



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO GEOFÍSICO DE RESISTIVIDAD Y  
MEJORAMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A  
TIERRA A 540 ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN.**

**INFORME DE ACTIVIDAD PROFESIONAL**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**PRESENTA:**

**FRANCISCO FABIÁN CHÁVEZ AGUIRRE**

**ASESOR :**

**ING. DAVID VAZQUEZ ORTIZ.**

**CIUDAD UNIVERSITARIA A 29 DE SEPTIEMBRE DE 2015.**



## ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	4
2. INTRODUCCIÓN.....	5
3. ANTECEDENTES.....	6
4. MARCO TEÓRICO.....	8
4.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	8
4.1.1. CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
4.1.2. AISLAMIENTOS Y HERRAJES.....	10
4.1.2.1. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS AISLADORES.....	11
4.1.2.2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS AISLADORES.....	12
4.1.2.3. CLASIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO ELÉCTRICO.....	12
4.1.2.4. TIPOS DE AISLADORES.....	13
4.1.2.5. HERRAJES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.....	16
4.1.3. ESTRUCTURAS O TORRES DE TRANSMISIÓN.....	18
4.1.3.1. TORRES AUTOSOPORTADAS DE CELOSÍA (ESTRUCTURALES).....	18
4.1.3.2. TORRES AUTOSOPORTADAS TIPO TUBULAR.....	20
4.2. FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	21
4.2.1. SOBRETENSIONES.....	22
4.2.2. DESCRIPCIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA.....	25
4.2.3. FLAMEO INVERSO.....	26
4.3. ALTERNATIVAS PARA CORRECCIÓN DEL FLAMEO INVERSO.....	27
4.3.1. HILOS DE GUARDA.....	28
4.3.2. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA (SPAT).....	29
4.3.2.1. RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	29
4.3.2.2. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO.....	30
4.3.2.3. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	31
4.3.2.4. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	32
4.3.2.5. RELACIÓN DE CAÍDA DE POTENCIAL (RCP).....	32
4.3.2.6. EQUIPO DE MEDICIÓN UTILIZADO.....	33

---

5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA. ....	35
6. ANÁLISIS Y METODOLOGÍA EMPLEADA.....	38
6.1. PRIMER ETAPA: LEVANTAMIENTO DE DATOS DE CAMPO.....	38
6.2. SEGUNDA ETAPA: PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN.....	39
6.3. TERCER ETAPA: IMPLEMENTACIÓN DE DISEÑO FINAL EN CAMPO. ....	44
6.4. CUARTA ETAPA: ELABORACIÓN DE INFORME FINAL Y CONCLUSIONES. ....	50
7. PARTICIPACIÓN PROFESIONAL.....	51
7.1. PLANEACIÓN Y LOGÍSTICA.....	51
7.2. PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS.....	57
7.3. ACTIVIDADES TÉCNICAS.....	59
7.4. ACTIVIDADES DE SUPERVISIÓN DE OBRA.....	64
8. RESULTADOS Y APORTACIONES.....	66
9. CONCLUSIONES.....	94
10. BIBLIOGRAFÍA.....	96

## 1. OBJETIVO.

El presente informe se basa en la experiencia adquirida a través del desarrollo profesional dentro de la Comisión Federal de Electricidad, en la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil (GEIC), laborando en el Centro de Resultados Geoeléctrica, donde inicialmente ocupé el puesto de Supervisor Especializado durante poco más de tres años, actualmente desempeño el puesto de Jefe de Proyecto, donde las actividades principales se basan en la aplicación de los conocimientos adquiridos durante la formación académica, enfoque analítico, solución de problemas, propuestas que propicien la implementación de mejoras en procesos dentro de la gerencia, manejo y control de recursos humanos y económicos, coordinación y supervisión en la ejecución de obra, contratos de servicios y adquisiciones, verificar el cumplimiento cabal de objetivos y tiempos propuestos en cada uno de los proyectos en los cuales he participado.

Durante mi paso por esta área de la Comisión Federal de Electricidad, tuve la oportunidad de participar en proyectos sumamente relevantes dentro de la cadena de valor de la empresa, tomando parte en la Rehabilitación de Sistemas de Puesta a Tierra en las Subestaciones de Potencia dentro de la Gerencia Regional de Transmisión Central (GRTC), a su vez, participe en el proyecto denominado “Conservación de los sistemas de puesta a tierra, protección contra descargas eléctricas y mantenimiento general a subestaciones eléctricas de 8 estaciones de compresión y 5 estaciones de bombeo en instalaciones de PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA – DUCTOS”, instalaciones clave para el suministro y distribución de gas natural en el centro y norte del país, ubicadas en los estados de Veracruz, Tabasco, Puebla y Monterrey, entre otros.

Lo redactado en el presente informe de actividades se enfoca al proyecto para el cual participé dentro de la Gerencia Regional de Transmisión Peninsular (GRTP) en el año 2014, denominado **“Mejoramiento de sistemas de puesta a tierra con contra-antenas y electrodos verticales a 540 estructuras y estudio geofísico de resistividad en LT’s de la GRTP – 2014”**, ubicadas en los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, teniendo el cargo de Jefe de Proyecto, desarrollando actividades tales como: elaboración de diseños de sistemas de puesta a tierra en las 540 estructuras solicitadas por la Gerencia, obtención de secciones geofísicas del terreno específicas para cada una de las estructuras y su correspondiente medición de resistencia de puesta a tierra inicial y final, planeación, logística y coordinación de los trabajos de campo, abastecimiento de materiales y control de contratos de servicios y adquisiciones, elaboración de reportes finales mediante herramientas informáticas a través de bases de datos, por mencionar algunas.

La relevancia de este proyecto se basa en la necesidad de la GRTP de disminuir los índices de salida de operación de las líneas de transmisión dentro de su área de influencia, sobre todo en las zonas, donde de acuerdo a sus estadísticas anuales y a las condiciones físicas de los terrenos donde se ubican las estructuras, resultan más conflictivas en este aspecto, la mayoría de los casos debido a elevaciones de potencial derivadas de descargas atmosféricas que dañan los aislamientos de las líneas de transmisión.

## 2. INTRODUCCIÓN.

La GEIC, es el lugar donde aplico los conocimientos y valores adquiridos a través de los años de formación académica en la Facultad de Ingeniería de la UNAM y los adquiridos a través de la experiencia profesional, esta dependencia forma parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y su principal función se basa en proporcionar soluciones integrales mediante servicios de ingeniería especializada en las ramas de la ingeniería civil y ciencias de la tierra a quienes diseñan, construyen y operan grandes obras de ingeniería.

Dentro de la GEIC, existen diversas disciplinas divididas por Centros de Resultados, entre los que se pueden mencionar los siguientes: Geoeléctrica, Sismo-tectónica, Geología, Geofísica, Oceanografía, Geo-hidrología, Topografía, Meteorología, Perforación, Modelos matemáticos, además de otras disciplinas.

El Centro de Resultados Geo-eléctrica, al cual pertenezco, se divide a su vez en cuatro grandes grupos, Modernización de Subestaciones Eléctricas tanto en el área de Transmisión como en el área de distribución de CFE, Protección Eléctrica, referente a sistemas de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas, Confiabilidad eléctrica en media y baja tensión, para finalmente mencionar el grupo de Protección catódica.

El proyecto de mejoramiento de sistemas de puesta a tierra a 540 estructuras con contra-antenas y electrodos verticales de Líneas de Transmisión de la GRTP, se incluye en el grupo de Protección eléctrica, donde el objetivo principal, se basa en la implementación de Sistemas de puesta a tierra (SPT) a cada una de las estructuras solicitadas por la Gerencia, que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones de línea y ayuden a mantener estable la tensión a tierra durante la operación normal del sistema eléctrico.

El SPT se diseña para ofrecer una trayectoria o camino definido de seguridad para corrientes anormales producidas, como fallas a tierra del sistema de potencia o fuentes parásitas que crean interferencias de alta o baja frecuencia, así como por fallas causadas por fuentes naturales como descargas atmosféricas y fuentes externas de interferencia de baja o alta frecuencia.

Los SPT's en líneas de transmisión representan un parámetro fundamental para el comportamiento de la línea ante el impacto directo de una descarga atmosférica o la presencia de una falla. El fenómeno involucrado se conoce como Flameo Inverso, el cual se caracteriza por una elevación de potencial debido a las reflexiones de la tensión eléctrica en el punto de discontinuidad entre la impedancia de la línea y el del SPT, con esto, el comportamiento de la línea de transmisión depende de la respuesta transitoria del SPT, razón por la cual, debe ser diseñado particularmente para cada estructura y de acuerdo a las condiciones específicas del terreno.

