipo y altura de estructuras, reubicación, eliminación, entre otras.

Cabe mencionar que el optimizador sólo coloca o tiende un circuito de la línea con sus tres fases, por lo que después deben ser añadidos el hilo de guarda y los circuitos adicionales por secciones de manera interactiva.

En general, el diseño proporcionado por el optimizador es al menos una buena guía que puede ser aprovechada por el diseñador para poder realizar un trabajo confiable. A continuación se describen los cuatro métodos que utiliza el PLS-CADD para análisis de esfuerzos en las estructuras, en donde los dos primeros métodos son utilizados por el optimizador para la ubicación de las estructuras, esto está hecho a razón de que ambos métodos están provistos para un rápido análisis estructural.

1. **Método básico de claros permitidos:** Este método es el más antiguo y el más común, es usado en la ubicación manual de estructuras. Este método está basado en el concepto más elemental de claros de viento y claros de peso permitidos. El claro de viento en una estructura está dado por el promedio de la longitud de las cuerdas adyacentes a la misma. El claro de peso corresponde a la suma de las distancias de la estructura de soporte a los puntos mas bajos de las catenarias de los cables adyacentes a la misma.
2. **Método de diagramas de interacción de claros permitidos:** Con este método, un diagrama de interacción entre los claros de viento y claros de peso es definido para ciertas combinaciones de condiciones del cable y condiciones ambientales. Con este método pueden diseñarse líneas más económicas que con el método 1, especialmente cuando se utiliza en conjunción con el optimizador. El establecer diagramas de interacción puede ser difícil, a menos que se utilicen programas especializados para el análisis de estructuras.
3. **Método de componentes críticas:** Los métodos 3 y 4 requieren de los diagramas de cargas de las estructuras para un cierto número de condiciones del cable y condiciones ambientales. Con este método, el esfuerzo de la estructura está descrito por matrices de fuerzas, coeficientes de momentos y cargas permitidas, o bien momentos en un número seleccionado de sus componentes. Este método analiza la estructura para cada caso de carga específica y los

componentes de esfuerzos resultantes son comparados con valores permitidos, con este método, el análisis puede ser limitado a unas componentes seleccionadas, llamadas componentes críticas.

4. **Método de análisis estructural:** Este método es usado si se requiere verificar los esfuerzos de alguna estructura con alguno de los programas para el diseño de estructuras. Cuando alguna estructura es seleccionada para análisis, el PLS-CADD determina las cargas de diseño y las manda al programa utilizado para el diseño de estructuras; este programa de diseño analiza la estructura y genera reportes detallados, así como gráficas resumidas, para enviarlas nuevamente al PLS-CADD, este proceso completo es automático y no tarda más que algunos segundos. Este es el mejor método para poder analizar una línea existente, además de ser el más general y el más preciso de los cuatro métodos.

El algoritmo básico que utiliza el optimizador está basado en encontrar una solución para la línea con el costo más bajo, la razón de esto es que el número de combinaciones posibles, analizadas en base a los costos de la línea, son mucho menores a las combinaciones posibles, analizadas para diferentes localizaciones y diferentes tipos de estructuras. El número de combinaciones posibles en base a costos puede ser manejado fácilmente por programas de cómputo actuales, en donde son capaces de realizar millones de operaciones por segundo, a diferencia del otro método (analizadas para diferentes localizaciones y diferentes tipos de estructuras) en donde el número de combinaciones posibles está mucho más allá de la capacidad de las actuales computadoras. Esta es la razón principal por la que el optimizador utiliza como algoritmo de solución el número de combinaciones posibles en base a los costos de la línea.

IV.5.2 DISEÑO INTERACTIVO.

El diseño interactivo es una herramienta básica tanto para afinar el resultado del Optimizador como para proceder en el diseño de algunas Líneas o secciones en donde el criterio o preferencia del diseñador prevalece sobre el obtenido por el programa.

El ajuste manual siempre es requerido por el diseñador. Existen algunos casos en los que solamente algunas secciones de una línea pueden estar sujetas al método de localización automática y el resto se tiene que diseñar interactivamente con las estructuras disponibles.

El paquete tiene la capacidad de integrar secciones calculadas con la localización automática y secciones con la localización manual interactiva. La flexibilidad del programa permite la actualización inmediata de dibujos y reportes por cambios de última hora generados durante la construcción como pueden ser: cambios de puntos de inflexión, igualdades, corrimiento de alguna estructura, entre otros.

IV.5.3 REPORTES GENERADOS.

El PLS-CADD proporciona varios tipos de reportes y dibujos con diversos grados de detalle que van desde resúmenes globales del proyecto, reportes de prueba bajo los criterios seleccionados de condiciones ambientales y de cable, listas de partes y costos, etc. Los reportes se generan en forma automática conforme se hace el diseño de manera que puedan desplegarse inmediatamente para verificar y corregir lo conducente durante el proceso de diseño de la línea.

También se pueden obtener reportes de los criterios de diseño empleados, longitudes de conductores, listas de partes de todas las estructuras de la línea con sus respectivos costos, reportes del terreno, entre otros.

En el Capítulo V se muestran reportes que han sido generados por el PLS-CADD para el diseño de una línea de transmisión en particular.

En general se puede observar que el programa facilita en gran medida el diseño de la localización de estructuras de líneas de transmisión tomando en cuenta todos los parámetros de las líneas y sobre los perfiles reales. Es posible mejorar el diseño, ya que se cuenta con la ventaja de poder manejar más opciones y modificar muchas variables en menor tiempo, a diferencia de los métodos tradicionales que no utilizan la computadora y no presentan esa flexibilidad. Asimismo constituye una ayuda para disminuir los costos de inversión, así como las horas – hombre dedicadas al diseño de una línea de transmisión.

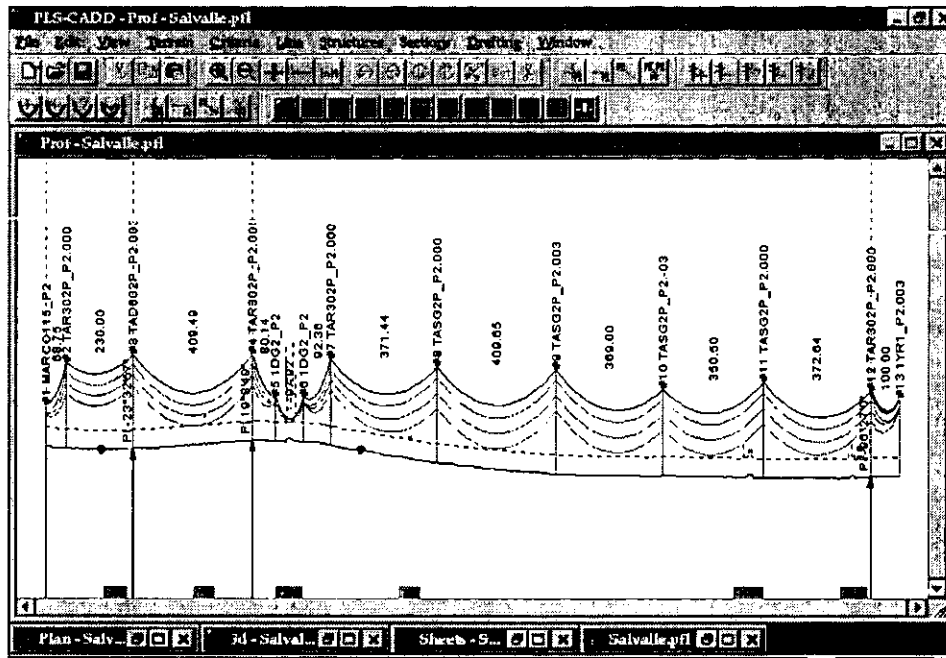


Figura IV.11 Perfil de Proyecto Terminado.

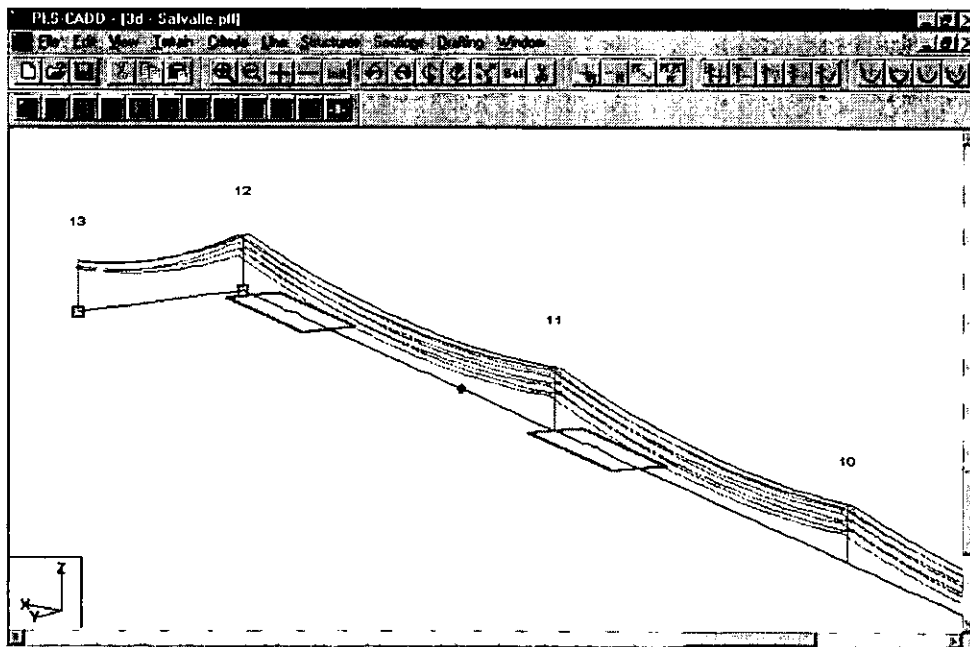


Figura IV.12 Proyecto Terminado.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

CAPITULO V

DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN APLICANDO EL PROGRAMA PLS -CADD.

V.1 INTRODUCCIÓN.

La línea de transmisión en estudio es la denominada "SALAMANCA II ENTRONQUE SALAMANCA SUR – VALLE DE SANTIAGO ubicada en el estado de Guanajuato. El concepto de entronque significa que la línea tendrá como inicio el marco de la S.E. SALAMANCA II en 2 circuitos, y se pretende hacer la apertura de la línea de transmisión SALAMANCA SUR – VALLE DE SANTIAGO, en donde un circuito es llevado a la S.E. SALAMANCA SUR y el otro a la S.E. VALLE DE SANTIAGO. La figura V.1 muestra los detalles donde termina la línea de transmisión en cuestión (detalles del entronque).

Los datos topográficos y obstáculos de la trayectoria de la línea de transmisión SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR – VALLE DE SANTIAGO fueron capturados mediante una tableta digitalizadora y el software Autocad a partir de los planos de perfil y planta que proporcionó CFE. Posteriormente por medio de un programa desarrollado en el IIE se transformaron estos datos al formato PLS-CADD. El perfil topográfico de la línea en estudio se muestra en la figura V.2

V.2 DATOS DE ENTRADA.

Las características particulares de la línea de transmisión SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR – VALLE DE SANTIAGO, se indican a continuación para visualizar claramente los datos que se van a introducir al PLS-CADD y poder realizar el diseño de manera eficiente.

- Tensión de Transmisión..... 115 kV.
- Número de circuitos..... 2
- Cable conductor..... 477 ACSR (HAWK)
- Cable de Guarda o Fibra Óptica en su caso... 7#8 AAS y CGFO (3 km aprox.)
- Conductores por fase..... 1
- Temperaturas anuales (°C)
 - Máxima: 41.0
 - Mínima: -7.0
 - Media: 18.9
- Velocidad máxima regional del viento (km/hr)
 - Para un periodo de retorno de 10 años: 100
 - Para un periodo de retorno de 50 años: 120
- Nivel de rayos probable que caen sobre la trayectoria de la línea de transmisión al año por unidad de superficie:
 - Del mapa se obtiene un valor de: 2.8 rayos/km²
- Altitud máxima sobre el nivel del mar (m) 1721
- Altitud mínima sobre el nivel del mar (m) 1707
- Humedad relativa 50 %
- Precipitación pluvial
 - Media anual 722 mm
 - Máxima en 24 hrs. 96 mm.

Estos parámetros también se utilizan para determinar la cantidad de aisladores, el tipo de aisladores y el arreglo de la cadena de aisladores; por lo que sólo se tomarán los resultados obtenidos del cálculo realizado para la coordinación de aislamiento de esta línea de transmisión.

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

	Cadena de Suspensión	Cadena de Tensión
Cantidad de Aisladores	9	10
Tipo de Aislador	Normal 146x254 (mm)	Normal 146x254 (mm)

En lo referente al tipo de estructuras, a continuación se presenta una tabla de las estructuras que se utilizaron en el diseño.

Estructura	Uso	Deflexión	Claro de viento máximo (m)	Claro de peso máximo (m)	Claro de peso mínimo (m)	Claro de peso c/hielo máximo (m)
1DG2 (CFE)	REMATE	0 °	450	600	180	450
1YRI NIV+3	REMATE	30 °	400	600	180	450
TAD602P NIV+0	DEF.	60 °	450	750	100	600
TAR302P NIV+0	REMATE	100 °	350	750	50	550
TASG2P NIV-3	SUSP.	3 °	750	1000	300	750
TASG2P NIV+0	SUSP.	3 °	750	1000	300	750
TASG2P NIV+3	SUSP.	3 °	750	1000	300	750

Tabla V.1 Estructuras utilizadas en el proyecto.

En lo referente a las zonas prohibidas, la figura IV.5 muestra las restricciones y las posiciones requeridas para las estructuras. Cabe mencionar que esta línea de transmisión presenta un libramiento especial, esto es, debe pasar por debajo de una línea de transmisión de 400 kV, por lo que la distancia mínima requerida para el cruce de conductores no cumplía con la especificada; en este caso, se tuvo que cambiar la disposición de las fases, es decir, al salir de la S.E. SALAMANCA II, las fases tienen una disposición vertical, y al llegar a este punto, la disposición de las fases se cambia a horizontal. Lo anterior es realizado mediante la utilización de una estructura (1DG2) para tener la distancia requerida entre conductores de ambas líneas.

Los criterios utilizados en el diseño de la línea de transmisión son proporcionados en el inciso CRITERIOS DE DISEÑO, en donde se describen los casos ambientales para el diseño, tensión del cable, entre otros.

V.3 REPORTES GENERADOS.

El PLS-CADD proporciona distintos tipos de reportes y dibujos con diversos grados de detalle que incluyen resúmenes globales del proyecto, reportes de la línea bajo los criterios seleccionados de condiciones ambientales y de cable, listas de partes y costos, etc. Los reportes de costos no son presentados en este capítulo ya que el diseño de esta línea de transmisión se analiza únicamente desde el punto de vista técnico para determinar las condiciones de diseño a las que está expuesta la línea de transmisión y observar claramente si cumple o no satisfactoriamente con estas condiciones. En los apartados correspondientes se muestran los reportes generados por el PLS-CADD de la siguiente manera:

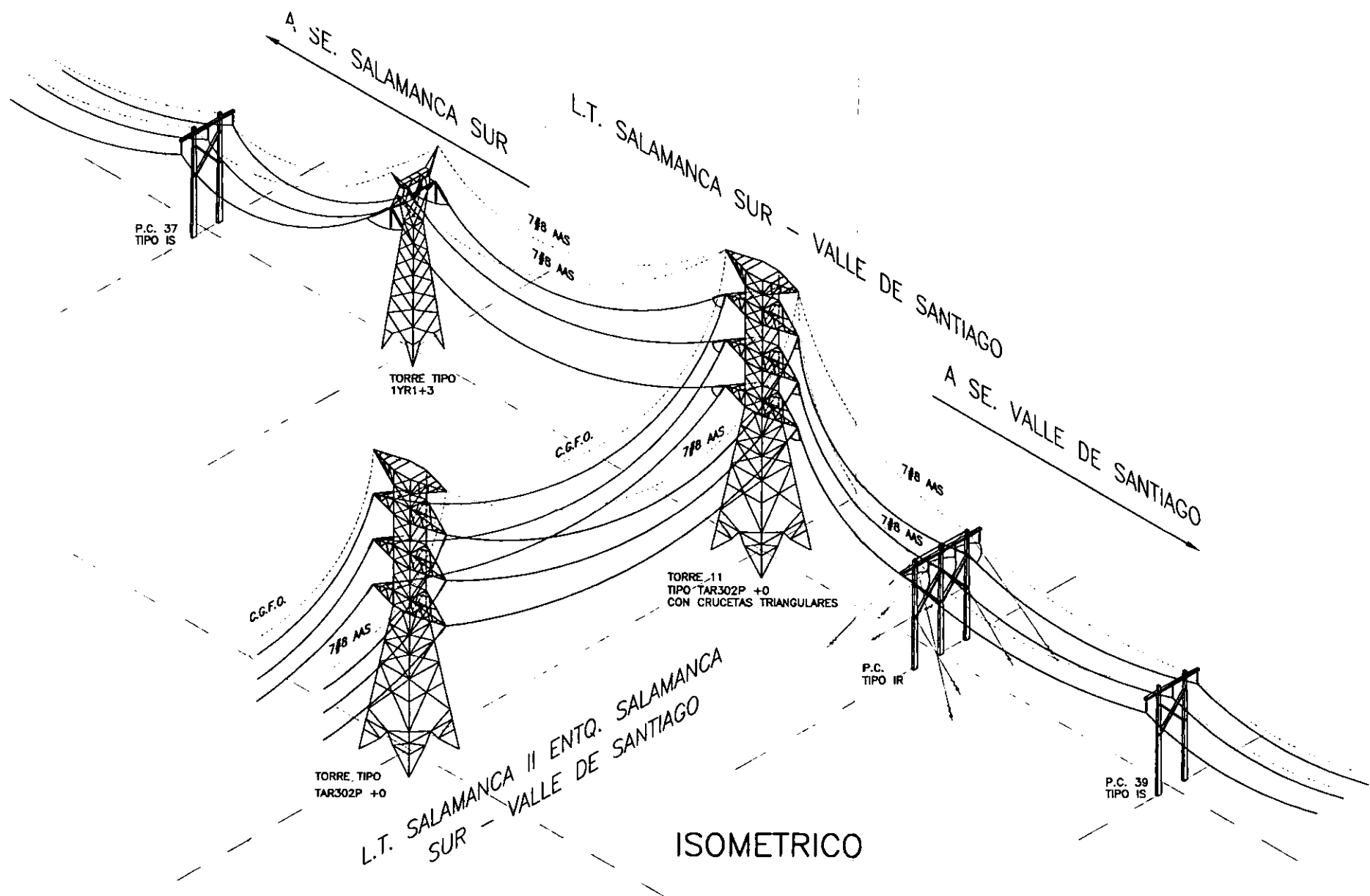
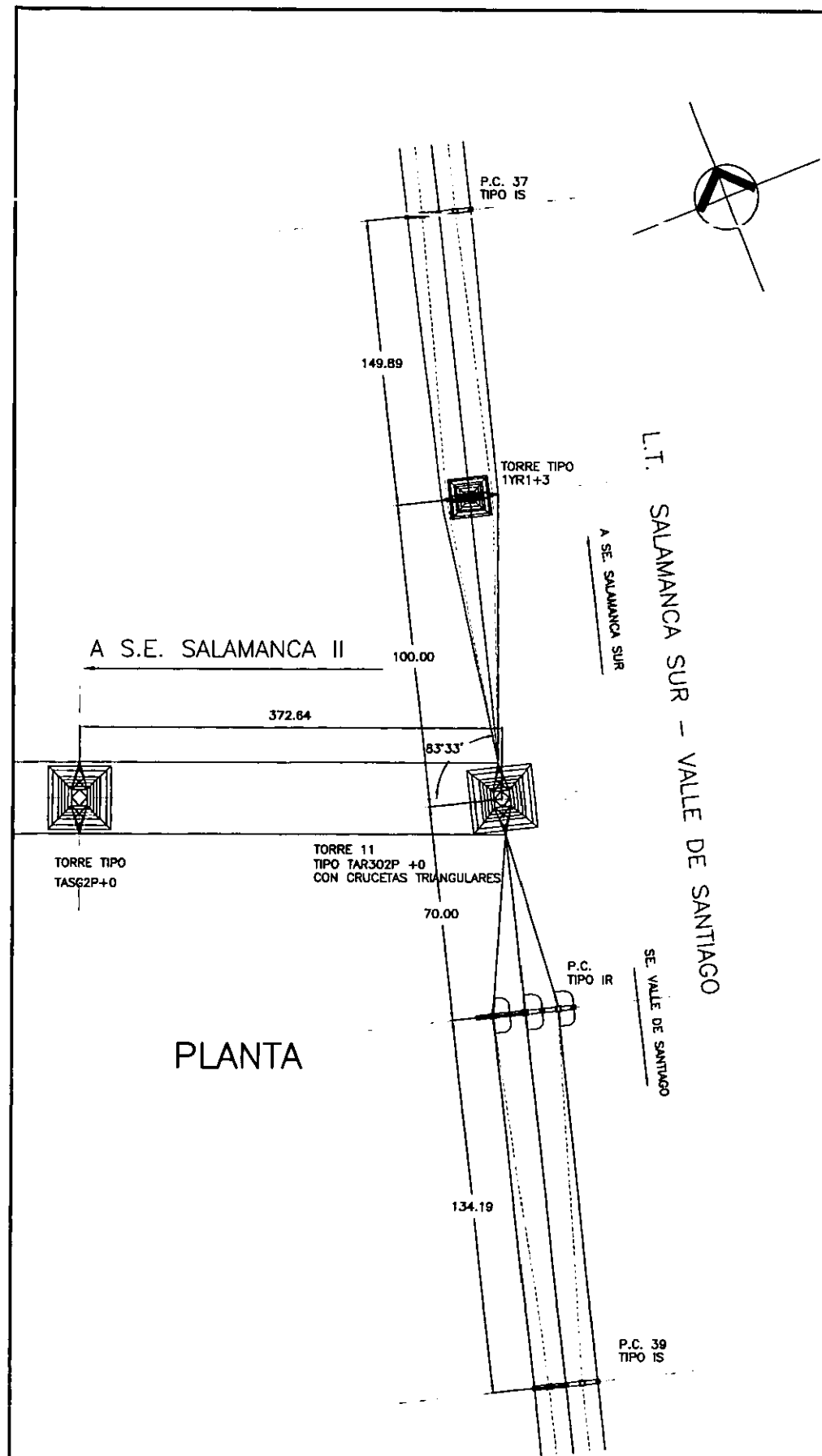
- **Criterios de diseño.** En este reporte se muestran las diferentes condiciones ambientales (criterios de diseño) a las que será expuesta la línea, así como los criterios de tensión utilizados para el cable conductor e hilo de guarda, criterios de libramientos, entre otros.
- **Claros de viento y de peso.** En este reporte se muestran los claros de viento y peso por estructura y por juego de conductores.
- **Flechas y Tensiones.** Las flechas y tensiones se muestran con diferentes condiciones ambientales en todas las secciones del cable conductor e hilos de guarda.
- **Tablas de Tensado.** Las tablas de tensado se muestran para cada sección del cable conductor e hilos de guarda y con incrementos de temperatura de 5 °C.
- **Localización y uso de Estructuras.** Esta tabla muestra para cada estructura utilizada en la línea de transmisión su uso, ubicación y puntos de inflexión.
- **Uso de Cables.** Es un reporte de los cables (conductores e hilos de guarda) utilizados en cada sección, en donde muestra el tipo de conductor ó hilo de guarda utilizado en cada sección y el uso del mismo.

- **Resumen.** Este reporte muestra para cada estructura su ubicación, ángulo ó punto de inflexión, claro efectivo y los materiales utilizados en esta estructura. En otra tabla indica datos de flechas para cada sección tanto de conductores como de hilos de guarda. Este reporte da un informe general de los resultados de la línea de transmisión, en donde se puede verificar si hay alguna sección del cable conductor ó hilo de guarda ó alguna estructura que está excediendo los criterios de diseño, en caso contrario, este reporte ratifica el buen diseño implementado al proyecto .
- **Perfil.** Esta sección muestra el perfil y la planta del proyecto terminado. Estos planos pueden ser editados al tamaño requerido para la presentación utilizada por CFE.

Para saber si el proyecto no excede el uso de los cables o de las estructuras, en cada reporte se indica la cantidad de violaciones y la sección donde se está excediendo con lo permitido. En el caso de que no se reporte ningún excedente, esto indica que el proyecto esta terminado con un diseño confiable y eficiente.

A partir de estos resultados, se observa que el programa facilita en gran medida el diseño de la localización de estructuras de líneas de transmisión tomando en cuenta todos los parámetros de las líneas y sobre los perfiles reales. Además, permite la posibilidad de mejorar el diseño, ya que se cuenta con la ventaja de poder manejar más opciones y modificar muchas variables en menor tiempo, a diferencia de los métodos tradicionales que no utilizan la computadora y no presentan esa flexibilidad.

A continuación se presentan los reportes completos de la línea de transmisión en estudio, además se muestran los diagramas del levantamiento topográfico, un diagrama donde se muestran los detalles del entronque y los croquis del proyecto terminado, por último se muestra a detalle una comparación de los resultados que fueron obtenidos tanto del diseño utilizado en el Capítulo III (método analítico) como del diseño con el programa PLS-CADD.

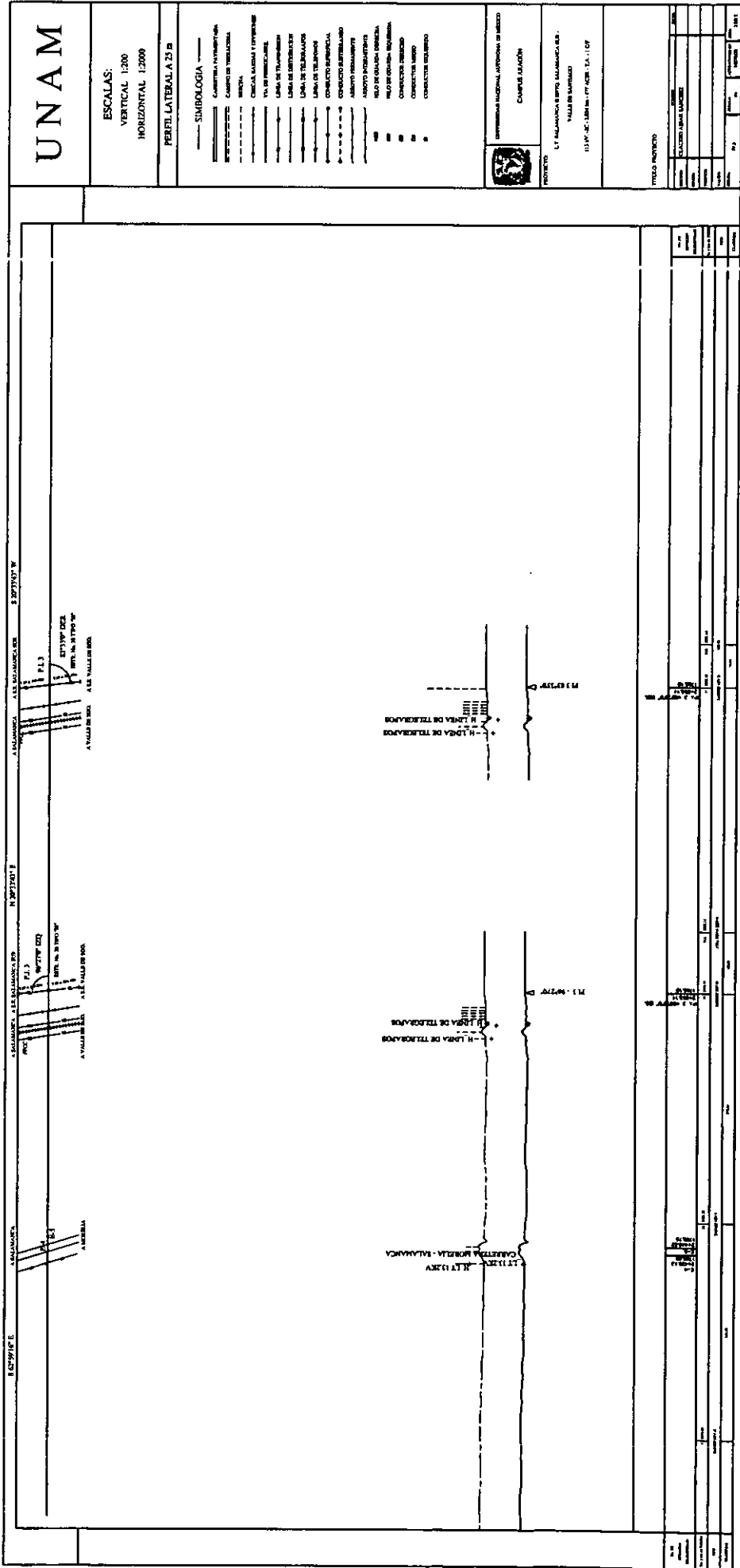


PLANTA

ISOMETRICO

		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	
		CAMPUS ARAGÓN	
PROYECTO: L.T. SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO			
TÍTULO: DETALLES DEL ENTRONQUE			
EJECUTO:		NOMBRE	FECHA:
REVISO:		CLAUDIO AIBAR SÁNCHEZ	
VERIFICO:			
VALIDO:			
FIGURA:	ESCALA:	ACOTACIONES:	HOJA:
v.1	S/E	m	1 DE 1
No.	DESCRIPCIÓN	ELABORADO	REVISADO
	CAMBIOS	APROBADO	FECHA

No.	DESCRIPCIÓN	ELABORADO	REVISADO	APROBADO	FECHA
	CAMBIOS				



UNAM

ESCALAS:
VERTICAL 1:200
HORIZONTAL 1:2000

PERFIL LATERAL A 25.25

SIMBOLOGIA

- CARRETERA CONVENCIONAL
- CAMPO DE TENDALICIA
- BRINCHA
- CERRCA SALADA Y ESTYRIBRE
- VA. DE PASCUALCABE
- LANA DE TRAMADO
- LANA DE ENTIBALCIB
- LANA DE TELERAJOS
- LANA DE TELERAJOS
- CONDUCTO SUBTERRANEO
- CONDUCTO SUBTERRANEO
- ARROYO PERMANENTE
- ARROYO PERMANENTE
- RIO DE CALUDA, ERINCHA
- RIO DE CALUDA, ERINCHA
- CONDUCTO ENTIBALCIB
- CONDUCTO ENTIBALCIB
- CONDUCTO ENTIBALCIB
- CONDUCTO ENTIBALCIB



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
CAMPUS SALAMANCA

PROYECTO
LÍNEA DE TELEFONOS EN EL VALLE DE SALAMANCA, S.L.
VALLE DE SALAMANCA
ESTAD. DE SALAMANCA - C.P. 37000 - TEL. 1-100