Otro aspecto importante en la solución de falla en LT's es contar con un adecuado ángulo de blindaje que proteja los conductores de fase de la caída de descargas atmosféricas ocasionando sobretensiones que ponen en riesgo la operación de la línea.

### 3. ANTECEDENTES.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia, son parte fundamental en el desarrollo económico de cualquier país del mundo, México, sin ser la excepción, depende fundamentalmente de su Sistema Eléctrico Nacional para cubrir la gran demanda de energía eléctrica requerida tanto por la industria, el comercio, servicios varios y residenciales entre otros, aunado a ello, los avances tecnológicos, el crecimiento de la población y de la industria, requieren día a día un suministro eléctrico confiable y de excelente calidad, lo cual representa retos para la Comisión Federal de Electricidad, quien para responder a ellos, realiza año con año planes estratégicos focalizando sus esfuerzos en la modernización de la infraestructura tanto en centrales de generación, como en las redes de transmisión y distribución, teniendo como resultado un control de la operación, transmisión y suministro de energía eléctrica de manera más confiable y segura, reduciendo así las pérdidas de energía eléctrica, logrando de esta forma optimizar el sistema eléctrico nacional en general.

La GRTP, basándose en estadísticas del año 2007 al 2013 y como parte de la estrategia para reducir los índices de salida en las líneas de transmisión en su zona de influencia y con ello lograr suministrar energía eléctrica de calidad, confiable y segura en la región, se apoya con la GEIC para llevar a cabo el proyecto denominado **“Mejoramiento de sistemas de puesta a tierra con contra-antenas y electrodos verticales a 540 estructuras y estudio geofísico de resistividad en LT’s de la GRTP – 2014”**, el cual consiste en realizar previamente un sondeo eléctrico vertical al terreno donde se tiene instalada cada estructura solicitada, de acuerdo a las líneas de transmisión programadas por parte de la GRTP, para que posteriormente, con base a las condiciones propias del terreno, se realicen los diseños de los sistemas de puesta a tierra óptimos, confiables y eficientes para cada una de las estructuras, con la finalidad de disipar de manera adecuada las sobretensiones generadas por descargas atmosféricas, las temporales y las de maniobra, logrando con ello abatir los índices de salidas de operación en las líneas de transmisión, reduciendo considerablemente las pérdidas económicas y suministrando energía eléctrica de calidad a los usuarios finales, cumpliendo así con los estándares de operación demandados para la Comisión Federal de Electricidad.

De acuerdo a las estadísticas que la GRTP tiene de referencia de los años 2007 a 2013, se observa que la mayor problemática presentada en los índices de salidas de operación de sus líneas de transmisión son las causadas por descargas atmosféricas, de las cuales no se tiene control sobre su comportamiento ni en su incidencia, teniendo como única defensa la implementación de sistemas de puesta a tierra óptimos en las estructuras y que aseguren una disipación adecuada de la energía que estas generan en los sistemas eléctricos de potencia, de igual forma, se realizan los estudios de ángulo de blindaje para contar con un hilo de guarda ubicado estratégicamente que proteja los conductores de fase o como una opción alternativa, estudios para instalación de apartarrayos, dichas acciones tendrán como resultado una disminución considerable en los índices de salidas de operación, así como una disminución en las pérdidas económicas por las fallas provocadas por estos fenómenos naturales.

<sup>1</sup>Tabla No. 1 Comportamiento histórico de fallas en LT's de la GRTP 2007 – 2013.

CAUSA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	%
<b>B0 DESC. ATMOSFÉRICAS</b>	96	71	51	93	76	79	104	76%
C2 QUEMA MALEZA	1	4	6	4	7	3	16	5%
A5 BRECHA	6	4	0	3	8	7	5	4%
A6 CONTAMINACIÓN	1	4	5	1	9	2	4	3%
C0 VIENTOS FUERTES	0	0	2	2	5	4	5	2%
D0 DESCONOCIDAS	4	2	2	4	1	2	1	2%
A4 CABLE GUARDA	2	2	5	0	3	3	0	2%
A2 AISLADORES	1	1	3	4	0	0	2	1%
A1 HERRAJES	1	2	2	1	0	2	2	1%
C1 QUEMA CAÑA	0	0	1	0	1	2	1	1%
A3 CONDUCTORES	0	0	0	2	0	3	0	1%
A0 ESTRUCTURAS	0	0	0	0	0	0	0	0%
<b>TOTALES</b>	<b>112</b>	<b>90</b>	<b>77</b>	<b>114</b>	<b>110</b>	<b>107</b>	<b>140</b>	

<sup>1</sup> Fuente: GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN PENINSULAR – Abril 2014.

Para disminuir las fallas causadas por descargas atmosféricas en el Sistema Eléctrico Peninsular, la GEIC, apoyándose de dos de sus disciplinas, Departamento de Sismotectónica y Exploración Geofísica y del Centro de Resultados Geoeléctrica, a solicitud de la GRTP, realiza los estudios geofísicos pertinentes, que basados en los conceptos de resistividad eléctrica y su distribución en el subsuelo, permitan identificar las capas de mayor conductividad eléctrica que faciliten el drene y disipación de las corrientes de falla o las provocadas por descargas atmosféricas al subsuelo, para posteriormente realizar los diseños particulares para cada estructura y finalmente llevar a cabo la implementación en campo de acuerdo a los resultados de los estudios realizados.

#### 4. MARCO TEÓRICO.

##### 4.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.<sup>2</sup>

Las líneas de transmisión constituyen una parte importante de la llamada “Red Eléctrica” de un sistema, ya que en sus distintos niveles de tensión, transmiten y distribuyen la energía eléctrica y a su vez, interconectan distintas partes del sistema.

Las líneas de transmisión sirven para el transporte y la distribución de la energía eléctrica, se realiza a través de líneas aéreas y el diseño de la misma depende de varios factores, como son el nivel de tensión, la potencia a transmitir y la longitud de la LT, condiciones geográficas de la zona, el costo de la transmisión, la confiabilidad, entre otros.

Para su estudio y de acuerdo a su longitud, las líneas de transmisión se pueden dividir en:

- **CORTAS:** Con una longitud menor a los 80 km.
- **MEDIANAS:** Con longitudes entre los 80 y 220 km.
- **LARGAS:** Con longitudes mayores a los 220 km.

Los niveles de tensión utilizados en México para líneas de transmisión son de 115, 230 y 400 kV. Las características de una línea de transmisión se determinan por sus propiedades eléctricas, como la conductancia y la constante dieléctrica del aislante y sus propiedades físicas, como el diámetro del cable y los espaciamientos entre conductores.

Estas propiedades, a su vez determinan las constantes eléctricas primarias:

- **Resistencia.**
- **Inductancia.**
- **Capacitancia en derivación.**
- **Conductancia en derivación.**

---

<sup>2</sup>Ver Especificación CFE DCDLTA01 DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.

Ver SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA. Enríquez Harper, Gilberto.

Ver ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Stevenson, William.

La resistencia y la inductancia se presentan a lo largo de las líneas, mientras que entre conductores y tierra ocurren la capacitancia y la conductancia. Las constantes primarias se distribuyen de manera uniforme a lo largo de la línea, por lo tanto se les llama comúnmente parámetros distribuidos, los cuales se agrupan por una longitud dada, para formar un modelo eléctrico artificial de la línea, entendiendo por línea de transmisión al conjunto de conductores, aislamientos y torres de transmisión, siendo el conductor eléctrico el medio por el cual fluye la energía eléctrica a lo largo de la línea de transmisión, de ahí la importancia del análisis de los parámetros eléctricos y mecánicos del conductor cuando se diseñan líneas de transmisión.

Las características de una línea de transmisión se llaman constantes secundarias y se determinan con las cuatro constantes primarias.

Las líneas aéreas están constituidas por conductores eléctricos en aire apoyados en estructuras y sujetadas por medio de aisladores. El aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores, a su vez los principales componentes a considerar en una línea de transmisión son:

- **Conductores.**
- **Aislamientos y Herrajes.**
- **Estructuras o torres de transmisión.**

#### **4.1.1. CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.<sup>3</sup>**

En la selección de un material conductor no solo se consideran las propiedades eléctricas del mismo, sino también otras propiedades como las mecánicas, facilidad para realizar conexiones, su mantenimiento, cantidad de soportes necesarios, limitaciones de espacios, resistencia a la corrosión entre otros.

Los conductores normalmente empleados en líneas de transmisión por parte de la CFE son los del tipo ACSR, los cuales están compuestos de un alma de acero que tiene principalmente funciones mecánicas y externamente una o más capas de hilos de aluminio devanadas en forma de espiral.

Los tipos y calibre de conductores usados en líneas de transmisión son los siguientes:

- Para 400 kV: ACSR 1113 KCM
- Para 230 kV: ACSR 900 KCM, ACSR 795 KCM, ACSR 1113 KCM
- Para 115 kV: ACSR 477 KCM, ACSR 795 KCM.

Desde el punto de vista eléctrico, los factores que se deben considerar para la selección de un determinado tipo de conductor son:

- Capacidad de conducción de corriente.
- Máxima caída de tensión permisible.

---

<sup>3</sup> Ver NRF-017-CFE Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).

- Límite económico de pérdidas.
- Límite de pérdidas por efecto corona.
- Nivel máximo permisible de ruido.

#### 4.1.2. AISLAMIENTOS Y HERRAJES.<sup>4</sup>

Los sistemas de aislamiento en líneas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores. Al ubicarse las líneas de transmisión al aire libre y cubrir, en muchos casos, cientos de kilómetros se hace necesario considerar diversos factores para un buen desempeño del aislamiento. Estos factores deben tomar en cuenta los espaciamientos mínimos línea-estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, la cantidad de elementos aisladores a considerar y la correcta selección de estos.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos. Deben aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas (que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia).

La tensión debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire se llama contorno, y el aislador se proyecta para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido.

Históricamente se han utilizado distintos materiales, porcelana, vidrio, y actualmente materiales compuestos, y la evolución ha ocurrido en la búsqueda de mejores características y reducción de costos.

**PORCELANA.** Es una pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina se le da forma, y por horneado se obtiene una cerámica de uso eléctrico. Este material es particularmente resistente a compresión por lo que se han desarrollado especialmente diseños que tienden a solicitarlo de esa manera.

**VIDRIO.** Cristal templado que cumple la misma función de la porcelana, se trabaja por moldeado colándolo, debiendo ser en general de menos costo.

Se puede afirmar que en general la calidad de la porcelana puede ser más controlada que la del vidrio, esta situación es evidenciada por una menor dispersión de los resultados de los ensayos de ruptura.

---

<sup>4</sup> Ver SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA. Enríquez Harper, Gilberto.  
Ver NRF-018-CFE AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN DE PORCELANA O VIDRIO TEMPLADO.  
Ver APUNTES DE SISTEMAS DE POTENCIA I. Chazaro, Ramón.

**MATERIALES COMPUESTOS:** Fibras de vidrio y resina en el núcleo, y distintas "gomas" en la parte externa, con formas adecuadas, han introducido en los años más recientes la tecnología del aislador compuesto.

Estas modernas soluciones con ciertas formas y usos ponen en evidencia sus ventajas sobre porcelana y vidrio.

La forma de los aisladores está bastante ligada al material y se tiene la siguiente clasificación:

**AISLADORES DE CAMPANA:** También llamados de disco, unidos generalmente con la finalidad de formar cadenas de aisladores, ya sean de vidrio o de porcelana con insertos metálicos que los articulan con un grado de libertad (horquilla) o dos (caperuza y vástago). Las normas fijan con detalle geometría, tamaños, resistencia electromecánica y ensayos.

**AISLADORES DE BARRA:** Los hay de porcelana, permiten realizar cadenas de menor cantidad de elementos (más cortas), la porcelana trabaja a tracción y existen pocos fabricantes que ofrezcan esta solución, especialmente cuando se requieren elevadas prestaciones ya que no es una solución natural para este material, en cambio es la solución natural de los aisladores de suspensión compuestos.

Mientras que la porcelana se limita la longitud de la barra y en consecuencia para tensiones elevadas se forma una cadena de algunos elementos, para el aislador compuesto siempre se realiza un único elemento capaz de soportar la tensión total.

**AISLADORES RÍGIDOS:** En tensiones bajas y medias tienen forma de campana, montados sobre un perno (pin type) y se realizan de porcelana o vidrio. A medida que la tensión crece, tamaño y esfuerzos también, transformándose en aisladores de columna aptos para soportar esfuerzos de compresión y de flexión (post type) y pueden asumir la función de cruceta en líneas de diseño compacto.

Los aisladores se completan, como ya indicado, con insertos metálicos de formas estudiadas para la función, y que tienden a conferir movilidad (en las cadenas) o adecuada rigidez (en las columnas).

Al especificar los aisladores se resaltan dos tipos de características, que deben combinar por su función, las mecánicas, y las eléctricas.

#### **4.1.2.1. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS AISLADORES.**

Los aisladores de cadena deben soportar solo cierta tracción 7000, 16000 o más kg, deben soportar cierta compresión y cierta flexión. Al estar sometidos a las inclemencias del tiempo una característica muy importante es la resistencia al choque térmico (que simula el pasar del pleno sol a la lluvia).

También por los sitios donde se instalan, los aisladores son sometidos a actos vandálicos (tiros con armas, proyectiles pétreos o metálicos arrojados), es entonces importante cierta resistencia al impacto.

Frente a estas necesidades, el comportamiento de los tres tipos de materiales es totalmente distinto, el vidrio puede estallar, siendo una característica muy importante que la cadena no se corte por este motivo. La porcelana se rompe perdiendo algún trozo pero generalmente mantiene la integridad de su cuerpo, mecánicamente no pierde características, solo son afectadas sus características eléctricas. Con los aisladores compuestos por su menor tamaño es menos probable que la agresión acierte el blanco, los materiales flexibles no se rompen por los impactos y las características del aislador no son afectadas.

#### **4.1.2.2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS AISLADORES.**

Los aisladores deben soportar tensión de frecuencia industrial e impulso (de maniobra y/o atmosféricos), tanto en seco como bajo lluvia. Influyen en la tensión resistida la forma de los electrodos extremos del aislador. Una característica importante es la radio-interferencia, ligada a la forma del aislador, a su terminación superficial, y a los electrodos.

En las cadenas de aisladores, especialmente cuando el número de elementos es elevado la repartición de la tensión debe ser controlada con electrodos adecuados, o al menos cuidadosamente estudiada a fin de verificar que en el extremo crítico las necesidades que se presentan sean correctamente soportadas.

La geometría del perfil de los aisladores tiene mucha importancia en su buen comportamiento en condiciones normales, bajo lluvia, y en condiciones de contaminación salina que se presentan en las aplicaciones reales cerca del mar o desiertos, o contaminación de polvos cerca de zonas industriales. La contaminación puede ser lavada por la lluvia, pero en ciertos lugares no llueve suficiente para que se produzca este efecto beneficioso, o la contaminación es muy elevada, no hay duda de que la terminación superficial del aislante es muy importante para que la adherencia del contaminante sea menor, y reducir el efecto.

Una característica interesante de los materiales compuestos siliconados es un cierto rechazo a la adherencia de los contaminantes y al agua.

La resistencia a la contaminación exige aumentar la línea de fuga superficial del aislador, esta se mide en mm/kV (fase tierra), y se recomiendan valores que pasan de 20, 30 a 60, 70 mm/kV según la clasificación de la posible contaminación ambiente.

#### **4.1.2.3. CLASIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO ELÉCTRICO.**

Generalmente los aisladores se clasifican de acuerdo al nivel de voltaje y tipo de instalación en la cual son utilizados, por ejemplo existen aisladores para líneas de transmisión, redes de distribución y subestaciones.

Los aisladores empleados en líneas de transmisión son fabricados usualmente de porcelana, vidrio templado y materiales sintéticos. Los aisladores de porcelana vidriada por lo general contiene un 50% de caolín, un 25% de feldspatos y un 25% de cuarzo, la porcelana debe ser moldeada por procedimientos en húmedo, debe ser compacta y su superficie debe ser vitrificada, la porcelana eléctrica posee excelentes propiedades para ser utilizada como aislante eléctrico, tales como alta resistencia dieléctrica, alta resistencia mecánica, elevado punto de fusión, inercia química, etc.

La resistencia dieléctrica de los aisladores de porcelana es del orden de los 60 a los 70 kV/cm y su resistencia mecánica varía de unos 40,000 a 65,000 lbs/plg<sup>2</sup> a la compresión y de 1500 a 12,500 lbs/plg<sup>2</sup> a la tensión.

Por su parte los aisladores fabricados a base de vidrio templado, tienen una resistencia dieléctrica del orden de 140 kV/cm, estos aisladores son mecánicamente más fuertes que los de porcelana a compresión y tiene aproximadamente la misma resistencia mecánica a la tensión que los de porcelana.

Según su forma los aisladores de vidrio se subdividen en: estándar, utilizados en líneas de baja polución, anticontaminación con dos formas distintas y mayor línea de fuga, aerodinámicos, de forma plana para facilitar su autolimpiado por la lluvia y el viento, y esféricos, de las mismas características que el anterior pero más resistentes al vandalismo.