TÍTULO PROYECTO

PROYECTO	ESTAD. DE SALAMANCA	ESTAD. DE SALAMANCA	ESTAD. DE SALAMANCA
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA
PROYECTO	ESTAD. DE SALAMANCA	ESTAD. DE SALAMANCA	ESTAD. DE SALAMANCA
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA

Figura V.2a Perfil Topográfico (continuación)



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.1 CRITERIOS DE DISEÑO

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\PLS\PLS_CADD\EXAMPLES\PROJECTS\Salvalle.DON'

Criteria notes:

LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
 115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
 (DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Criteria Report

Weather Cases

#	Description	Wind Vel (m/s)	Wind Pres (Pa)	Ice Thick (cm)	Ice Density (daN/dm ³)	Ice Load (daN/m)	Temp (deg C)	Weather Load Factor	NESC Constant (daN/m)	Wind Adj.	Conduc. GRF -1=ASCE	Struct. GRF -1=ASCE
1	SIN VIENTO, 50	0	0.0	0.00	0.000	0.00	50	1.00	0.00	1	1.00	1.00
2	SIN VIENTO, 41	0	0.0	0.00	0.000	0.00	41	1.00	0.00	1	1.00	1.00
3	SIN VIENTO, 18.	0	0.0	0.00	0.000	0.00	19	1.00	0.00	1	1.00	1.00
4	SIN VIENTO, -10	0	0.0	0.00	0.000	0.00	-10	1.00	0.00	1	1.00	1.00
5	VIENTO 25 KPH,	7	29.5	0.50	0.000	0.00	-7	1.00	0.00	1	1.00	1.00
6	VIENTO MEDIO 16	14	118.3	0.00	0.000	0.00	16	1.00	0.00	1	1.00	1.00
7	VIENTO MEDIO 18	14	118.3	0.00	0.000	0.00	19	1.00	0.00	1	1.00	1.00
8	VIENTO MAXIMO 9	26	425.0	0.00	0.000	0.00	10	1.00	0.00	1	1.00	1.00
9	VIENTO MAXIMO 1	26	425.0	0.00	0.000	0.00	19	1.00	0.00	1	1.00	1.00

Cable Tension Criteria

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition	Allowable %Ultimate	Maximum Catenary	Applicable Cable
1	1	SIN VIENTO, 50	I	18.500	0.000	ALL CABLES
2	3	SIN VIENTO, 18.	C	22.000	0.000	ALL CABLES
3	4	SIN VIENTO, -10	I	33.000	0.000	ALL CABLES
4	3	SIN VIENTO, 18.	I	25.000	0.000	ALL CABLES

Automatic Sagging Criteria

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition	Allowable %Ultimate	Maximum Catenary	Applicable Cable
---------	---------	-----------------------------	--------------------	------------------------	---------------------	---------------------

1	1	SIN VIENTO, 50	C	18.000	0.000	ALL CABLES
2	1	SIN VIENTO, 50	L	18.000	0.000	ALL CABLES
3	1	SIN VIENTO, 50	I	18.000	0.000	ALL CABLES
4	8	VIENTO MAXIMO 9	C	33.000	0.000	ALL CABLES

Weight Span Criteria (Method 1)

	#	Weather case Description	Cable Condition
Wind	7	VIENTO MEDIO 18	L
Cold	4	SIN VIENTO, -10	I
Ice	5	VIENTO 25 KPH,	C

Interaction Diagram Criteria

LC	WC	Weather case Description	Cable Condition
#	#		

Structure Loads Criteria

LC	WC	Load case Description	Cable Condition	Wind Dir.	Left Span Wind Angle	Right Struc Wind Angle	Vert. Span Load Factor	Wind Tension Load Factor	Struct Load Factor	Use Weight For
#	#									

Use for column definition proceeding from left to right

Steel towers and poles

Wood poles - Strength factor = 1

Wood poles - Strength factor = .65

Wood poles - Strength factor = .25

Concrete Poles - Ultimate

Concrete Poles- First crack

Concrete Poles - Zero tension

Guys

Arms

Braces

Insulators

Vertical Clearance Criteria

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition
1	1	SIN VIENTO, 50	C
2	4	SIN VIENTO, -10	I

Horizontal Clearance Criteria

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition
1	6	VIENTO MEDIO 16	C

Phase Clearance Criteria

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition
1	4	SIN VIENTO, -10	I
2	1	SIN VIENTO, 50	C

Insulator Swing Criteria

	#	Weather case Description	Cable Condition
Condition 1	3	SIN VIENTO, 18.	C
Condition 2	6	VIENTO MEDIO 16	L
Condition 3	7	VIENTO MEDIO 18	C

Galloping Criteria

Weather case for swing angle: 5 VIENTO 25 KPH, -7 C, HIELO 5 mm C
 Weather case for sag: : 4 SIN VIENTO, -10 C C
 Loops checked: Single Double

Weight spans calculated by exact method using catenary in blown out plane

Wind&Weight Span Report

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition
1	1	SIN VIENTO, 50	C
2	6	VIENTO MEDIO 16	I
3	5	VIENTO 25 KPH,	L

Weather case for final after creep 'SIN VIENTO, 50 C'
Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
Global section display weather case 'SIN VIENTO, 50 C' C
Clearance line voltage (kV) 115
Sections drawn as catenaries
Maximum tensions calculated using actual section geometry
Displaying all phases
Terrain:
Ground profile width (m) 3.048
Display width (m) 15.24
ASCE terrain category C

Outer aluminum strands do not take compression at high temperature



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.2 CLAROS DE VIENTO Y DE PESO

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\PLS\PLS_CADD\EXAMPLES\PROJECTS\Salvalle.DON'

Criteria notes:

LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
 115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
 (DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Structure Wind and Weight Spans Report

Wind&Weight Span Report

LC #	WC #	Weather case Description	Cable Condition
1	1	SIN VIENTO, 50	C
2	6	VIENTO MEDIO 16	I
3	5	VIENTO 25 KPH,	L

Heaviest cable wind and weight spans

Str. No.	Station (m)	R	Structure Name	Line Angle (deg)	Extra Cost	Wind Span (m)	Weight Span WC# 1 (m)	Weight Span WC# 6 (m)	Weight Span WC# 5 (m)
1	1.25	N	marco115_p2	0.00	0	35	5	3	2
2	70.00	N	tar302p_p2.000	0.00	0	150	166	163	160
3	300.00	Y	tad602p_p2.003	-23.55	0	320	335	340	342
4	709.49	Y	tar302p_p2.000	19.14	0	245	272	273	274
5	789.63	N	ldg2_p2	0.00	0	89	65	63	63
6	887.55	N	ldg2_p2	0.00	0	95	78	76	76
7	979.91	N	tar302p_p2.000	0.00	0	232	269	274	275
8	1351.35	N	tasg2p_p2.000	0.00	0	391	378	374	373
9	1761.00	N	tasg2p_p2.003	0.00	0	389	415	420	423
10	2130.00	N	tasg2p_p2.-03	0.00	0	360	322	313	309
11	2480.50	N	tasg2p_p2.000	0.00	0	362	378	382	383
12	2853.14	Y	tar302p_p2.000	-96.45	0	236	230	228	227
13	2953.14	N	lyr1_p2.003	0.00	0	50	52	53	53

Wind and weight spans by attachment set

Str.	Station	R	Structure	Line	Extra	Attachment	Cable	Wind	Weight	Weight	Weight
------	---------	---	-----------	------	-------	------------	-------	------	--------	--------	--------

No.	e Name q (m)	Angle (deg)	Cost	Set	Name Ahead	Span (m)	Span WC# 1 (m)	Span WC# 6 (m)	Span WC# 5 (m)	
1	1.25 N marcol15_p2	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	35	-4	-8	-8	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	35	5	3	2
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	35	5	3	2
2	70.00 N tar302p_p2.000	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	150	174	174	171	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	150	166	163	160
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	150	166	163	160
3	300.00 Y tad602p_p2.003	-23.55	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	320	336	340	343	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	320	335	340	342
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	320	335	340	342
4	709.49 Y tar302p_p2.000	19.14	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	246	287	290	290	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	245	272	273	274
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	245	272	273	274
5	789.63 N ldg2_p2	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	90	51	47	47	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	89	65	63	63
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	89	65	63	63
6	887.55 N ldg2_p2	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	96	65	63	63	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	95	78	76	76
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	95	78	76	76
7	979.91 N tar302p_p2.000	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	232	275	280	280	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	232	269	274	275
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	232	269	274	275
8	1351.35 N tasg2p_p2.000	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	391	384	383	382	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	391	378	374	373
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	391	378	374	373
9	1761.00 N tasg2p_p2.003	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	389	416	421	423	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	389	415	420	423
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	389	415	420	423
10	2130.00 N tasg2p_p2.-03	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	360	320	312	309	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	360	322	313	309
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	360	322	313	309
11	2480.50 N tasg2p_p2.000	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA	opgw	362	387	391	393	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	362	378	382	383
					3 CIRCUITO DERECHO	hawk	362	378	382	383
12	2853.14 Y tar302p_p2.000	-96.45	0	1 HILOS DE GUARDA	7#8aw	236	229	227	226	
					2 CIRCUITO IZQUIERDO	hawk	236	230	228	227
					3 CIRCUITO DERECHO		186	181	179	179
13	2953.14 N 1yr1_p2.003	0.00	0	1 HILOS DE GUARDA		50	45	45	45	
					2 CIRCUITO UNICO		50	52	53	53



V.3.3 FLECHAS Y TENSIONES

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\PLS\PLS_CADD\EXAMPLES\PROJECTS\Salvalle.DON'

Criteria notes:

LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
(DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'

Section 1 from structure #1 to structure #2

Ruling span (m) 67.2439

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 201 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE				+-CABLE LOAD				INITIAL COND.				FINAL COND.				FINAL COND.					
		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-			
		HOR.	VERT.	RES.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.			
LOAD		LOAD		TENS.		TENS.		UL		C		SAG		TENS.		TENS.		UL		C		SAG	
+- (daN/m)		+- (daN)		(daN)		(m)		(m)		(daN)		(daN)		(m)		(m)		(daN)		(daN)		(m)	
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	94	87	1	184	3.08	93	87	1	184	3.08	94	87	1	184	3.08				
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	95	88	1	187	3.04	95	88	1	186	3.05	95	88	1	187	3.04				
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	97	91	1	192	2.95	97	90	1	192	2.95	97	91	1	192	2.95				
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	102	95	1	201	2.82	101	94	1	201	2.83	102	95	1	201	2.82				
5	VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	102	95	1	200	2.83	102	95	1	200	2.84	102	95	1	200	2.83				
6	VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	103	96	1	193	2.93	102	95	1	193	2.94	103	96	1	193	2.93				
7	VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	102	95	1	192	2.95	102	95	1	192	2.95	102	95	1	192	2.95				
8	VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	148	141	2	194	2.92	148	141	2	194	2.92	148	141	2	194	2.92				
9	VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	146	139	2	191	2.96	146	139	2	191	2.96	146	139	2	191	2.96				

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'

Section 2 from structure #2 to structure #3

Ruling span (m) 229.982

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 1839.3 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL COND.			
		+-CABLE LOAD		RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	UL	C	AFTER CREEP		AFTER LOAD		AFTER LOAD		R.S. SAG	
		HOR. LOAD	VERT. LOAD						R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	UL	C	R.S. SAG		MAX. TENS.
		+- (daN/m)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(m)

1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	615	612	9	1301	5.09	600	597	8	1268	5.22	615	611	9	1299	5.09
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	642	639	9	1358	4.87	625	622	9	1322	5.00	642	639	9	1357	4.87
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	723	720	10	1529	4.32	702	699	10	1484	4.46	723	720	10	1529	4.32
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	868	865	12	1838	3.60	839	836	12	1777	3.72	868	865	12	1838	3.60
5	VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	856	853	12	1795	3.69	828	825	12	1735	3.81	856	853	12	1795	3.69
6	VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	762	759	11	1533	4.31	740	737	10	1489	4.44	762	759	11	1533	4.31
7	VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	750	747	11	1509	4.38	729	726	10	1465	4.51	750	747	11	1509	4.38
8	VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	1030	1026	15	1414	4.68	1009	1004	14	1384	4.78	1030	1026	15	1414	4.68
9	VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	987	983	14	1354	4.89	967	963	14	1327	4.99	987	983	14	1354	4.89

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'
 Section 3 from structure #3 to structure #4
 Ruling span (m) 409.49
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 1895.2 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL COND.			
		+-CABLE LOAD		RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	UL	C	AFTER CREEP		AFTER LOAD		AFTER LOAD		R.S. SAG	
		HOR. LOAD	VERT. LOAD						R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	UL	C	R.S. SAG		MAX. TENS.
		+- (daN/m)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(m)

1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	762	756	11	1605	13.08	748	741	11	1575	13.33	761	755	11	1605	13.08
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	779	773	11	1641	12.79	764	758	11	1609	13.04	778	772	11	1641	12.79
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	825	819	12	1740	12.06	808	802	11	1703	12.32	825	819	12	1740	12.06
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	897	892	13	1895	11.07	877	871	12	1851	11.34	897	892	13	1895	11.07

5	VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	897	891	13	1874	11.20	876	871	12	1831	11.46	897	891	13	1874	11.20
6	VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	868	862	12	1741	12.06	850	844	12	1705	12.31	868	862	12	1741	12.06
7	VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	861	855	12	1727	12.15	844	838	12	1691	12.41	861	855	12	1727	12.15
8	VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	1212	1203	17	1657	12.67	1192	1183	17	1629	12.88	1212	1203	17	1657	12.67
9	VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	1186	1176	17	1621	12.95	1167	1157	16	1594	13.16	1186	1176	17	1621	12.95

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'
 Section 4 from structure #4 to structure #5
 Ruling span (m) 78.7597
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 229.2 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE -- +-CABLE LOAD-- +- INITIAL COND.							-- +- FINAL COND. -- +- FINAL COND.										
		+- --			-- +-				-- +-				-- +-			R.S.			
		HOR.	VERT	RES.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%				
LOAD	LOAD	LOAD	TENS.	TENS.	UL	C	SAG	TENS.	TENS.	UL	C	SAG	TENS.	TENS.	UL	C	SAG		
		+- (daN/m)	-- (daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	106	99	1	211	3.69	106	99	1	210	3.70	106	99	1	211	3.69
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	108	100	2	213	3.64	107	100	2	213	3.65	108	100	2	213	3.64
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	110	103	2	220	3.54	110	103	2	219	3.54	110	103	2	220	3.54
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	115	108	2	229	3.39	115	108	2	229	3.40	115	108	2	229	3.39
5	VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	116	109	2	228	3.41	115	108	2	227	3.42	116	109	2	228	3.41
6	VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	116	109	2	221	3.52	116	109	2	220	3.53	116	109	2	221	3.52
7	VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	116	109	2	219	3.54	116	109	2	219	3.55	116	109	2	219	3.54
8	VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	168	161	2	221	3.51	168	161	2	221	3.51	168	161	2	221	3.51
9	VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	166	159	2	219	3.56	166	158	2	218	3.56	166	159	2	219	3.56

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'
 Section 5 from structure #5 to structure #6

Ruling span (m) 97.9198
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 163.6 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL COND.						
		+-CABLE LOAD		RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	HORI. %	UL	C	AFTER CREEP		AFTER LOAD		AFTER LOAD		R.S. SAG			
		HOR. LOAD	VERT. LOAD							R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	HORI. %	UL	C		R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.
		+- (daN/m)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)