En términos generales, estos tipos de aisladores presentan ciertas ventajas unos con respecto a otros, así entonces los aisladores de vidrio templado tienen las siguientes ventajas sobre, los de porcelana:

- ✓ Debido a su composición se pueden observar las perforaciones y constituciones no homogéneas a simple vista.
- ✓ Después de una onda de sobrevoltaje en un aislador deteriorado se puede identificar más fácilmente, debido a que el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico.
- ✓ El vidrio tiene un menor coeficiente de expansión térmica, lo cual minimiza los esfuerzos por cambios súbitos en la temperatura ambiente.

#### **4.1.2.4. TIPOS DE AISLADORES.**

##### **AISLADOR TIPO CAPERUZA.**

Este tipo de aislador se encuentra sometido principalmente a esfuerzos de tensión, su forma física está caracterizada por estar formada por una caperuza y un vástago de acero galvanizado, unidos a los extremos de un disco elaborado con un material aislante (generalmente de porcelana o vidrio templado), mediante un resistente cementado.

**Caperuza.** Es una pieza de fundición maleable o dúctil galvanizada en caliente, está ensamblada con la pieza de vidrio de forma adecuada (cemento, etc.) para soportar las solicitaciones termomecánicas. En la parte superior de la caperuza tiene un alojamiento de rótula comprendiendo además el dispositivo de enclavamiento mediante un pasador sencillo de acero inoxidable tipo R para asegurar el acoplamiento con otras unidades.

**Vástago.** Es una pieza de acero forjado galvanizado en caliente, está ensamblada con la pieza de vidrio mediante cemento aluminoso, colocado sobre el vástago puede montarse el electrodo de sacrificio, consiste en un manguito de zinc utilizado como protección frente a la contaminación salina o industrial. Se les encuentra instalados principalmente en forma vertical (suspensión), los principales modelos usados en el mundo son el estándar, niebla, superniebla, aerodinámico, etc.

### **AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN.**

Se encuentra sometido principalmente a esfuerzos de tensión, su concepción física es parecida a la del aislador tipo caperuza y vástago, presentando variantes en las dimensiones y en la forma del vástago; generalmente se les encuentra suspendido en forma horizontal, y al material empleado en su fabricación es por lo regular el vidrio templado.

Estos aisladores se usan casi exclusivamente en líneas de tensión superior a 66 kV, en vanos largos y con conductores pesados. Las unidades o discos modernos de caperuza y vástago han dado resultados muy satisfactorios y se han adoptado progresivamente para hacer frente a las necesidades de las más altas tensiones y de la construcción más pesada, con simplicidad y economía.

Una unidad aisladora del tipo suspensión, según la norma ANSI C29.1, es un ensamble de una pieza de porcelana y herrajes metálicos, provista de medios de acoplamiento no rígidos a otras unidades o herrajes terminales, un aislador de suspensión típico se distingue los siguientes elementos:

1. ESMALTE
2. ARENA CERÁMICA
3. CEMENTO
4. OJAL O CUENCA
5. PINTURA BITUMINOSA
6. CUERPO CERÁMICO
7. PERNO METÁLICO (BOLA)

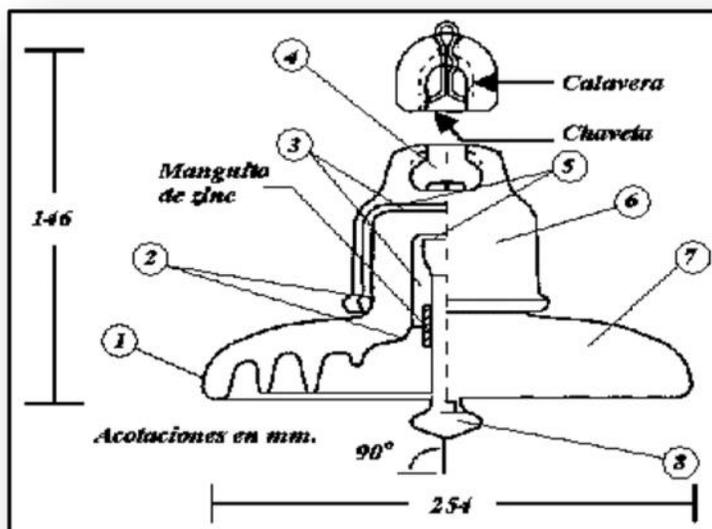


Imagen 1. Componentes de un aislador de suspensión.

Las líneas de transmisión aéreas en alta tensión se aíslan por medio de estos aisladores, debido a que al aumentar las tensiones de operación de las líneas, el costo de los aisladores tipo alfiler aumenta, por lo que resulta antieconómico su uso en tensiones elevadas. Tal como su nombre lo indica, en este tipo de aisladores de suspensión el conductor se suspende por debajo del soporté por medio de estos aisladores.

En la práctica, el número de discos o unidades que conforman la cadena de aisladores es aproximadamente proporcional a la tensión, con ligero aumento para las tensiones más altas y con cierto margen en la longitud de cada unidad. Para la tensión de 115 kV se usan de 7 a 9, para 230 kV de 14 a 20 y para 400 kV de 20 a 24.

### **AISLADORES DE TENSIÓN O AMARRE.**

Un conjunto de unidades de suspensión dispuestas al extremo o final de una línea, en una estructura, se denomina aislador de amarre o de tensión, estos aisladores deben soportar el pleno esfuerzo de tracción y han de ser calculados con un amplio factor de seguridad para la máxima cantidad de hielo y presión del viento; el esfuerzo máximo que pueden resistir los aisladores y sus herrajes debería ser equiparado al de los conductores.

Es práctica corriente proteger las cadenas de amarre o final de la línea, especialmente contra el deterioro debido a arcos, empleando dos o tres o discos adicionales e instalando cuernos a anillos de guarda.

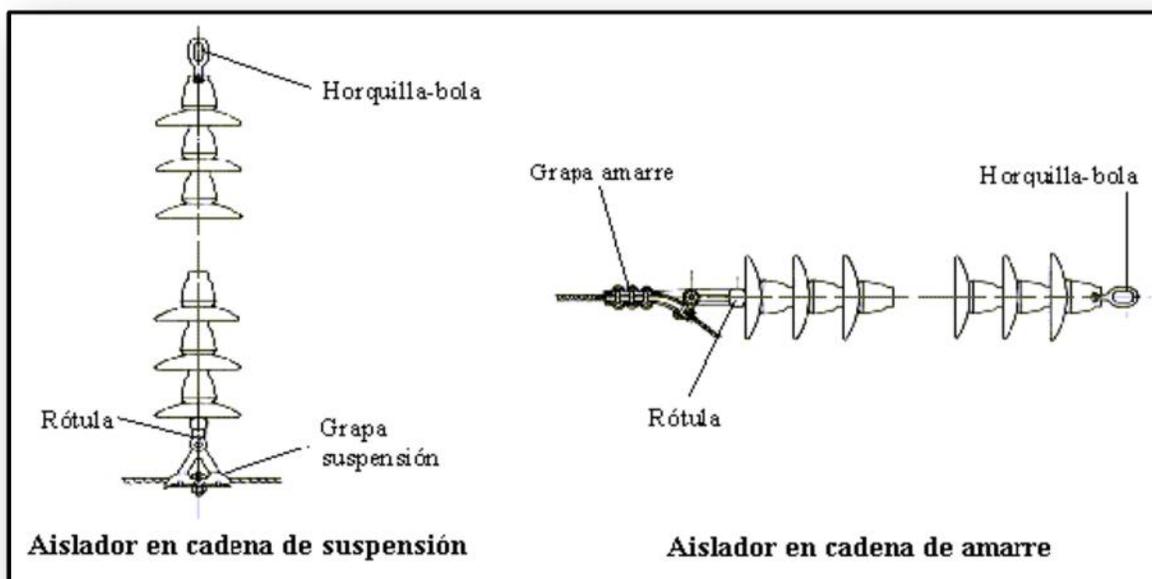


Imagen 2. Forma de las cadenas de aisladores.

#### 4.1.2.5. HERRAJES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.

Los herrajes son estructuras metálicas que acompañan la estructura de soporte de las líneas de transmisión aéreas y que poseen muy variadas funciones. Una de las clasificaciones más común empleada es aquella que los incluye en dos grandes grupos:

- Herrajes que forman arreglos.
- Herrajes independientes.