1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	78	75	1	159	7.61	78	75	1	159	7.60	78	75	1	159	7.60
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	79	75	1	160	7.56	79	75	1	159	7.58	79	75	1	160	7.57
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	79	76	1	161	7.50	80	76	1	161	7.49	79	76	1	161	7.50
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	81	77	1	164	7.37	80	77	1	163	7.39	81	77	1	164	7.37
5	VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	81	78	1	163	7.39	81	78	1	163	7.41	81	78	1	163	7.39
6	VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	84	80	1	161	7.48	84	80	1	161	7.48	84	80	1	161	7.48
7	VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	84	80	1	161	7.48	83	80	1	161	7.50	84	80	1	161	7.48
8	VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	123	117	2	162	7.47	123	117	2	162	7.47	123	117	2	162	7.47
9	VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	122	117	2	161	7.51	122	117	2	161	7.50	122	117	2	161	7.51

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'
 Section 6 from structure #6 to structure #7
 Ruling span (m) 91.393
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 223.1 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL COND.						
		+-CABLE LOAD		RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	HORI. %	UL	C	AFTER CREEP		AFTER LOAD		AFTER LOAD		R.S. SAG			
		HOR. LOAD	VERT. LOAD							R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	HORI. %	UL	C		R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.
		+- (daN/m)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)

1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	106	99	1	210	4.99	105	99	1	210	5.00	106	99	1	210	4.99
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	106	100	1	212	4.95	106	100	1	212	4.95	106	100	1	212	4.94
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	109	102	2	217	4.84	108	102	2	216	4.85	109	102	2	217	4.84

4 SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	111	105	2	223	4.70	112	105	2	223	4.70	111	105	2	223	4.70
5 VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	112	106	2	222	4.71	112	106	2	222	4.72	112	106	2	222	4.71
6 VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	114	107	2	217	4.83	114	107	2	217	4.83	114	107	2	217	4.83
7 VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	114	107	2	216	4.84	114	107	2	216	4.85	114	107	2	216	4.84
8 VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	166	158	2	218	4.81	165	158	2	217	4.82	166	158	2	218	4.81
9 VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	164	157	2	216	4.86	164	156	2	215	4.86	164	157	2	216	4.86

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw'

Section 7 from structure #7 to structure #12

Ruling span (m) 376.131

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 2058.8 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE			+- CABLE LOAD			INITIAL COND.				FINAL COND.				FINAL COND.			
		HOR.	VERT	RES.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%
		LOAD	LOAD	LOAD	TENS.	TENS.	UL	C	SAG	TENS.	TENS.	UL	C	SAG	TENS.	TENS.	UL	C	SAG
		(daN/m)		(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.47	0.47	793	786	11	1670	10.60	774	767	11	1629	10.87	792	786	11	1670	10.60
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.47	0.47	815	808	11	1717	10.31	794	788	11	1674	10.58	814	808	11	1716	10.31
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.47	0.47	876	870	12	1848	9.58	852	845	12	1796	9.86	876	870	12	1848	9.58
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.47	0.47	975	969	14	2058	8.60	945	939	13	1995	8.87	975	969	14	2058	8.60
5	VIENTO 25 KPH,	0.07	0.47	0.48	971	965	14	2029	8.72	941	935	13	1967	9.00	971	965	14	2029	8.72
6	VIENTO MEDIO 16	0.15	0.47	0.50	921	915	13	1847	9.58	896	890	13	1797	9.85	921	915	13	1847	9.58
7	VIENTO MEDIO 18	0.15	0.47	0.50	912	906	13	1829	9.68	888	881	13	1780	9.95	912	906	13	1829	9.68
8	VIENTO MAXIMO 9	0.55	0.47	0.73	1265	1256	18	1731	10.23	1239	1230	17	1695	10.45	1265	1256	18	1731	10.23
9	VIENTO MAXIMO 1	0.55	0.47	0.73	1232	1223	17	1685	10.51	1207	1198	17	1650	10.73	1232	1223	17	1685	10.51

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\7#8aw'

Section 8 from structure #12 to structure #13
 Ruling span (m) 99.9675
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 221.1 Condition I Temperature (deg C) -10

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.						FINAL COND.											
		+- CABLE LOAD			+-			+-			+-								
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG			
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.38	0.38	84	81	1	212	5.93	84	81	1	212	5.93	84	81	1	212	5.92
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.38	0.38	84	81	1	213	5.89	84	81	1	213	5.89	84	81	1	213	5.89
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.38	0.38	85	83	1	217	5.79	85	83	1	217	5.79	85	83	1	217	5.79
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.38	0.38	87	85	1	221	5.67	87	85	1	221	5.67	87	85	1	221	5.67
5	VIENTO 25 KPH,	0.06	0.38	0.39	88	85	1	220	5.69	88	85	1	220	5.69	88	85	1	220	5.69
6	VIENTO MEDIO 16	0.12	0.38	0.40	89	87	1	217	5.79	89	87	1	217	5.79	89	87	1	217	5.79
7	VIENTO MEDIO 18	0.12	0.38	0.40	89	86	1	216	5.80	89	86	1	216	5.80	89	86	1	216	5.80
8	VIENTO MAXIMO 9	0.42	0.38	0.56	126	123	2	217	5.78	126	123	2	217	5.78	126	123	2	217	5.78
9	VIENTO MAXIMO 1	0.42	0.38	0.56	126	122	2	216	5.81	126	122	2	216	5.81	126	122	2	216	5.81

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 9 from structure #1 to structure #2
 Ruling span (m) 67.8739
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 183.5 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.						FINAL COND.											
		+- CABLE LOAD			+-			+-			+-								
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG			
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	186	175	2	184	3.15	186	175	2	184	3.15	186	175	2	183	3.15
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	187	177	2	185	3.12	187	177	2	185	3.12	187	177	2	185	3.12

3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	193	182	2	191	3.02	193	182	2	191	3.02	193	182	2	191	3.02
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	203	192	2	202	2.86	203	192	2	202	2.86	203	192	2	202	2.86
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	203	192	2	200	2.88	203	192	2	200	2.88	203	192	2	200	2.88
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	200	189	2	192	3.01	200	189	2	192	3.01	200	189	2	192	3.01
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	199	188	2	191	3.03	199	188	2	191	3.03	199	188	2	191	3.03
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	268	257	3	193	2.99	268	257	3	193	2.99	268	257	3	193	2.99
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	264	253	3	190	3.04	264	253	3	190	3.04	264	253	3	190	3.04

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'

Section 10 from structure #2 to structure #3

Ruling span (m) 229.982

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 1258.4 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.					FINAL COND.								
		+- CABLE LOAD		+- RES.		+- HORI. %			+- AFTER CREEP		+- AFTER CREEP			+- AFTER LOAD		+- AFTER LOAD						
		LOAD	LOAD	LOAD	TENS.	TENS.	TENS.	UL	C	SAG	TENS.	TENS.	TENS.	UL	C	SAG	TENS.	TENS.	TENS.	UL	C	SAG
		+- (daN/m)	+- (daN)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(m)
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	1206	1200	14	1258	5.26	1128	1121	13	1176	5.63	1188	1182	14	1239	5.34			
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	1265	1259	15	1320	5.01	1182	1176	14	1233	5.37	1250	1244	14	1305	5.07			
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	1443	1437	17	1507	4.39	1348	1342	16	1408	4.70	1443	1437	17	1507	4.39			
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	1761	1756	20	1841	3.59	1670	1665	19	1746	3.79	1761	1756	20	1841	3.59			
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	1727	1722	20	1797	3.68	1634	1629	19	1700	3.89	1727	1722	20	1797	3.68			
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	1506	1500	17	1518	4.36	1412	1406	16	1423	4.65	1506	1500	17	1518	4.36			
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	1479	1473	17	1491	4.44	1385	1379	16	1396	4.74	1479	1473	17	1491	4.44			
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	1904	1897	22	1427	4.64	1834	1826	21	1374	4.82	1904	1897	22	1427	4.64			
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	1815	1807	21	1359	4.87	1739	1731	20	1302	5.08	1815	1807	21	1359	4.87			

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 11 from structure #3 to structure #4
 Ruling span (m) 409.49
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 1573 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL CCND.						
		CABLE LOAD			RES.				AFTER CREEP				AFTER LCAD						
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG
+- (daN/m)	+- (daN)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(m)	
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	1512	1500	17	1573	13.35	1437	1423	17	1493	14.07	1502	1489	17	1561	13.44
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	1550	1538	18	1613	13.01	1472	1459	17	1530	13.72	1542	1530	18	1604	13.08
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	1655	1643	19	1723	12.18	1572	1559	18	1635	12.83	1655	1643	19	1723	12.18
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	1819	1808	21	1896	11.06	1732	1721	20	1805	11.63	1819	1808	21	1896	11.06
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	1807	1797	21	1875	11.19	1720	1709	20	1784	11.76	1807	1797	21	1875	11.19
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	1719	1707	20	1728	12.14	1636	1623	19	1643	12.77	1719	1707	20	1728	12.14
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	1704	1692	20	1713	12.25	1621	1608	19	1628	12.89	1704	1692	20	1713	12.25
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	2222	2205	26	1659	12.65	2151	2134	25	1605	13.08	2222	2205	26	1659	12.65
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	2168	2151	25	1618	12.97	2095	2077	24	1562	13.43	2168	2151	25	1618	12.97

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 12 from structure #4 to structure #5
 Ruling span (m) 79.5712
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 209.7 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL COND.						
		CABLE LOAD			RES.				AFTER CREEP				AFTER LOAD						
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG
+- (daN/m)	+- (daN)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(m)	
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	210	200	2	210	3.79	210	200	2	210	3.79	210	200	2	210	3.79

2 SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	211	202	2	212	3.75	211	202	2	212	3.75	211	202	2	211	3.75
3 SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	218	208	3	218	3.64	218	208	3	218	3.64	218	208	3	218	3.64
4 SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	228	219	3	229	3.46	228	219	3	229	3.46	228	219	3	229	3.46
5 VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	228	218	3	228	3.48	228	218	3	228	3.48	228	218	3	228	3.48
6 VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	226	216	3	219	3.62	226	216	3	219	3.62	226	216	3	219	3.62
7 VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	225	215	3	218	3.64	225	215	3	218	3.64	225	215	3	218	3.64
8 VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	304	293	3	221	3.60	304	293	3	221	3.60	304	293	3	221	3.60
9 VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	299	289	3	217	3.65	299	289	3	217	3.65	299	289	3	217	3.65

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'

Section 13 from structure #5 to structure #6

Ruling span (m) 97.9198

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 175.1 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- CABLE LOAD				INITIAL COND.				FINAL COND.				FINAL COND.					
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS.	UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS.	UL	C	R.S. SAG			
		+- (daN/m)	+- (daN)	+- (daN)	+- (daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)			
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	174	167	2	175	6.89	174	167	2	175	6.89	174	167	2	175	6.89
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	174	168	2	176	6.86	174	168	2	176	6.86	174	168	2	176	6.86
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	176	170	2	178	6.77	176	170	2	178	6.77	176	170	2	178	6.77
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	180	174	2	182	6.62	180	174	2	182	6.62	180	174	2	182	6.62
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	181	174	2	182	6.64	181	174	2	182	6.64	181	174	2	182	6.64
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	183	176	2	178	6.76	183	176	2	178	6.76	183	176	2	178	6.76
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	183	176	2	178	6.77	183	176	2	178	6.77	183	176	2	178	6.77
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	247	238	3	179	6.74	247	238	3	179	6.74	247	238	3	179	6.74
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	246	236	3	178	6.78	246	236	3	178	6.78	246	236	3	178	6.78

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 14 from structure #6 to structure #7
 Ruling span (m) 92.0154
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 209.7 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.						FINAL COND.						FINAL COND.					
		+-CABLE LOAD		RES.	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG			
		+- (daN/m)	+- (daN)														+- (daN)	(m)	(m)
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	209	200	2	210	5.07	209	200	2	210	5.07	209	200	2	210	5.07
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	211	201	2	211	5.03	211	201	2	211	5.03	211	201	2	211	5.04
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	215	206	2	216	4.92	215	206	2	216	4.92	215	206	2	216	4.92
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	223	214	3	224	4.74	223	214	3	224	4.74	223	214	3	224	4.74
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	223	214	3	223	4.76	223	214	3	223	4.76	223	214	3	223	4.76
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	223	214	3	217	4.90	223	214	3	217	4.90	223	214	3	217	4.90
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	223	213	3	216	4.92	223	213	3	216	4.92	223	213	3	216	4.92
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	300	289	3	218	4.88	300	289	3	218	4.88	300	289	3	218	4.88
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	297	286	3	215	4.94	297	286	3	215	4.94	297	286	3	215	4.94

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 15 from structure #7 to structure #12
 Ruling span (m) 376.13
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 1634.6 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.						FINAL COND.						FINAL COND.					
		+-CABLE LOAD		RES.	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	R.S. SAG			
		+- (daN/m)	+- (daN)														+- (daN)	(m)	(m)

1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	1572	1559	18	1635	10.83	1473	1459	17	1530	11.57	1556	1543	18	1618	10.94
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	1621	1608	19	1686	10.50	1518	1504	17	1578	11.22	1608	1595	18	1673	10.58
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	1757	1744	20	1829	9.68	1645	1632	19	1711	10.34	1757	1744	20	1829	9.68
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	1977	1965	23	2061	8.59	1859	1847	21	1937	9.14	1977	1965	23	2061	8.59
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	1957	1946	23	2031	8.71	1841	1829	21	1909	9.27	1957	1946	23	2031	8.71
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	1824	1812	21	1834	9.65	1713	1700	20	1721	10.29	1824	1812	21	1834	9.65
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	1805	1792	21	1814	9.76	1694	1681	19	1702	10.40	1805	1792	21	1814	9.76
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	2327	2310	27	1738	10.19	2236	2218	26	1669	10.61	2327	2310	27	1738	10.19
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	2259	2242	26	1686	10.50	2164	2146	25	1615	10.96	2259	2242	26	1686	10.50

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'

Section 16 from structure #12 to structure #13

Ruling span (m) 99.9958

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 209.7 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE -- +-CABLE LOAD-- +-				INITIAL COND.				-- +- FINAL COND.				-- +- FINAL COND.					
		HOR. LOAD	VERT LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS. UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS. UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS. UL	C	R.S. SAG
		+- (daN/m)	+- (daN)	+- (daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(m)
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	206	200	2	210	5.99	206	200	2	210	5.99	206	200	2	210	5.99
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	207	201	2	211	5.96	207	201	2	211	5.96	207	201	2	211	5.96
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	211	205	2	215	5.84	211	205	2	215	5.84	211	205	2	215	5.84
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	217	211	2	222	5.66	217	211	2	222	5.66	217	211	2	222	5.66
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	217	212	3	221	5.68	217	212	3	221	5.68	217	212	3	221	5.68
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	219	213	3	216	5.83	219	213	3	216	5.83	219	213	3	216	5.83
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	219	212	3	215	5.84	219	212	3	215	5.84	219	212	3	215	5.84
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	296	288	3	216	5.80	296	288	3	216	5.80	296	288	3	216	5.80
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	293	285	3	215	5.85	293	285	3	215	5.85	293	285	3	215	5.85