#### HERRAJES QUE FORMAN ARREGLOS.

Los herrajes que forman arreglos son conjuntos de piezas metálicas que se agrupan para llevar a cabo una función muy particular. La selección de cada uno de los herrajes que conforman el arreglo no puede ser realizada sin tomar en cuenta el conjunto y los elementos a los cuales acopla. Los herrajes en arreglos pueden ser:

- Herrajes de Fijación de cadena de aisladores a torre.
- Herrajes para unir entre sí los extremos de la cadena de aisladores y los conductores.
- Herrajes para proteger los aisladores.
- Mordazas de amarre y suspensión.
- Herrajes para el hilo de guarda.

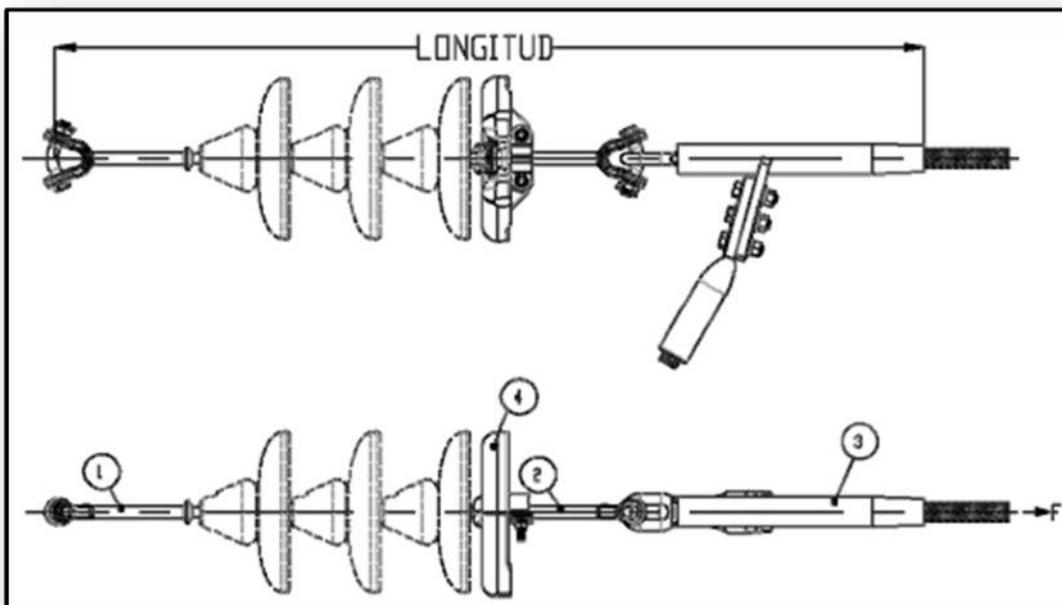


Imagen 3. Conjunto de tensión para un conductor por fase con cadena de aisladores fase.

## HERRAJES INDEPENDIENTES.

Son dispositivos que se utilizan en líneas de transmisión para sujetar conductores a las estructuras, para unir dos conductores o bien para protegerlos de daños causados por factores externos. Como ejemplo tenemos los siguientes:

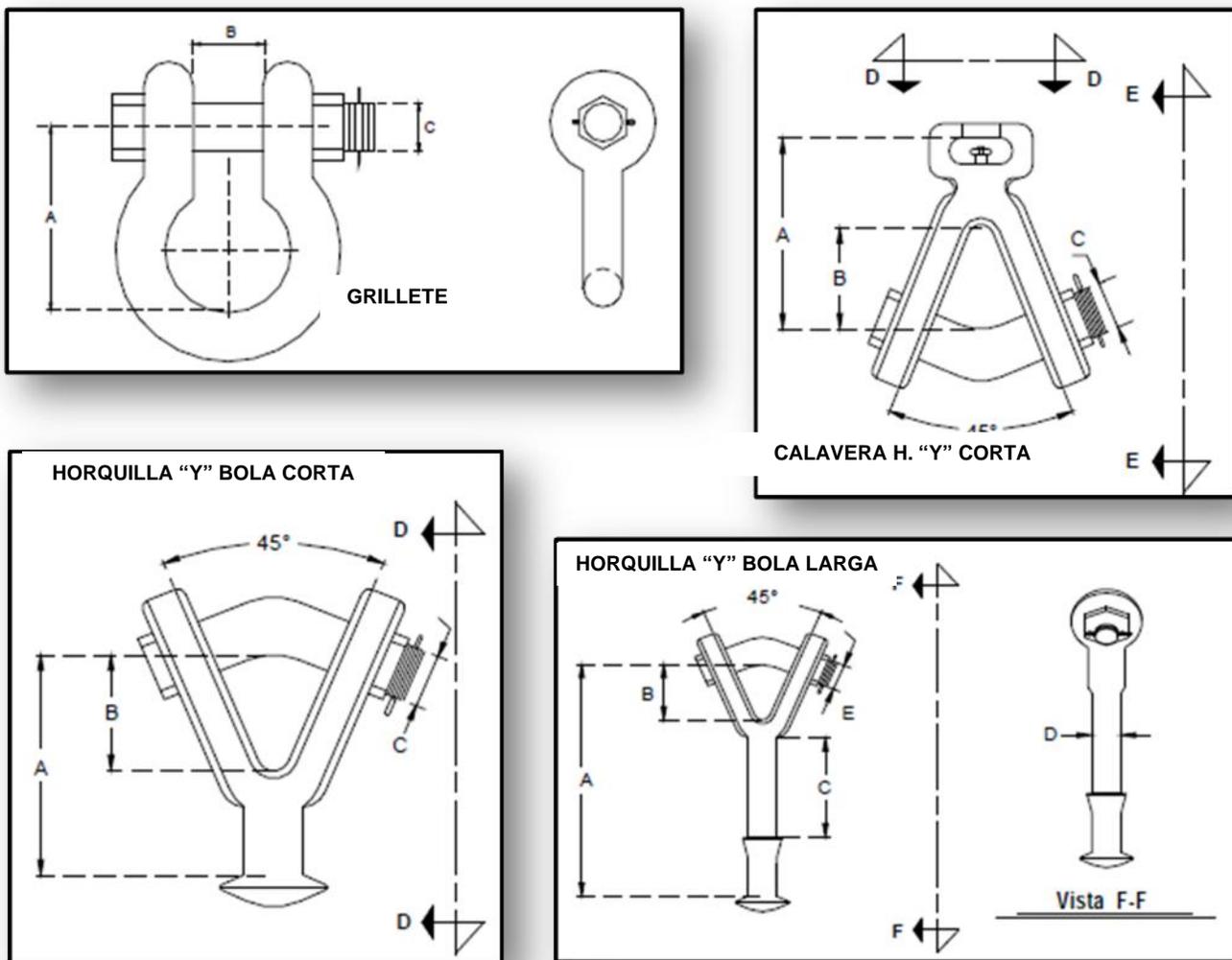


Imagen 4. Tipos de Herrajes independientes utilizados en líneas de transmisión.

### 4.1.3. ESTRUCTURAS O TORRES DE TRANSMISIÓN.<sup>5</sup>

Las estructuras o torres de transmisión, constituyen el soporte mecánico de las líneas de transmisión y económicamente, representan la mayor inversión. Están diseñadas para soportar las condiciones climáticas de la región donde serán instaladas y están seccionadas para distribuir todo el peso y la tensión ejercidas por los mismos conductores evitando posibles colapsos. En México se construyen principalmente con acero estructural, con un acabado galvanizado por inmersión en caliente tipo normal<sup>6</sup> o de cemento armado, para transmisión y sub-transmisión. Todas las estructuras deberán ser diseñadas y cumplir cabalmente con la especificación CFE J100-50 "TORRES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN".

#### 4.1.3.1. TORRES AUTOSOPORTADAS DE CELOSÍA (ESTRUCTURALES).

Las Torres Autosoportadas constituyen la mayoría de las estructuras utilizadas en líneas de transmisión en alta tensión dentro del territorio nacional. Su nombre se debe a que mecánicamente no requieren de apoyos adicionales para trabajar como elementos sujetos a los esfuerzos de tensión y compresión debido a cargas de conductores, aisladores y elementos externos como presión del viento, carga de hielo en algunas regiones, además del tensionado normal para el montaje y la distancia interpostal.

Las dimensiones de estas torres son variables y dependen de varios factores como:

- Tipo de Terreno: plano, ondulatorio o montañoso.
- Distancia Interpostal: Es decir, distancia media entre dos torres adyacentes, también conocida como claro horizontal.
- Función de la Torre: Determinado por el tipo de uso, teniendo los siguientes:
  - Tipo Suspensión.
  - Tipo deflexión.
  - Tipo remate.
  - De transportación.

Las torres mayormente utilizadas en México son de tipo autosoportadas de celosía de las llamadas tipo suspensión.