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 17 from structure #1 to structure #2
 Ruling span (m) 67.8739
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 183.5 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL CCND.							
		+-CABLE LOAD		RES. LOAD	MAX. TENS. (daN)	HORI. TENS. (daN)	HORI. %	UL	C	AFTER CREEP		AFTER LOAD		R.S. SAG (m)	MAX. TENS. (daN)	HORI. TENS. (daN)	HORI. %	UL	C	R.S. SAG (m)
		HOR. LOAD (daN/m)	VERT. LOAD (daN)							R.S. SAG (m)	MAX. TENS. (daN)	HORI. TENS. (daN)	HORI. %							
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	186	175	2	184	3.15	186	175	2	184	3.15	186	175	2	183	3.15	
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	187	177	2	185	3.12	187	177	2	185	3.12	187	177	2	185	3.12	
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	193	182	2	191	3.02	193	182	2	191	3.02	193	182	2	191	3.02	
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	203	192	2	202	2.86	203	192	2	202	2.86	203	192	2	202	2.86	
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	203	192	2	200	2.88	203	192	2	200	2.88	203	192	2	200	2.88	
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	200	189	2	192	3.01	200	189	2	192	3.01	200	189	2	192	3.01	
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	199	188	2	191	3.03	199	188	2	191	3.03	199	188	2	191	3.03	
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	268	257	3	193	2.99	268	257	3	193	2.99	268	257	3	193	2.99	
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	264	253	3	190	3.04	264	253	3	190	3.04	264	253	3	190	3.04	

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 18 from structure #2 to structure #3
 Ruling span (m) 229.982
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 1258.4 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	INITIAL COND.							FINAL COND.				FINAL COND.							
		+-CABLE LOAD		RES. LOAD	MAX. TENS. (daN)	HORI. TENS. (daN)	HORI. %	UL	C	AFTER CREEP		AFTER LOAD		R.S. SAG (m)	MAX. TENS. (daN)	HORI. TENS. (daN)	HORI. %	UL	C	R.S. SAG (m)
		HOR. LOAD (daN/m)	VERT. LOAD (daN)							R.S. SAG (m)	MAX. TENS. (daN)	HORI. TENS. (daN)	HORI. %							

1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	1206	1200	14	1258	5.26	1128	1121	13	1176	5.63	1188	1182	14	1239	5.34
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	1265	1259	15	1320	5.01	1182	1176	14	1233	5.37	1250	1244	14	1305	5.07
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	1443	1437	17	1507	4.39	1348	1342	16	1408	4.70	1443	1437	17	1507	4.39
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	1761	1756	20	1841	3.59	1670	1665	19	1746	3.79	1761	1756	20	1841	3.59
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	1727	1722	20	1797	3.68	1634	1629	19	1700	3.89	1727	1722	20	1797	3.68
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	1506	1500	17	1518	4.36	1412	1406	16	1423	4.65	1506	1500	17	1518	4.36
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	1479	1473	17	1491	4.44	1385	1379	16	1396	4.74	1479	1473	17	1491	4.44
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	1904	1897	22	1427	4.64	1834	1826	21	1374	4.82	1904	1897	22	1427	4.64
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	1815	1807	21	1359	4.87	1739	1731	20	1302	5.08	1815	1807	21	1359	4.87

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'

Section 19 from structure #3 to structure #4

Ruling span (m) 409.49

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 1573 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE				+- CABLE LOAD				+- INITIAL COND.				+- FINAL COND.				+- FINAL COND.			
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS. UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS. UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% TENS. UL	C	R.S. SAG		
		(daN/m)		(daN)	(daN)		(m)	(m)	(daN)	(daN)		(m)	(m)	(daN)	(daN)		(m)	(m)	(daN)		
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	1512	1500	17	1573	13.35	1437	1423	17	1493	14.07	1502	1489	17	1561	13.44		
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	1550	1538	18	1613	13.01	1472	1459	17	1530	13.72	1542	1530	18	1604	13.08		
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	1655	1643	19	1723	12.18	1572	1559	18	1635	12.83	1655	1643	19	1723	12.18		
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	1819	1808	21	1896	11.06	1732	1721	20	1805	11.63	1819	1808	21	1896	11.06		
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	1807	1797	21	1875	11.19	1720	1709	20	1784	11.76	1807	1797	21	1875	11.19		
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	1719	1707	20	1728	12.14	1636	1623	19	1643	12.77	1719	1707	20	1728	12.14		
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	1704	1692	20	1713	12.25	1621	1608	19	1628	12.89	1704	1692	20	1713	12.25		
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	2222	2205	26	1659	12.65	2151	2134	25	1605	13.08	2222	2205	26	1659	12.65		
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	2168	2151	25	1618	12.97	2095	2077	24	1562	13.43	2168	2151	25	1618	12.97		

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 20 from structure #4 to structure #5
 Ruling span (m) 79.5712
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 209.7 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- CABLE LOAD			INITIAL COND.				FINAL COND. AFTER CREEP				FINAL COND. AFTER LOAD						
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG
		(daN/m)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	210	200	2	210	3.79	210	200	2	210	3.79	210	200	2	210	3.79
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	211	202	2	212	3.75	211	202	2	212	3.75	211	202	2	211	3.75
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	218	208	3	218	3.64	218	208	3	218	3.64	218	208	3	218	3.64
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	228	219	3	229	3.46	228	219	3	229	3.46	228	219	3	229	3.46
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	228	218	3	228	3.48	228	218	3	228	3.48	228	218	3	228	3.48
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	226	216	3	219	3.62	226	216	3	219	3.62	226	216	3	219	3.62
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	225	215	3	218	3.64	225	215	3	218	3.64	225	215	3	218	3.64
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	304	293	3	221	3.60	304	293	3	221	3.60	304	293	3	221	3.60
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	299	289	3	217	3.65	299	289	3	217	3.65	299	289	3	217	3.65

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'
 Section 21 from structure #5 to structure #6
 Ruling span (m) 97.9198
 Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'
 Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'
 Sagging data: Catenary (m) 175.1 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- CABLE LOAD			INITIAL COND.				FINAL COND. AFTER CREEP				FINAL COND. AFTER LOAD						
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG
		(daN/m)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	(m)	(m)

		+- (daN/m)	-+ (daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	174	167	2	175	6.89	174	167	2	175	6.89	174	167	2	175	6.89
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	174	168	2	176	6.86	174	168	2	176	6.86	174	168	2	176	6.86
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	176	170	2	178	6.77	176	170	2	178	6.77	176	170	2	178	6.77
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	180	174	2	182	6.62	180	174	2	182	6.62	180	174	2	182	6.62
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	181	174	2	182	6.64	181	174	2	182	6.64	181	174	2	182	6.64
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	183	176	2	178	6.76	183	176	2	178	6.76	183	176	2	178	6.76
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	183	176	2	178	6.77	183	176	2	178	6.77	183	176	2	178	6.77
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	247	238	3	179	6.74	247	238	3	179	6.74	247	238	3	179	6.74
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	246	236	3	178	6.78	246	236	3	178	6.78	246	236	3	178	6.78

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'

Section 22 from structure #6 to structure #7

Ruling span (m) 92.0154

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 209.7 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE						--+-CABLE LOAD--+-						INITIAL COND.				--+- FINAL COND.				--+- FINAL COND.							
		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-		+-					
		HOR.	VERT.	RES.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.	MAX.	HORI.	%	R.S.					
		+- (daN/m)	-+ (daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(m)	(m)			
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	209	200	2	210	5.07	209	200	2	210	5.07	209	200	2	210	5.07	209	200	2	210	5.07	209	200	2	210	5.07
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	211	201	2	211	5.03	211	201	2	211	5.03	211	201	2	211	5.03	211	201	2	211	5.03	211	201	2	211	5.03
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	215	206	2	216	4.92	215	206	2	216	4.92	215	206	2	216	4.92	215	206	2	216	4.92	215	206	2	216	4.92
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	223	214	3	224	4.74	223	214	3	224	4.74	223	214	3	224	4.74	223	214	3	224	4.74	223	214	3	224	4.74
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	223	214	3	223	4.76	223	214	3	223	4.76	223	214	3	223	4.76	223	214	3	223	4.76	223	214	3	223	4.76
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	223	214	3	217	4.90	223	214	3	217	4.90	223	214	3	217	4.90	223	214	3	217	4.90	223	214	3	217	4.90
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	223	213	3	216	4.92	223	213	3	216	4.92	223	213	3	216	4.92	223	213	3	216	4.92	223	213	3	216	4.92
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	300	289	3	218	4.88	300	289	3	218	4.88	300	289	3	218	4.88	300	289	3	218	4.88	300	289	3	218	4.88
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	297	286	3	215	4.94	297	286	3	215	4.94	297	286	3	215	4.94	297	286	3	215	4.94	297	286	3	215	4.94

Sag Tension Report

Conductor name 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk'

Section 23 from structure #7 to structure #12

Ruling span (m) 376.13

Weather case for creep 'SIN VIENTO, 50 C'

Weather case for final after load 'SIN VIENTO, 18.9 C'

Sagging data: Catenary (m) 1634.6 Condition I Temperature (deg C) 50

#	DESCRIPTION	+- WEATHER CASE				+- CABLE LOAD				INITIAL COND.				FINAL COND.				FINAL COND.			
		+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	
		HOR. LOAD	VERT. LOAD	RES. LOAD	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG	MAX. TENS.	HORI. TENS.	% UL	C	R.S. SAG		
		(daN/m)		(daN)	(daN)		(m)	(m)	(daN)	(daN)		(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)		(m)	(m)		
1	SIN VIENTO, 50	0.00	0.95	0.95	1572	1559	18	1635	10.83	1473	1459	17	1530	11.57	1556	1543	18	1618	10.94		
2	SIN VIENTO, 41	0.00	0.95	0.95	1621	1608	19	1686	10.50	1518	1504	17	1578	11.22	1608	1595	18	1673	10.58		
3	SIN VIENTO, 18.	0.00	0.95	0.95	1757	1744	20	1829	9.68	1645	1632	19	1711	10.34	1757	1744	20	1829	9.68		
4	SIN VIENTO, -10	0.00	0.95	0.95	1977	1965	23	2061	8.59	1859	1847	21	1937	9.14	1977	1965	23	2061	8.59		
5	VIENTO 25 KPH,	0.09	0.95	0.96	1957	1946	23	2031	8.71	1841	1829	21	1909	9.27	1957	1946	23	2031	8.71		
6	VIENTO MEDIO 16	0.26	0.95	0.99	1824	1812	21	1834	9.65	1713	1700	20	1721	10.29	1824	1812	21	1834	9.65		
7	VIENTO MEDIO 18	0.26	0.95	0.99	1805	1792	21	1814	9.76	1694	1681	19	1702	10.40	1805	1792	21	1814	9.76		
8	VIENTO MAXIMO 9	0.93	0.95	1.33	2327	2310	27	1738	10.19	2236	2218	26	1669	10.61	2327	2310	27	1738	10.19		
9	VIENTO MAXIMO 1	0.93	0.95	1.33	2259	2242	26	1686	10.50	2164	2146	25	1615	10.96	2259	2242	26	1686	10.50		



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.4 TABLAS DE TENSADO

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\PLS\PLS_CADD\EXAMPLES\PROJECTS\Salvalle.DON'

Criteria notes:

LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
(DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Stringing Chart Report

Section 1 from structure #1 to structure #2

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=67.24 (m)

Reference condition: catenary=201.00 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Left	Span
Length	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Struct	Vertical
(m)	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		
68.8	3.08	3.10	3.13	3.15	3.18	3.20	3.22	3.25	3.27	3.29	1	14.63

Span	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left	Span
Length	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Struct	Vertical
(m)	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.		
68.8	9.5	9.5	9.6	9.6	9.7	9.7	9.7	9.8	9.8	9.8	1	14.63

Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz
Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
924	918	910	904	897	891	885	878	872	866	

Stringing Chart Report

Section 2 from structure #2 to structure #3

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=229.98 (m)

Reference condition: catenary=1839.30 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
230.0	3.98	4.10	4.23	4.35	4.48	4.60	4.72	4.85	4.97	5.09	5.09	2	2.85

Span Length (m)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
230.0	10.8	11.0	11.1	11.3	11.5	11.6	11.8	11.9	12.1	12.2	12.2	2	2.85

Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)
7834	7592	7367	7154	6956	6767	6593	6427	6269	6124	

Stringing Chart Report

Section 3 from structure #3 to structure #4

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=409.49 (m)

Reference condition: catenary=1895.20 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	50 C		
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		

409.5 11.59 11.76 11.93 12.10 12.26 12.43 12.59 12.75 12.92 13.08 3 0.04

Span Length (m)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time		
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.			
409.5	18.4	18.6	18.7	18.8	19.0	19.1	19.2	19.3	19.5	19.6	3		0.04

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
8522	8399	8279	8166	8057	7949	7846	7746	7649	7555	

Stringing Chart Report

Section 4 from structure #4 to structure #5

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=78.76 (m)

Reference condition: catenary=229.20 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Mid Span	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag		
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)			
80.1	3.66	3.68	3.71	3.74	3.76	3.78	3.81	3.84	3.86	3.89	4		-15.07

Span Length (m)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time		
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.			
80.1	10.4	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.6	10.6	10.6	10.7	4		-15.07

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
1054	1046	1040	1032	1025	1019	1011	1005	998	992	

Stringing Chart Report

Section 5 from structure #5 to structure #6

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=97.92 (m)

Reference condition: catenary=163.60 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
97.9	7.45	7.45	7.47	7.50	7.50	7.53	7.55	7.56	7.58	7.61	5	-0.17

Span Length (m)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
97.9	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	5	-0.17

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
764	763	761	758	758	755	753	752	750	747	

Stringing Chart Report

Section 6 from structure #6 to structure #7

Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length
Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)
Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag
10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C
5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C
8.88	9.05	8.88	9.05	8.88	9.05	8.88	9.05	8.88	9.05	8.88	9.05	8.88	9.05	8.88	9.05
371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4	371.4

Calculations done using actual span lengths and vertical projections
 Results below for condition='I'
 Reference condition: catenary=2058.80 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'
 Cable 'c:\p1s\p1s_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=376.13 (m)

Stringing Chart Report

Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length	Span	Length
Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)	Mid	(m)
Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag	Span	Sag
10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C	10 C	15 C
5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C	5 C	10 C
1034	1028	1034	1028	1034	1028	1034	1028	1034	1028	1034	1028	1034	1028	1034	1028
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.0	12.1	12.0	12.1	12.0	12.1	12.0	12.1	12.0	12.1	12.0	12.1	12.0	12.1	12.0	12.1
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave	Span	Wave
3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C	3	10 C
5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C	5 C	15 C
12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4

Calculations done using actual span lengths and vertical projections
 Results below for condition='I'
 Reference condition: catenary=223.10 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'
 Cable 'c:\p1s\p1s_cadd\examples\cables\opgw', Ruling span=91.39 (m)

409.7	10.81	11.01	11.21	11.41	11.61	11.81	12.00	12.19	12.38	12.57	8	-0.96
369.0	8.77	8.93	9.10	9.26	9.42	9.58	9.74	9.89	10.05	10.20	9	-6.74
350.5	7.91	8.06	8.21	8.35	8.49	8.64	8.78	8.92	9.06	9.20	10	2.33
372.6	8.94	9.11	9.28	9.44	9.60	9.77	9.93	10.09	10.24	10.40	11	-3.10

Span	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left	Span
Length	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Struct	Vertical
(m)	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.		
371.4	16.1	16.3	16.4	16.6	16.7	16.9	17.0	17.1	17.3	17.4	7	-2.46
409.7	17.8	18.0	18.1	18.3	18.5	18.6	18.8	18.9	19.1	19.2	8	-0.96
369.0	16.0	16.2	16.3	16.5	16.6	16.8	16.9	17.0	17.2	17.3	9	-6.74
350.5	15.2	15.4	15.5	15.7	15.8	15.9	16.1	16.2	16.3	16.4	10	2.33
372.6	16.2	16.3	16.5	16.6	16.8	16.9	17.1	17.2	17.3	17.5	11	-3.10

Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz
Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
9144	8977	8814	8663	8516	8373	8238	8107	7984	7863	

Stringing Chart Report

Section 8 from structure #12 to structure #13

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\7#8aw', Ruling span=99.97 (m)

Reference condition: catenary=221.10 (m) temperature=-10.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Left	Span
Length	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Struct	Vertical
(m)	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		
100.0	5.74	5.76	5.79	5.81	5.83	5.85	5.87	5.90	5.91	5.93	12	-2.55

Span	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left	Span
------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------	------

Length (m)	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Struct Number	Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.			
100.0	13.0	13.0	13.0	13.1	13.1	13.1	13.1	13.2	13.2	13.2	12	-2.55	

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
835	833	829	827	823	820	818	814	812	809	

Stringing Chart Report

Section 9 from structure #1 to structure #2

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=67.87 (m)

Reference condition: catenary=183.50 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Span Sag (m)	Struct Number	Span Vertical Projection (m)
68.8	3.07	3.09	3.12	3.15	3.17	3.21	3.22	3.24	3.26	3.27		1	11.08

Span Length (m)	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Wave Time	Left Span Sag (m)	Struct Number	Span Vertical Projection (m)
68.8	9.5	9.5	9.6	9.6	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.8	9.8		1	11.08

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	

1865 1849 1831 1818 1802 1785 1776 1767 1758 1750

Stringing Chart Report

Section 10 from structure #2 to structure #3

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=229.98 (m)

Reference condition: catenary=1258.40 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
230.0	4.00	4.14	4.28	4.42	4.56	4.70	4.84	4.98	5.12	5.26		2	2.85

Span Length (m)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
230.0	10.8	11.0	11.2	11.4	11.6	11.7	11.9	12.1	12.3	12.4		2	2.85

Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
15770	15231	14738	14270	13830	13418	13027	12665	12319	11995	

Stringing Chart Report

Section 11 from structure #3 to structure #4

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=409.49 (m)

Reference condition: catenary=1573.00 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
409.5	11.65	11.84	12.03	12.22	12.41	12.60	12.79	12.98	13.16	13.35	50 C	3	0.04

Span Length (m)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
409.5	18.5	18.6	18.8	18.9	19.1	19.2	19.4	19.5	19.7	19.8	50 C	3	0.04

Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)
17181	16906	16636	16375	16126	15884	15650	15424	15207	14996	14779

Stringing Chart Report

Section 12 from structure #4 to structure #5

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=79.57 (m)

Reference condition: catenary=209.70 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
80.1	3.63	3.66	3.70	3.73	3.75	3.78	3.81	3.83	3.85	3.87	50 C	4	-9.60

Span Length	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	3 Wave	Left Struct	Span Vertical
-------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-------------	---------------

(m)	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			(m)
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.			
80.1	10.3	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.6	10.6	10.6	10.7	4		-9.60

Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz
Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)
2128	2111	2092	2075	2061	2044	2029	2018	2009	1999	

Stringing Chart Report

Section 13 from structure #5 to structure #6

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=97.92 (m)

Reference condition: catenary=175.10 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Left	Span
Length	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Struct	Vertical
(m)	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		
97.9	6.70	6.73	6.75	6.78	6.81	6.84	6.84	6.86	6.87	6.89	5	-0.17

Span	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left	Span
Length	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Struct	Vertical
(m)	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.		
97.9	14.0	14.1	14.1	14.1	14.1	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	5	-0.17

Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz
Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)
1716	1709	1704	1697	1689	1683	1681	1678	1673	1670	

Stringing Chart Report

Section 14 from structure #6 to structure #7

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=92.02 (m)

Reference condition: catenary=209.70 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Mid Span (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
92.4	4.89	4.92	4.95	4.99	5.01	5.04	5.07	5.09	5.11	5.12	5.12	6	8.00

Span Length (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
92.4	12.0	12.0	12.1	12.1	12.1	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.3	6	8.00

5 C Tension (N)	10 C Tension (N)	15 C Tension (N)	20 C Tension (N)	25 C Tension (N)	30 C Tension (N)	35 C Tension (N)	40 C Tension (N)	45 C Tension (N)	50 C Tension (N)
2093	2083	2068	2055	2044	2031	2021	2014	2006	2000

Stringing Chart Report

Section 15 from structure #7 to structure #12

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=376.13 (m)

Reference condition: catenary=1634.60 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
371.4	8.93	9.11	9.29	9.48	9.66	9.84	10.02	10.20	10.39	10.56		7	-4.16
409.7	10.86	11.08	11.31	11.53	11.75	11.97	12.20	12.41	12.63	12.85		8	-0.96
369.0	8.81	8.99	9.17	9.35	9.53	9.71	9.89	10.07	10.25	10.42		9	-6.74
350.5	7.95	8.11	8.27	8.44	8.60	8.76	8.93	9.09	9.25	9.40		10	2.33
372.6	8.98	9.17	9.35	9.54	9.72	9.91	10.09	10.27	10.45	10.63		11	-1.40

Span Length (m)	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	3 Wave Time	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
371.4	16.2	16.4	16.5	16.7	16.8	17.0	17.2	17.3	17.5	17.6		7	-4.16
409.7	17.9	18.0	18.2	18.4	18.6	18.7	18.9	19.1	19.3	19.4		8	-0.96
369.0	16.1	16.2	16.4	16.6	16.7	16.9	17.0	17.2	17.3	17.5		9	-6.74
350.5	15.3	15.4	15.6	15.7	15.9	16.0	16.2	16.3	16.5	16.6		10	2.33
372.6	16.2	16.4	16.6	16.7	16.9	17.0	17.2	17.4	17.5	17.7		11	-1.40

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
18437	18067	17710	17367	17039	16726	16421	16132	15852	15588	

Stringing Chart Report

Section 16 from structure #12 to structure #13
 Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=100.00 (m)
 Reference condition: catenary=209.70 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'
 Results below for condition='I'
 Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Mid Span Sag	Left Struct Number	Span Vertical Projection
-----------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------------	--------------------------

5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
5.76	5.79	5.82	5.85	5.88	5.91	5.93	5.95	5.97	5.99	12
100.0										0.92

Span Length (m)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Span Vertical Projection (m)
Wave Time	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	50 C	
Sec.	13.0	13.1	13.1	13.1	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.3	12
											0.92

Horiz Tension (N)	2077	2068	2056	2047	2036	2027	2019	2012	2006	2000
Horiz Tension (N)	2068	2056	2047	2036	2027	2019	2012	2006	2000	

Stringing Chart Report

Section 17 from structure #1 to structure #2
 Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=67.87 (m)
 Reference condition: catenary=183.50 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'
 Results below for condition='I'
 Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Span Vertical Projection (m)
Wave Time	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	50 C	
Sec.	3.07	3.09	3.12	3.15	3.17	3.21	3.22	3.24	3.26	3.27	11.08
											1

Span Length (m)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Span Vertical Projection (m)
Wave Time	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	50 C	
Sec.	9.5	9.5	9.6	9.6	9.7	9.7	9.7	9.7	9.8	9.8	11.08
											1

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
1865	1849	1831	1818	1802	1785	1776	1767	1758	1750	

Stringing Chart Report

Section 18 from structure #2 to structure #3

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=229.98 (m)

Reference condition: catenary=1258.40 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
230.0	4.00	4.14	4.28	4.42	4.56	4.70	4.84	4.98	5.12	5.26	2	2.85

Span Length (m)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
230.0	10.8	11.0	11.2	11.4	11.6	11.7	11.9	12.1	12.3	12.4	2	2.85

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
15770	15231	14738	14270	13830	13418	13027	12665	12319	11995	

Stringing Chart Report

Section 19 from structure #3 to structure #4

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=409.49 (m)

Reference condition: catenary=1573.00 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
409.5	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	3	0.04
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		
11.65	11.84	12.03	12.22	12.41	12.60	12.79	12.98	13.16	13.35			

Span Length (m)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Wave Time (Sec.)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
409.5	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	3	0.04
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.		
18.5	18.6	18.8	18.9	19.1	19.2	19.4	19.5	19.7	19.8			

Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
17181	16906	16636	16375	16126	15884	15650	15424	15207	14996	

Stringing Chart Report

Section 20 from structure #4 to structure #5

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=79.57 (m)

Reference condition: catenary=209.70 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		

	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		
80.1	3.63	3.66	3.70	3.73	3.75	3.78	3.81	3.83	3.85	3.87		4	-9.60

Span	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left	Span
Length	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Struct	Vertical
(m)	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.		
80.1	10.3	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5	10.6	10.6	10.6	10.7	4	-9.60

Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz	Horiz
Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension	Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
2128	2111	2092	2075	2061	2044	2029	2018	2009	1999	

Stringing Chart Report

Section 21 from structure #5 to structure #6

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=97.92 (m)

Reference condition: catenary=175.10 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Mid	Left	Span
Length	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Span	Struct	Vertical
(m)	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Sag	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)		
97.9	6.70	6.73	6.75	6.78	6.81	6.84	6.84	6.86	6.87	6.89	5	-0.17

Span	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Left	Span
Length	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Wave	Struct	Vertical
(m)	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Time	Number	Projection
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C		(m)
	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.		
97.9	14.0	14.1	14.1	14.1	14.1	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	5	-0.17

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
1716	1709	1704	1697	1689	1683	1681	1678	1673	1670	

Stringing Chart Report

Section 22 from structure #6 to structure #7

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=92.02 (m)

Reference condition: catenary=209.70 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Span Sag (m)	Struct Number	Span Vertical Projection (m)
92.4	4.89	4.92	4.95	4.99	5.01	5.04	5.07	5.09	5.11	5.12	5.12	6	8.00

Span Length (m)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	3 Wave Time (Sec.)	Left Span Wave Time (Sec.)	Struct Number	Span Vertical Projection (m)
92.4	12.0	12.0	12.1	12.1	12.1	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.3	12.3	6	8.00

Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension	Horiz Tension
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	(N)	
2093	2083	2068	2055	2044	2031	2021	2014	2006	2000	

Stringing Chart Report

Section 23 from structure #7 to structure #12

Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span=376.13 (m)

Reference condition: catenary=1634.60 (m) temperature=50.00 (deg C) condition='I'

Results below for condition='I'

Calculations done using actual span lengths and vertical projections

Span Length (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Mid Span Sag (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
371.4	8.93	9.11	9.29	9.48	9.66	9.84	10.02	10.20	10.39	10.56		7	-4.16
409.7	10.86	11.08	11.31	11.53	11.75	11.97	12.20	12.41	12.63	12.85		8	-0.96
369.0	8.81	8.99	9.17	9.35	9.53	9.71	9.89	10.07	10.25	10.42		9	-6.74
350.5	7.95	8.11	8.27	8.44	8.60	8.76	8.93	9.09	9.25	9.40		10	2.33
372.6	8.98	9.17	9.35	9.54	9.72	9.91	10.09	10.27	10.45	10.63		11	-1.40

Span Length (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	3 Wave Time (m)	Left Struct Number	Span Vertical Projection (m)
	5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C			
371.4	16.2	16.4	16.5	16.7	16.8	17.0	17.2	17.3	17.5	17.6		7	-4.16
409.7	17.9	18.0	18.2	18.4	18.6	18.7	18.9	19.1	19.3	19.4		8	-0.96
369.0	16.1	16.2	16.4	16.6	16.7	16.9	17.0	17.2	17.3	17.5		9	-6.74
350.5	15.3	15.4	15.6	15.7	15.9	16.0	16.2	16.3	16.5	16.6		10	2.33
372.6	16.2	16.4	16.6	16.7	16.9	17.0	17.2	17.4	17.5	17.7		11	-1.40

Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)	Horiz Tension (N)
5 C	10 C	15 C	20 C	25 C	30 C	35 C	40 C	45 C	50 C	
18437	18067	17710	17367	17039	16726	16421	16132	15852	15588	



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.5 LOCALIZACIÓN Y USO DE ESTRUCTURAS

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\LINEAS\claudio\Tesis\Salvalle.DON'

Criteria notes:

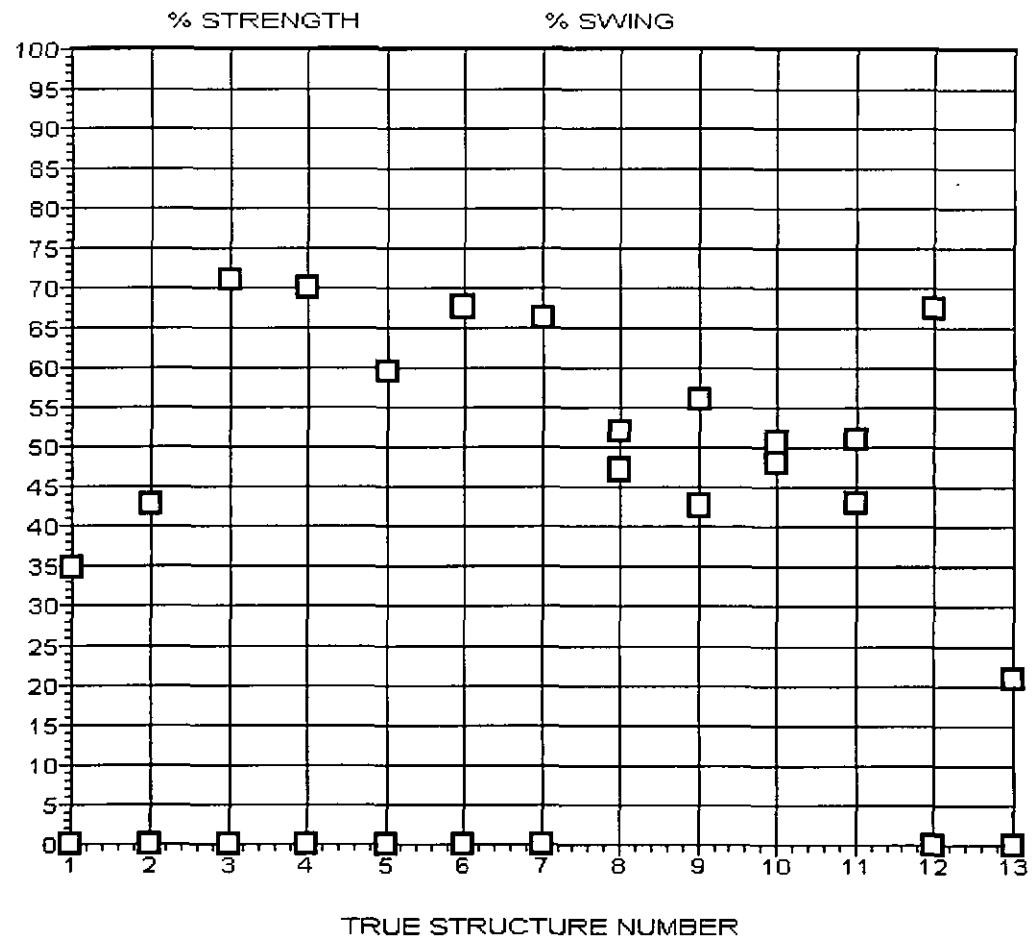
LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
(DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Structure Locations and Usage Report