Las torres de deflexión se aplican para zonas donde la trayectoria de la línea hace un cambio de dirección, habiendo para distintos grados de deflexión.

---

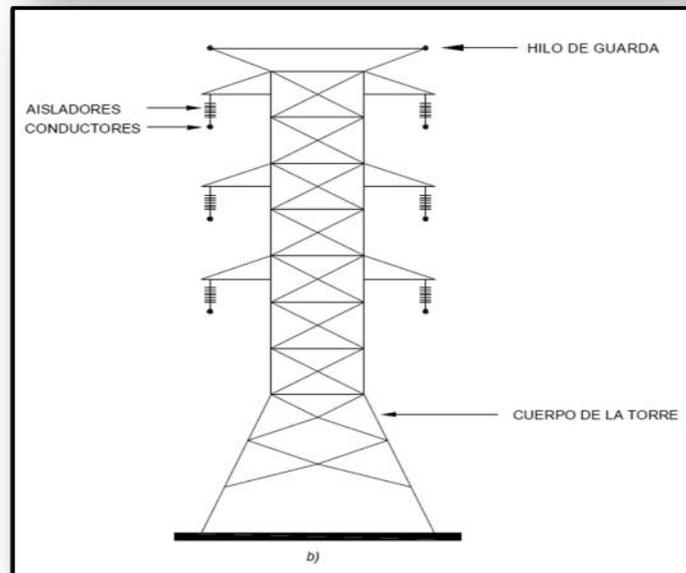
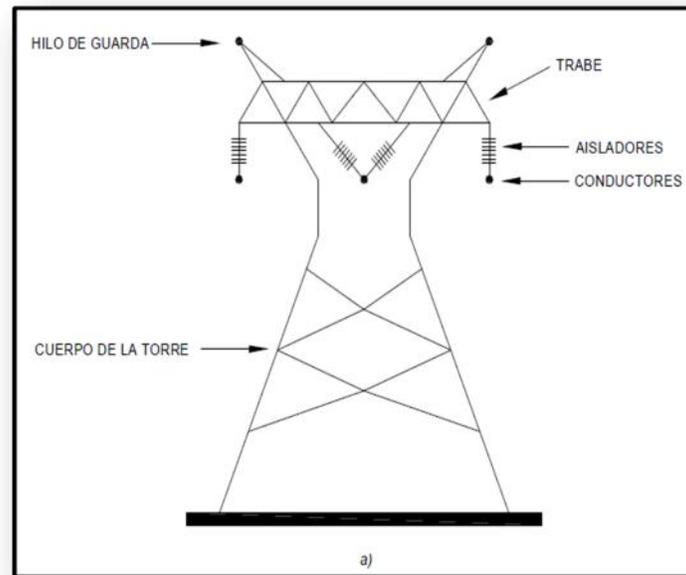
<sup>5</sup> Ver ESPECIFICACIÓN CFE J100-50 "TORRES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN".  
Ver MANUAL DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER.

<sup>6</sup> Ver ESPECIFICACIONES DE LA NORMA NMX-J-151.

Las torres de remate se usan en las llegadas o salidas de subestaciones eléctricas, así como también en cruzamientos con ríos, autopistas y zonas donde se requiere obtener una mayor seguridad para la línea, así como mayor altura para los conductores.

Las torres de transposición tienen un diseño similar a las de suspensión y se usan para alternar la posición de los conductores de fase de las líneas de transmisión, su uso depende mayormente de la longitud de la línea de transmisión.

A continuación se muestran algunos tipos de torres que se usan generalmente en líneas de 400 kV.



Imágenes 5 y 6. Torres utilizadas generalmente en líneas de 400 kV. a) Torre autosoportada de celosía 1 circuito disposición horizontal. b) Torre autosoportada de celosía, 2 circuitos, disposición vertical.

#### 4.1.3.2. TORRES AUTOSOPORTADAS TIPO TUBULAR.

Éstas torres también son autosoportadas, en el mismo concepto de la de tipo celosía, la diferencia está en que se construyen con tubo de acero, lo que hace que sean más compactas, pero también su costo es superior a igualdad de condiciones de operación, también se diseñan para trabajar en suspensión o tensión.

Debido a su alto costo, su uso está restringido a zonas donde se tienen problemas de disponibilidad de terreno para construir la línea de transmisión, es decir, se aplican preferentemente a zonas urbanas con diseños compactos, donde se pueden usar también aislamientos de materiales compuestos.

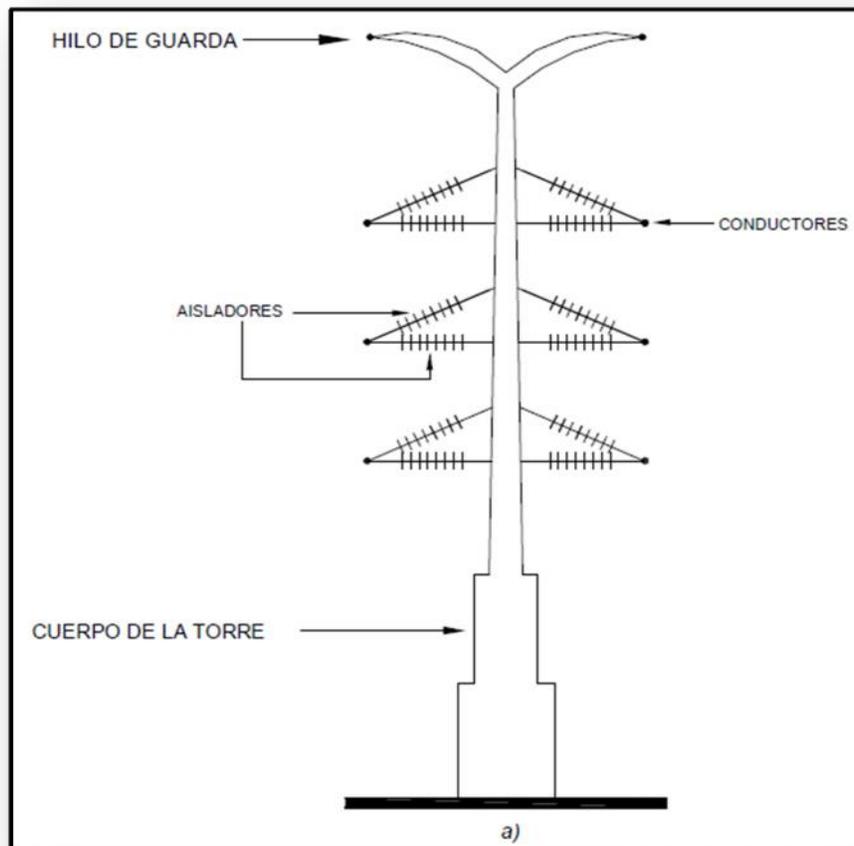


Imagen 7. Torres utilizadas generalmente en líneas de 400 kV. a) Torre tipo tubular, 2 circuitos, disposición vertical, con aislamientos de materiales compuestos.

## 4.2. FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.<sup>7</sup>

Los sistemas eléctricos están sometidos a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas o perturbaciones eléctricas. Entre los fenómenos físicos causantes de una falla eléctrica se pueden mencionar: viento, incendios, caída de torres, fallas en maniobras, descargas atmosféricas, etc., los cuales originan diversos tipos de fallas como por ejemplo, las fallas monofásicas, bifásica, trifásica y sobretensiones.

Las fallas que se producen en un sistema de Transmisión de energía eléctrica se aíslan mediante la actuación de sistemas automáticos llamados protecciones, los cuales producen la salida de servicio de uno o más segmentos de la línea afectada por la falla presentada. La consecuencia directa de esta acción cuyo objetivo es proteger el equipamiento de las solicitaciones generadas por la falla, produce como efecto colateral, la reducción de la capacidad de transmisión, lo cual significa una afectación directa tanto a usuarios como generadores.

El análisis de fallas es una tarea esencial de los especialistas en protecciones. Luego de ocurrida una falla se accede a la información capturada por el Registro Cronológico de Eventos (RCE), que es almacenada en una base de datos. Con esta información se realizan los diagnósticos de donde se produjo la falla y cuál es su causa. Como tarea complementaria al diagnóstico, los especialistas monitorean ante cada falla, la actuación de las protecciones con el objetivo de detectar cualquier indicio de defecto que pueda ocasionar en el futuro, problemas graves como por ejemplo: la salida incorrecta de algún segmento del sistema, la actuación retardada de la protección, la actuación incorrecta de algún módulo de la protección, etc.

Una falla eléctrica puede ocurrir en cualquier parte del sistema eléctrico de potencia, esto quiere decir que podemos encontrar una falla en la línea de transmisión del sistema, en terminales de algún transformador, en terminales de cargas dinámicas como lo son motores eléctricos, entre otros.