Str No.	Structure Name	Station (m)	Line Angle (deg)	---Constraints---			% of max Insul. Structure Swing Strength	OK/NG	
				Prohib Zone	Req Pos	Extra Cost			
1	marco115_p2	1.25	0.00			0	34.8	OK	OK
2	tar302p_p2.000	70.00	0.00			0	42.8	OK	OK
3	tad602p_p2.003	300.00	-23.55		Y	0	71.1	OK	OK
4	tar302p_p2.000	709.49	19.14		Y	0	70.0	OK	OK
5	ldg2_p2	789.63	0.00			0	59.5	OK	OK
6	ldg2_p2	887.55	0.00			0	67.5	OK	OK
7	tar302p_p2.000	979.91	0.00			0	66.3	OK	OK
8	tasg2p_p2.000	1351.35	0.00			0	52.1	OK	OK
9	tasg2p_p2.003	1761.00	0.00			0	56.1	OK	OK
10	tasg2p_p2.-03	2130.00	0.00			0	48.0	OK	OK
11	tasg2p_p2.000	2480.50	0.00			0	51.0	OK	OK
12	tar302p_p2.000	2853.14	-96.45		Y	0	67.5	OK	OK
13	1yr1_p2.003	2953.14	0.00			0	21.0	OK	OK

0 structure violations OK

STRUCTURE AND INSULATOR % USAGE





Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.6 USO DE CABLES

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\PLS\PLS_CADD\EXAMPLES\PROJECTS\Salvalle.DON'

Criteria notes:

LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
(DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Section Usage Report

Sec No.	Cable Name	From Str.	To Str.	Percent Usage	OK/NG
1	opgw	1	2	7.1	OK
2	opgw	2	3	46.9	OK
3	opgw	3	4	58.0	OK
4	opgw	4	5	8.1	OK
5	opgw	5	6	6.0	OK
6	opgw	6	7	8.0	OK
7	opgw	7	12	60.4	OK
8	7#8aw	12	13	6.4	OK
9	hawk	1	2	11.5	OK
10	hawk	2	3	75.0	OK
11	hawk	3	4	94.0	OK
12	hawk	4	5	13.0	OK
13	hawk	5	6	10.8	OK
14	hawk	6	7	13.0	OK
15	hawk	7	12	97.7	OK
16	hawk	12	13	12.8	OK
17	hawk	1	2	11.5	OK
18	hawk	2	3	75.0	OK
19	hawk	3	4	94.0	OK
20	hawk	4	5	13.0	OK
21	hawk	5	6	10.8	OK
22	hawk	6	7	13.0	OK
23	hawk	7	12	97.7	OK

0 section violations OK



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.7 RESUMEN

PLS-CADD Version 4.58+

Project Name: 'C:\PLS\PLS_CADD\EXAMPLES\PROJECTS\Salvalle.DON'

Criteria notes:

LINEA DE TRANSMISION: SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR - VALLE DE SANTIAGO
115 KV, DOS CIRCUITOS, 3.024 KM, 1 COND/FASE 477 KCM ACSR (HAWK), T.A.
(DESDE MARCO DE LA SE SALAMANCA II HASTA ESTRUCTURA 1YR1 A SE SALAMANCA SUR)

Structure list report:

No.	Station (m)	Line Angle (deg)	Ahead Span (m)	Height Adjust (m)	Orient Angle (deg)	Name/Description/Comments/Material
1	1.25	0.00	68.75	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\marco115_p2 MARCO S.E. embed len=2.00 1 CTHG-7/8AAS 6 CT-1C-1CF/477 6 CS-1CF/477 114 V2028X2 1 CTHG-OPGW
2	70.00	0.00	230.00	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tar302p_p2.000 TAR302P NIV 0 embed len=3.15 1 CTHG-7/8AAS 12 CT-1C-1CF/477 3 CS-1CF/477 12 AMORT-477 147 V2028X2 1 CTHG-OPGW
3	300.00	-23.55	409.49	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tad602p_p2.003 TAD602P NIV +3 embed len=3.25 1 CTHG-7/8AAS 12 CT-1C-1CF/477 3 CS-1CF/477 12 AMORT-477 147 V2028X2 1 CTHG-OPGW
4	709.49	19.14	80.14	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tar302p_p2.000 TAR302P NIV 0 embed len=3.15 1 CTHG-7/8AAS

5	789.63	0.00	97.92	0.00	0.00	12 CT-1C-1CF/477 3 CS-1CF/477 12 AMORT-477 147 V2028X2 1 CTHG-OPGW c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\ldg2_p2 1DG2 (CFE) embed len=2.95 1 CTHG-7/8AAS 12 CT-1C-1CF/477 6 CS-1CF/477 12 AMORT-477 174 V2028X2 1 CTHG-OPGW 3 AIS-POSTE-115
6	887.55	0.00	92.36	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\ldg2_p2 1DG2 (CFE) embed len=2.95 1 CTHG-7/8AAS 12 CT-1C-1CF/477 6 CS-1CF/477 12 AMORT-477 174 V2028X2 1 CTHG-OPGW 3 AIS-POSTE-115
7	979.91	0.00	371.44	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tar302p_p2.000 TAR302P NIV 0 embed len=3.15 1 CTHG-7/8AAS 12 CT-1C-1CF/477 3 CS-1CF/477 12 AMORT-477 147 V2028X2 1 CTHG-OPGW
8	1351.35	0.00	409.65	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.000 TASG2P NIV 0 embed len=3.15 1 CSHG-7/8AAS 6 CS-1CF/477 12 AMORT-477 54 V2028X2 1 CSHG-OPGW
9	1761.00	0.00	369.00	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.003

						TASG2P NIV +3 embed len=3.25 1 CSHG-7/8AAS 6 CS-1CF/477 12 AMORT-477 54 V2028X2 1 CSHG-OPGW
10	2130.00	0.00	350.50	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.-03 TASG2P NIV -3 embed len=3.05 1 CSHG-7/8AAS 6 CS-1CF/477 12 AMORT-477 54 V2028X2 1 CSHG-OPGW
11	2480.50	0.00	372.64	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.000 TASG2P NIV 0 embed len=3.15 1 CSHG-7/8AAS 6 CS-1CF/477 12 AMORT-477 54 V2028X2 1 CSHG-OPGW
12	2853.14	-96.45	100.00	0.00	41.78	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tar302p_p2.000 TAR302P NIV 0 embed len=3.15 1 CTHG-7/8AAS 12 CT-1C-1CF/477 3 CS-1CF/477 12 AMORT-477 147 V2028X2 1 CTHG-OPGW
13	2953.14	0.00	0.00	0.00	0.00	c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\lyr1_p2.003 1YR1 NIV+3_EXT+0 embed len=2.10 2 CTHG-7/8AAS 6 CT-1C-1CF/477 2 CS-1CF/477 6 AMORT-477 96 V2028X2 1 CS-1CF/477 V

Structure coordinates report:

Struct. No.	Station (m)	Ahead Span (m)	X (m)	Y (m)	Z (m)	Structure Name
1	1.25	68.75	1.07	-0.65	1718.93	marcol15_p2
2	70.00	230.00	59.74	-36.49	1717.91	tar302p_p2.000
3	300.00	409.49	256.02	-156.38	1717.76	tad602p_p2.003
4	709.49	80.14	661.65	-212.43	1720.80	tar302p_p2.000
5	789.63	97.92	733.05	-248.83	1720.40	ldg2_p2
6	887.55	92.36	820.29	-293.30	1720.23	ldg2_p2
7	979.91	371.44	902.57	-335.25	1719.03	tar302p_p2.000
8	1351.35	409.65	1233.49	-503.95	1713.17	tasg2p_p2.000
9	1761.00	369.00	1598.46	-690.01	1709.21	tasg2p_p2.003
10	2130.00	350.50	1927.20	-857.60	1708.47	tasg2p_p2.-03
11	2480.50	372.64	2239.47	-1016.79	1707.80	tasg2p_p2.000
12	2853.14	100.00	2571.46	-1186.03	1708.10	tar302p_p2.000
13	2953.14	0.00	2606.58	-1092.40	1708.10	lyr1_p2.003

Section Sagging Data

Sec. No.	Cable Name	From Str.	To Str.	Wires Per Phase	----- Sagging Data ----- Cond.	Temp. (deg C)	Catenary Constant (m)	Horiz. Tension (daN)	Display Catenary Constant (m)
1	opgw	1	2	1	I	-10.0	201.0	94.6	183.8
2	opgw	2	3	1	I	-10.0	1839.3	865.8	1267.5
3	opgw	3	4	1	I	-10.0	1895.2	892.1	1574.8
4	opgw	4	5	1	I	-10.0	229.2	107.9	210.4
5	opgw	5	6	1	I	-10.0	163.6	77.0	158.9
6	opgw	6	7	1	I	-10.0	223.1	105.0	209.8
7	opgw	7	12	1	I	-10.0	2058.8	969.1	1629.4
8	7#8aw	12	13	1	I	-10.0	221.1	84.5	211.8
9	hawk	1	2	1	I	50.0	183.5	175.0	183.6
10	hawk	2	3	1	I	50.0	1258.4	1200.0	1176.0
11	hawk	3	4	1	I	50.0	1573.0	1500.0	1492.5
12	hawk	4	5	1	I	50.0	209.7	200.0	209.7
13	hawk	5	6	1	I	50.0	175.1	167.0	175.1
14	hawk	6	7	1	I	50.0	209.7	200.0	209.8
15	hawk	7	12	1	I	50.0	1634.6	1558.7	1530.3

16	hawk	12	13	1	I	50.0	209.7	200.0	209.7
17	hawk	1	2	1	I	50.0	183.5	175.0	183.6
18	hawk	2	3	1	I	50.0	1258.4	1200.0	1176.0
19	hawk	3	4	1	I	50.0	1573.0	1500.0	1492.5
20	hawk	4	5	1	I	50.0	209.7	200.0	209.7
21	hawk	5	6	1	I	50.0	175.1	167.0	175.1
22	hawk	6	7	1	I	50.0	209.7	200.0	209.8
23	hawk	7	12	1	I	50.0	1634.6	1558.7	1530.3

Section Stringing Data

Sec. No.	Cable Name	Str. No.	Set No.	Phasing	Set Label
1	opgw	1	1	123	HILO DE GUARDA
		2	1	123	HILOS DE GUARDA
2	opgw	2	1	123	HILOS DE GUARDA
		3	1	123	HILOS DE GUARDA
3	opgw	3	1	123	HILOS DE GUARDA
		4	1	123	HILOS DE GUARDA
4	opgw	4	1	123	HILOS DE GUARDA
		5	1	123	HILOS DE GUARDA
5	opgw	5	1	123	HILOS DE GUARDA
		6	1	123	HILOS DE GUARDA
6	opgw	6	1	123	HILOS DE GUARDA
		7	1	123	HILOS DE GUARDA
7	opgw	7	1	123	HILOS DE GUARDA
		8	1	123	HILOS DE GUARDA
		9	1	123	HILOS DE GUARDA
		10	1	123	HILOS DE GUARDA
		11	1	123	HILOS DE GUARDA
		12	1	123	HILOS DE GUARDA
8	7#8aw	12	1	123	HILOS DE GUARDA
		13	1	123	HILOS DE GUARDA
9	hawk	1	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
		2	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
10	hawk	2	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
		3	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
11	hawk	3	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
		4	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
12	hawk	4	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO
		5	2	123	CIRCUITO IZQUIERDO

13	hawk	5	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		6	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
14	hawk	6	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		7	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
15	hawk	7	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		8	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		9	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		10	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		11	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		12	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
16	hawk	12	2	123	CIRCUITO	IZQUIERDO
		13	2	123	CIRCUITO	UNICO
17	hawk	1	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		2	3	123	CIRCUITO	DERECHO
18	hawk	2	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		3	3	123	CIRCUITO	DERECHO
19	hawk	3	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		4	3	123	CIRCUITO	DERECHO
20	hawk	4	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		5	3	123	CIRCUITO	DERECHO
21	hawk	5	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		6	3	123	CIRCUITO	DERECHO
22	hawk	6	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		7	3	123	CIRCUITO	DERECHO
23	hawk	7	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		8	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		9	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		10	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		11	3	123	CIRCUITO	DERECHO
		12	3	123	CIRCUITO	DERECHO

Section Geometry Data (cable lengths reported for sagging condition and temperature)

Sec. No.	Cable Name	From Str.	To Str.	Wires Per Phase	Min. Span (m)	Max. Span (m)	Ruling Span (m)	Total Cable Length (m)
1	opgw	1	2	1	68.8	68.8	67.2	141.7
2	opgw	2	3	1	230.0	230.0	230.0	460.3
3	opgw	3	4	1	409.5	409.5	409.5	820.6
4	opgw	4	5	1	80.1	80.1	78.8	163.9

5	opgw	5	6	1	97.9	97.9	97.9	198.8
6	opgw	6	7	1	92.4	92.4	91.4	188.0
7	opgw	7	12	1	350.5	409.7	376.1	3751.9
8	7#8aw	12	13	1	100.0	100.0	100.0	201.9
9	hawk	1	2	1	68.8	68.8	67.9	210.4
10	hawk	2	3	1	230.0	230.0	230.0	688.7
11	hawk	3	4	1	409.5	409.5	409.5	1231.3
12	hawk	4	5	1	80.1	80.1	79.6	246.0
13	hawk	5	6	1	97.9	97.9	97.9	297.6
14	hawk	6	7	1	92.4	92.4	92.0	281.0
15	hawk	7	12	1	350.5	409.7	376.1	5631.2
16	hawk	12	13	1	100.0	100.0	100.0	292.7
17	hawk	1	2	1	68.8	68.8	67.9	210.4
18	hawk	2	3	1	230.0	230.0	230.0	693.4
19	hawk	3	4	1	409.5	409.5	409.5	1232.6
20	hawk	4	5	1	80.1	80.1	79.6	242.6
21	hawk	5	6	1	97.9	97.9	97.9	297.6
22	hawk	6	7	1	92.4	92.4	92.0	281.0
23	hawk	7	12	1	350.5	409.7	376.1	5633.6

Material List Report

Structure	Count
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\ldg2_p2	2
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\lyr1_p2.003	1
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\marcol15_p2	1
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tad602p_p2.003	1
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tar302p_p2.000	4
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.-03	1
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.000	2
c:\pls\pls_cadd\cfe\struct\tasg2p_p2.003	1

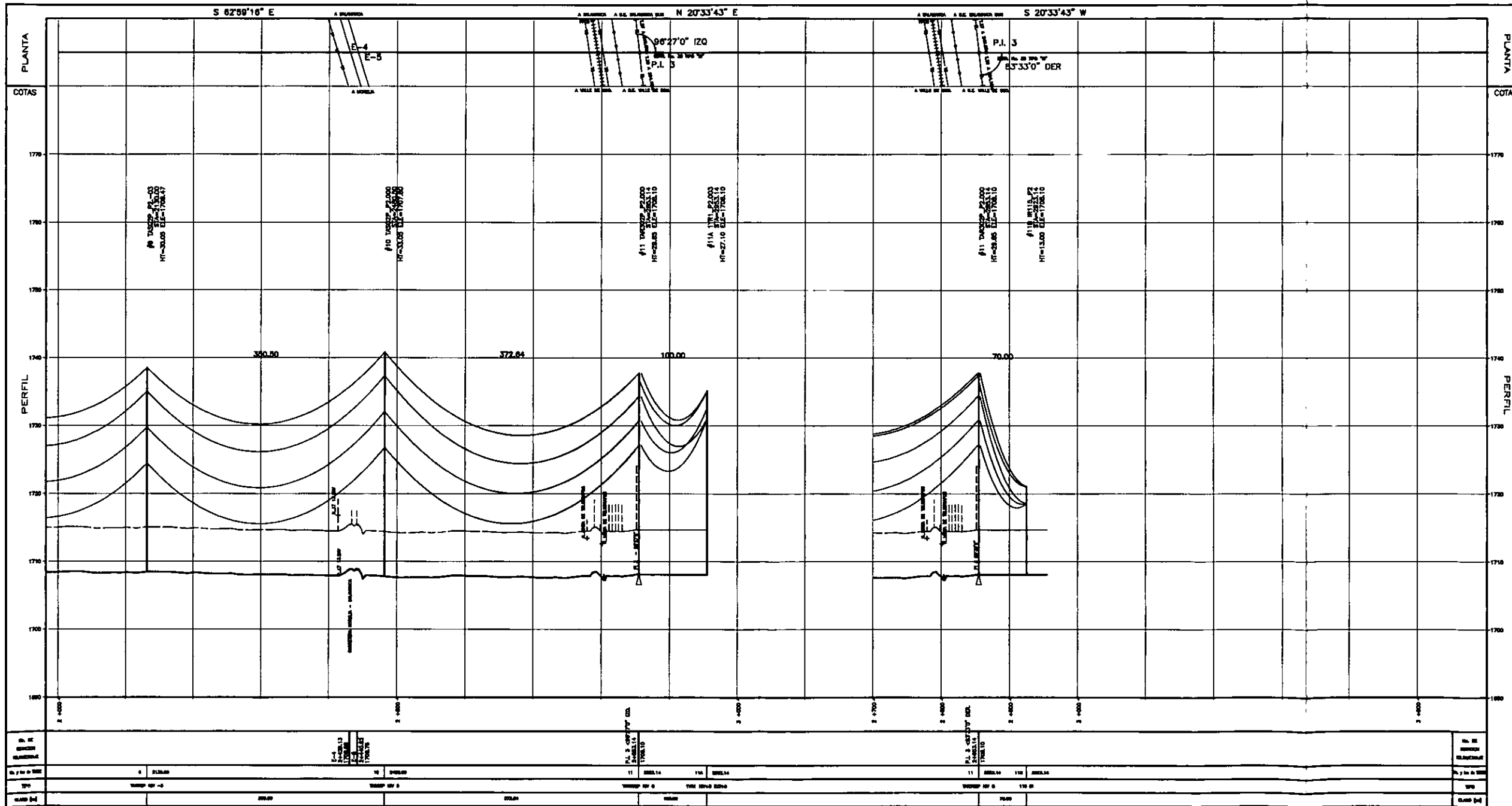
Total number of structures = 13

Cable File Name	Number Of Sections	Cable Length At Stringing Condition (m)
c:\pls\pls_cadd\examples\cables\opgw	7	5725
c:\pls\pls_cadd\examples\cables\7#8aw	1	202
c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk	15	17470



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.8 PROYECTO TERMINADO



UNAM

ESCALAS:
 VERTICAL 1:200
 HORIZONTAL 1:2000

PERFIL LATERAL A 25 m

SIMBOLOGIA

- CABLEADO SUPERIOR
- CABLEADO INFERIOR
- TIERRA
- CERCOS, BARRAS Y ARMAZONES
- VA DE FERROCARRIL
- LINEA DE TRANSMISION
- LINEA DE DISTRIBUCION
- LINEA DE TELEGRAFOS
- LINEA DE TELEFONOS
- CONDUCTOR SUPERFICIAL
- CONDUCTOR SUBTERRANEO
- ANCHO FUNDAMENTO
- ANCHO SUPERFICIE
- HED DE GUARDA EXTERNA
- HED DE GUARDA INTERNA
- CD CONDUCTOR DIRECTO
- CM CONDUCTOR MEDIO
- CI CONDUCTOR INDIRECTO



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 CAMPUS ARAGÓN

PROYECTO:
 L.T. SALAMANCA II ENTQ. SALAMANCA SUR -
 VALLE DE SANTIAGO
 115 KV.-2C-3.024 km-477 ACSR-TA.-1 C/F

TITULO: PROYECTO

AUTORES		FECHA
DISEÑO	CLAUDIO ABRIL SANCHEZ	
REVISÓ		
VALIDÓ		



Universidad Nacional Autónoma de México
Campus Aragón

V.3.9 COMPARACIÓN DE FLECHAS CALCULADAS POR EL MÉTODO TRADICIONAL Y CON EL PLS-CADD.

Sección De est. # A est. #	Claro regla (m)	Tensión a +50 °C (kg)	DATOS OBTENIDOS ANALÍTICAMENTE Flecha máxima (m)	DATOS OBTENIDOS DEL PLS-CADD Flecha máxima (m)	% de error
Sección 1 De # Marco S.E. a # 1	67.87	178.44	3.14	3.15	- 0.3
Sección 2 De # 1 a # 2	230.00	1223.62	5.25	5.26	- 0.19
Sección 3 De # 2 a # 3	409.49	1529.52	13.32	13.35	- 0.22
Sección 4 De # 3 a # 4	79.57	203.94	3.77	3.79	- 0.53
Sección 5 De # 4 a # 5	97.92	170.28	6.84	6.89	- 0.73
Sección 6 De # 5 a # 6	92.02	203.94	5.05	5.07	- 0.39
Sección 7 De # 6 a # 11	376.13	1589.68	10.82	10.83	- 0.09
Sección 8 De # 11 a est. 1YR1	100.00	203.94	5.96	5.99	- 0.5
Sección 9 De # 11 a est. IR	68.97	152.95	3.78	3.79	- 0.26

Tabla V.2 Comparación de flechas utilizando métodos diferentes.



Universidad Nacional Autónoma de México Campus Aragón

La tabla V.2 muestra los resultados de flechas que han sido obtenidas utilizando métodos diferentes. Por un lado en el Capítulo III se ha expuesto la metodología que se utiliza para realizar el diseño de una línea de transmisión analíticamente y por otro lado el mismo diseño es realizado con el software PLS-CADD; con esto es posible realizar una comparación de los resultados concluyendo lo siguiente:

- La metodología expuesta en el Capítulo III es extensa y requiere métodos de solución iterativos, además de que consume mucho tiempo para llegar a un resultado aceptable.
- El método analítico puede generar mayores errores al realizar los cálculos.
- Los resultados obtenidos con el método analítico son menos precisos, ya sea por redondeo de cifras o bien por no hacer las consideraciones completas.
- El PLS-CADD está provisto de un completo conjunto de funciones para el análisis y diseño.
- El PLS-CADD puede generar los resultados en diferentes reportes, además de lista de materiales para construcción.
- El software de diseño contempla todos los criterios a utilizar para el análisis y diseño de una línea de transmisión.
- El PLS-CADD puede generar automáticamente dibujos de planta y perfil de la línea en cuestión, además de poder cambiar escalas e imprimir reportes y dibujos en una amplia variedad de impresoras. El software de diseño puede enviar los dibujos generados a un sistema comercial CAD.
- Los ajustes necesarios se hacen directamente en las pantallas del PLS-CADD sin tener que realizar ningún tipo de cálculo.
- El % de error calculado contra los métodos tradicionales es muy bajo, esto quiere decir que el software de diseño PLS-CADD es una herramienta confiable para el diseño de líneas de transmisión.



Universidad Nacional Autónoma de México Campus Aragón

Es evidente que al observar las comparaciones antes mencionados, el software de diseño es mejor en todos los aspectos, sin embargo, para poder utilizar este tipo de software es indispensable conocer los procedimientos y los criterios que se requieren para poder realizar un buen diseño, es decir, que la base de un buen diseño con el PLS-CADD depende básicamente de la experiencia y la habilidad del diseñador de la línea de transmisión.

CONCLUSIONES

Una línea de transmisión tiene la función de transportar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los centros de distribución y de consumo. El proceso necesario para realizar el suministro de energía eléctrica en forma eficiente, segura y económica, requiere de un gran esfuerzo que conjunta los conocimientos de diferentes disciplinas.

El trabajo aquí desarrollado brinda un panorama extenso del diseño de una línea de transmisión. En los dos primeros capítulos se muestran las consideraciones que se deben de seguir para poder desarrollar un proyecto, de donde se concluye lo siguiente:

- Para comenzar un proyecto de una línea de transmisión, es necesario realizar una adecuada planificación de la red de transmisión.
- El definir una trayectoria adecuada, dará como resultado un buen diseño, así como una económica construcción y una operación confiable; para lograrlo, es necesario tomar en consideración los diferentes factores que pueden intervenir en el desarrollo de la misma.
- Al desarrollar un proyecto, es importante cumplir con los requisitos que se encuentran contenidos en normas y reglamentos de carácter federal.
- El dimensionamiento de una estructura para líneas de transmisión tiene su fundamento en el análisis electromecánico. El efecto de este análisis, relacionado con datos experimentales y datos meteorológicos, así como las normas, reglamentos y técnicas del proyecto de una línea de transmisión, dan como resultado la necesidad de considerar el comportamiento mecánico de los cables conductores y cables de guarda.

En lo referente a lo expuesto en el capítulo III, el cálculo realizado es con el fin de visualizar de manera clara el extenso proceso que se lleva a cabo para la localización de estructuras, además, se realiza el análisis para las diversas condiciones de servicio bajo las cuales operará la línea de transmisión. El listado de las flechas y tensiones es un documento fundamental que se debe de elaborar para el adecuado tendido y tensado de cables, donde el constructor debe regirse por él, la falta de cuidado puede ocasionar libramientos escasos o algunas sobretensiones mecánicas, ambas situaciones deben evitarse, ya que pueden representar riesgos para personas y/o bienes.

El capítulo III tiene una doble función, por una parte muestra el proceso detallado para el cálculo de las flechas y tensiones, así como la determinación de la plantilla a utilizar para la localización de las estructuras, y por otra permite comparar este procedimiento con el software de diseño PLS-CADD.

El capítulo IV muestra de forma resumida las características principales del software PLS-CADD, así como una breve explicación de su funcionamiento y las distintas opciones en que se puede diseñar una línea de transmisión.

Al desarrollar el diseño por medio del software PLS-CADD se pudo observar claramente la mayor flexibilidad que se tiene comparada con los métodos tradicionales en el diseño de la localización de las estructuras, tomando en cuenta todos los parámetros de las líneas. A continuación se muestran las conclusiones a las que se llegó después de haber realizado el proyecto de una línea de transmisión utilizando el programa de diseño PLS-CADD:

En primer término, el programa facilita en gran medida mejorar el diseño, ya que cuenta con la ventaja de poder manejar más opciones y modificar variables en menor tiempo.

Al modificar los parámetros de diseño, tales como tipos de estructuras, condición del cable, variación de las condiciones climatológicas de la región, entre otras, los cambios son mostrados inmediatamente en

forma gráfica, a diferencia de los métodos tradicionales, en donde se tiene que volver a realizar todo el cálculo y dibujo.

Las herramientas del software PLS-CADD permiten obtener diseños más confiables, puesto que muestra en forma gráfica el proyecto completo de una línea de transmisión, además, se puede observar gráficamente si las estructuras y el cableado se encuentran dentro de los criterios de diseño o simplemente no cumplen con ellos.

El PLS-CADD puede generar una serie de reportes de los cálculos de ingeniería, tomando en consideración los criterios de diseño considerados, teniendo la facilidad de obtener listas de un cierto dato específico o una relación general de todos los datos involucrados en un diseño como son estructuras, tipos de conductores, costos, etc. Además, genera también las presentaciones de los planos del proyecto en diferentes tamaños.

El PLS-CADD es sin duda alguna una herramienta poderosa para el diseño de líneas de transmisión. Asimismo, esto constituye una ayuda para disminuir los costos de inversión y las horas - hombre dedicadas al diseño de líneas de transmisión, sin embargo cuenta con algunas desventajas, en donde las principales y más importantes son listadas a continuación:

- *El usuario tiene que ser un experto.* Esto quiere decir que cuando se introducen los datos y se analizan los resultados es importante que el ingeniero responsable cuente con la experiencia necesaria en el diseño de líneas de transmisión, ya que tiene que entender los parámetros que utiliza el PLS-CADD.
- *Costo del PLS-CADD.* Este software de diseño no se encuentra al alcance de cualquier tipo de usuarios, ya que su costo es muy alto y sólo las grandes empresas están al alcance de él.
- *Soporte técnico.* El software y hardware requerido (pc, plotter, tableta digitalizadora, etc.) es costoso y su alcance está limitado a los usuarios.

- *Levantamiento topográfico.* El levantamiento topográfico es complicado y se requiere de una gran precisión para hacer el levantamiento. Además se necesita de un programa para convertir los datos al formato (archivos con extensión pfl) utilizado por el PLS-CADD.
- *Optimizador.* El optimizador no siempre es la solución más confiable, ya que la ubicación de las estructuras las realiza en base a los costos de la línea de transmisión, siendo en algunos casos necesario mover en forma manual la ubicación de ciertas estructuras.
- *Bases de datos.* El llenar las bases de datos tanto de las estructuras como de los cables conductores e hilos de guarda es un proceso que requiere de mucho tiempo, además se deben de conocer los parámetros completos que se requieren para dar de alta alguna estructura o cable para realizar un adecuado manejo de los mismos.

- ◆ Manual de Usuario PLS – CADD
Power Line Systems Inc.

- ◆ Procedimiento para Diseño de Líneas de Transmisión utilizando PLS – CADD
M.C. Miguel Vega Ortiz / Ing. Gustavo Gutiérrez Arriola / L.I. Eva Zaragoza Flores
Unidad de Transmisión y Distribución, IIE 1999.

- ◆ CURSO: Cálculo de Flechas y Tensiones Mecánicas en Cables y Problemas de Galopeo.
Expositores: Dr. Alberto López López / M.C. J. Iván Vilar Rojas / M.I. Ernesto Neri Barrio /
M.I. Celso J. Muñoz Black / M.I. Miguel Vega Ortiz.
Unidad de Resultados de Ingeniería Civil, IIE 1998.

- ◆ Guía y Procedimientos de Diseño Para Aislamientos Externos de Líneas y Subestaciones
Eléctricas Expuestas en Ambientes Contaminados.
Dr. Gaudencio Ramos Niembro / Dr. Rodrigo Díaz Acosta / Ing. Porfirio Velázquez Blanco e
Ing. María Teresa Campillo Ruíz.
Departamento de Impacto Ambiental. División de Sistemas de Potencia, IIE / CFE 1990.

- ◆ Líneas de Transmisión, Guías de Onda y Fibras Ópticas
María José Salmerón
TRILLAS. 2ª ed. México, 1984.

- ◆ Manual Técnico de Cables de Energía
Víctor Sierra Madrigal / Alfonso Sansores E.
CONDUMEX.

ESPECIFICACIONES.

- ◆ Diseño de Torres para Líneas de Transmisión.
Comisión Federal de Electricidad
Esp. CFE DIC J1000-50.

- ◆ Cables de Aluminio con Cableado Concéntrico y Alma de Acero (ACSR).
Comisión Federal de Electricidad
Esp. CFE E0000-12.

- ◆ Cables de Guarda con Fibra Óptica.
Comisión Federal de Electricidad
Esp. CFE E0000-21.

- ◆ Aisladores de Suspensión de Porcelana o Vidrio Templado.
Comisión Federal de Electricidad
Esp. CFE 52200-02.

- ◆ Procedimiento de Instalación del Sistema de Tierras en Líneas de Transmisión.
Comisión Federal de Electricidad
Esp. CFE DDLTST-0695.

- ◆ Especificaciones para Diseño de Líneas de Transmisión.
Comisión Federal de Electricidad
Esp. CFE CPTT/DDLT/950131/REV 02.

- ◆ Derecho de Vía.

Comisión Federal de Electricidad

Esp. CFF L0000-10.

- ◆ Coordinación de Aislamiento.

Comisión Federal de Electricidad

Esp. CFE L0000-06.

- ◆ Normas para Levantamientos Topográficos de Líneas de Transmisión.

Comisión Federal de Electricidad