Generalmente las fallas se clasifican en Fallas Simétricas y Fallas Asimétricas, la primera de ellas es también conocida como Falla Trifásica y tiene lugar cuando las tres fases que comprenden el circuito entran en contacto entre sí simultáneamente, mientras que las Fallas Asimétricas se clasifican en:

- Fallas de Línea a Tierra (LT):

Que tiene lugar cuando una de las fases que comprende el circuito, hace contacto con un punto diferencial cero, tierra.

---

<sup>7</sup> Ver ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Stevenson, William.

Ver SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA. Enríquez Harper, Gilberto.

Ver ALTA TENSIÓN Y SISTEMAS DE POTENCIA, Siebert, Carl.

- Fallas de Línea a Línea (LL)

Que tiene lugar cuando dos de sus fases hacen contacto entre ellas.

- Fallas de Línea a Línea a tierra (LLT)

Que tiene lugar cuando se tiene contacto simultaneo entre tres puntos del sistema, es decir, dos fases cualesquiera que conforman el circuito con un punto a tierra.

#### **4.2.1. SOBRETENSIONES.**

Se entiende por sobretensión a cualquier valor de tensión pico mayor a la tensión nominal del sistema en operación, que pone en riesgo el equipo instalado en el sistema eléctrico trayendo como consecuencia una mala calidad del servicio en las instalaciones eléctricas. Existen muchas causas por las que se pueden originar sobretensiones en una red de potencia; por esta razón su estudio suele realizarse atendiendo al origen, al tipo de proceso transitorio y al tiempo de duración. La clasificación más aceptada distingue tres tipos de sobretensiones:

##### **a) SOBRETENSIONES TEMPORALES.**

Dentro de este grupo se encuentran las sobretensiones de larga duración (varios milisegundos), poco amortiguadas y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación. Ejemplos de sobretensiones temporales son las debidas a un cortocircuito entre una fase y tierra, o a un problema de ferresonancia.

##### **b) SOBRETENSIONES DE MANIOBRA.**

Una sobretensión de este tipo es fuertemente amortiguada, de corta duración y puede presentar un rango de frecuencias que varía entre los 2 kHz y los 10 kHz. Su origen puede estar en una maniobra de conexión o de desconexión, sin embargo puede haber otras causas que den lugar a una sobretensión de este tipo; por ejemplo, un corto circuito puede provocar transitoriamente una sobretensión que se clasificaría dentro de este grupo.

##### **c) SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO.**

Son originadas por una descarga atmosférica, tiene una duración muy corta y una amplitud que puede ser varias veces la tensión pico nominal. La importancia de las sobretensiones atmosféricas crece conforme disminuye la tensión nominal de los componentes afectados por el rayo. El valor de las sobretensiones que se pueden producir en una red de distribución originada por un rayo es tan elevado frente al valor de la tensión nominal de la red que tanto el nivel de asilamiento de los componentes como de la selección y coordinación de protecciones se realiza teniendo en cuenta el efecto de las sobretensiones atmosféricas. En general, el nivel de las sobretensiones de origen interno es inferior o muy inferior al nivel de aislamiento de los componentes de una red de distribución, siendo el número de averías originadas por una sobretensión de este tipo mucho más reducido que el originado por sobretensiones atmosféricas directas o inducidas por rayo.

Un rayo puede originar una sobretensión que termine provocando un fallo en la línea aérea afectada o que se propague por la línea y pueda provocar una avería en algún otro equipo. La aparición de una sobretensión de origen atmosférico en una línea aérea puede ser debida a uno de los mecanismos siguientes:

- La descarga cae sobre un cable de tierra o poste, en ambos casos una parte de la corriente de rayo termina propagándose a tierra donde originará sucesivas reflexiones que pueden dar lugar a una tensión superior a la rigidez dieléctrica del aislamiento entre el poste y alguno de los conductores de fase.

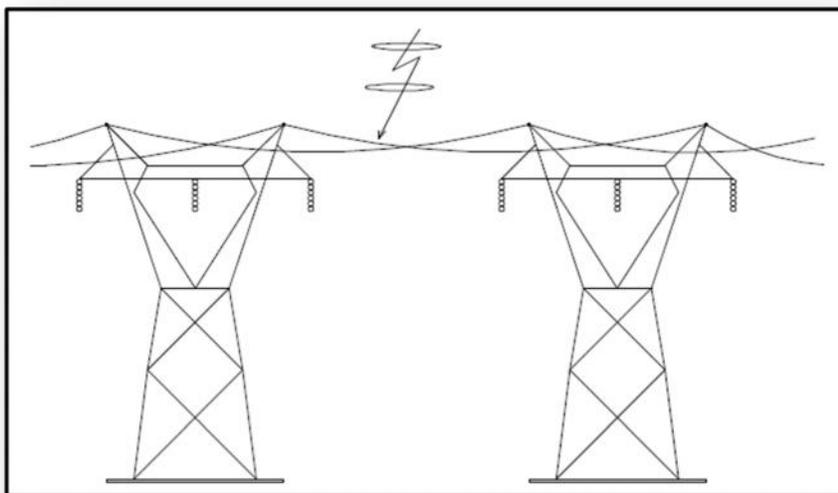


Imagen 8. Descarga atmosférica sobre el hilo de guarda.

- La descarga cae sobre un conductor de fase debido a un apantallamiento insuficiente del cable de tierra o a la inexistencia de éste; se produce una falla si la onda de tensión supera la rigidez dieléctrica del aislamiento.

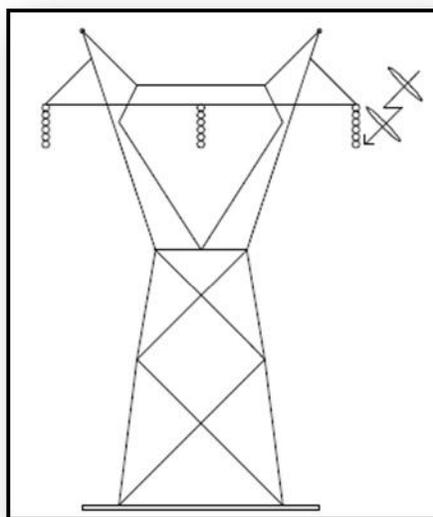


Imagen 9. Descarga atmosférica sobre el conductor de fase.

- La descarga cae en las cercanías de una línea aérea, pudiendo inducir en ésta tensiones superiores al nivel de aislamiento.

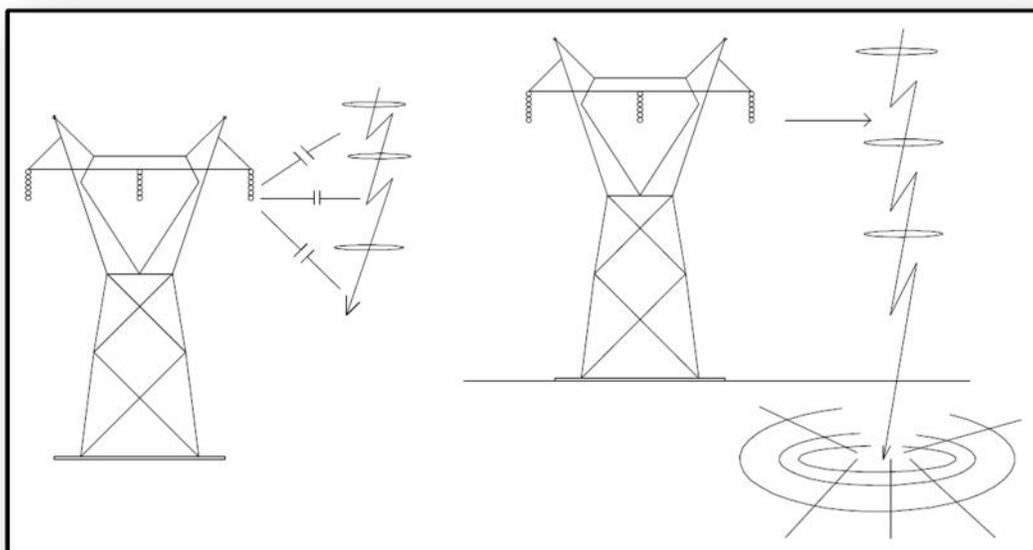


Imagen 10. Descarga atmosférica que cae en las cercanías de una torre de transmisión.

El fenómeno de sobretensión más frecuente en las instalaciones eléctricas es originado por la descarga atmosférica, con perturbaciones con una duración aún más pequeña que las de maniobra, siendo el tiempo de crecimiento normalizado de  $1.2 \mu\text{s}$  mientras que el lapso hasta que se reduce al 50% del valor máximo dura  $50 \mu\text{s}$  (onda de  $1.2 \mu\text{s} / 50 \mu\text{s}$ ), es importante el conocimiento de los efectos que causa dicho fenómeno, a fin de proporcionar una protección adecuada a la instalación eléctrica.

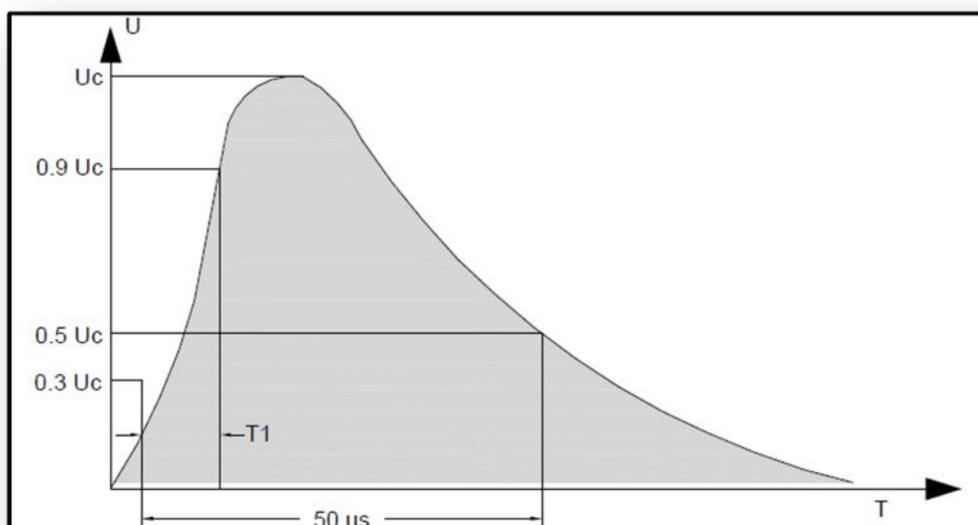


Imagen 11. Forma de onda normalizada por descarga atmosférica (onda  $1.2 \mu\text{s} / 50 \mu\text{s}$ ).

#### 4.2.2. DESCRIPCIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA.

Si el rayo cae sobre un conductor de fase por falta de distanciamiento de los hilos de guarda de la línea o bien porque estos hilos no existen, se originan dos ondas de corriente que parten en direcciones opuestas de valor igual a la mitad de la intensidad del rayo y a dos ondas de tensión cuyo valor depende de la impedancia involucrada. Si dicho valor supera a la tensión de ruptura del aislamiento conductor de fase-apoyo de la línea, se producirá una falla en los dos apoyos más próximos al punto de caída del rayo, provocando dos ondas cortadas que viajarán a lo largo de la línea hasta las subestaciones terminales. Si esta tensión no es superior a la de ruptura, no se producirá falla del aislamiento de la línea. Observándose, en todo caso, que las ondas de tensión que llegan a una subestación están limitadas por el nivel de aislamiento de la línea que proceden.

Cuando una descarga atmosférica cae en un hilo de guarda, la corriente debida a la descarga fluye en ambos sentidos a través de la impedancia impulso del hilo de guarda. La corriente y la tensión se propagan hasta llegar a la torre, bajan por esta y se encuentran con una resistencia de puesta a tierra que disipa la energía asociada con la descarga atmosférica.

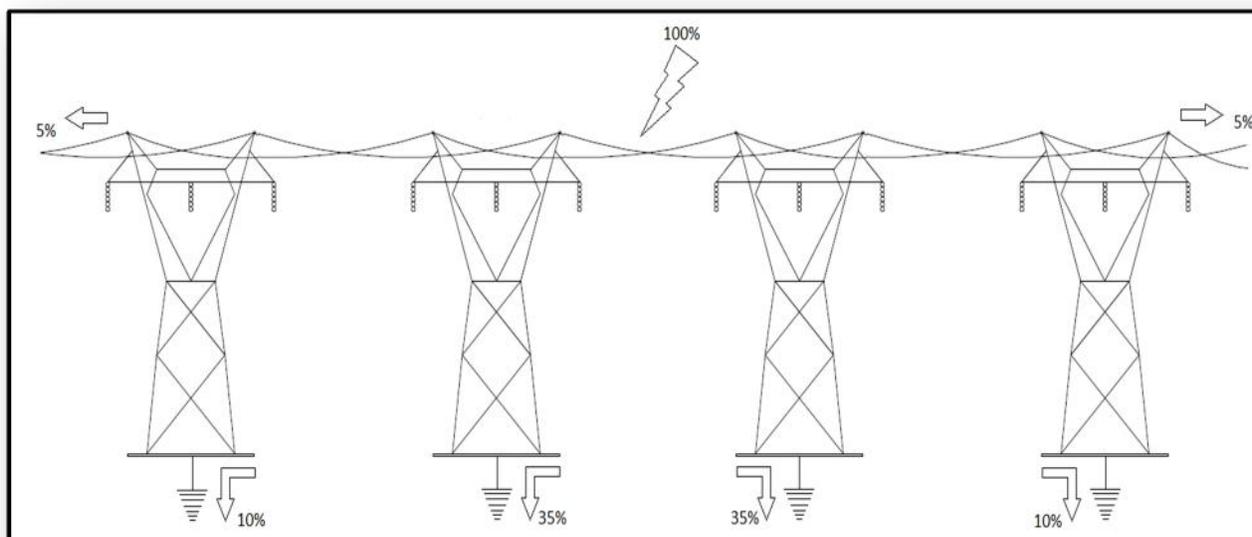


Imagen 12. Descarga atmosférica sobre el hilo de guarda a lo largo del vano.

Lo mismo podemos decir cuando la descarga atmosférica cae directamente en la torre. Según la descripción anterior, una descarga atmosférica, puede considerarse como una fuente de corriente capaz de hacer fluir una corriente permanente (la asociada con el rayo) a través de una impedancia. La tensión producida por la descarga es producto de la corriente y de la impedancia a través de la cual fluye.

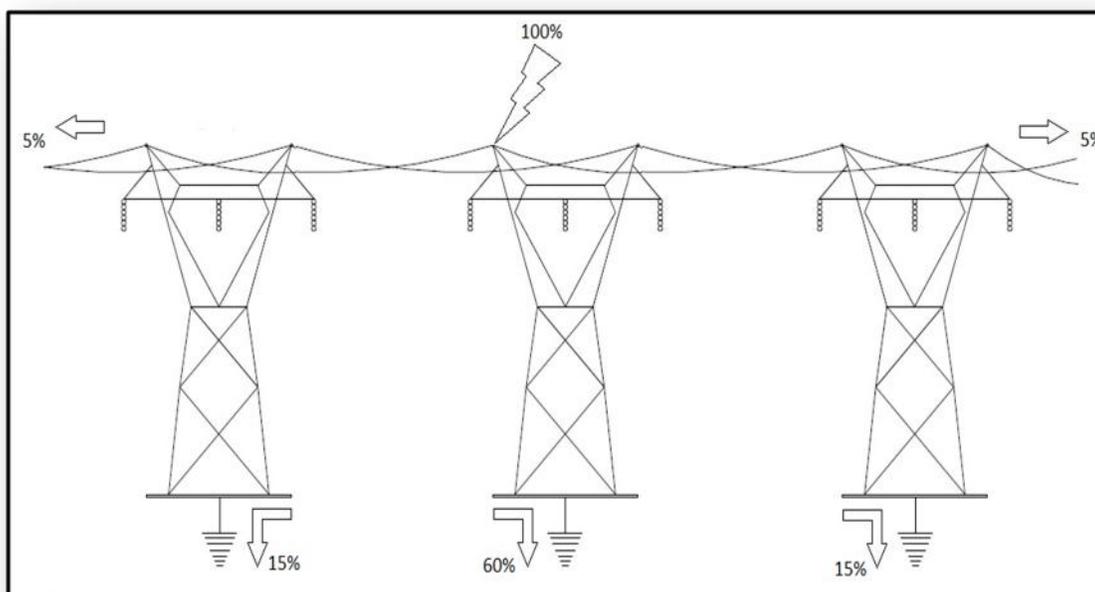


Imagen 13. Descarga atmosférica sobre la estructura.

#### 4.2.3. FLAMEO INVERSO.

Las descargas atmosféricas en líneas de distribución son mucho más críticas que en líneas de transmisión, debido a que su nivel de aislamiento es mucho menor. Los daños causados por descargas atmosféricas en líneas de distribución, se deben a descargas directas sobre los conductores de fase o sobre los neutros o cables de guarda. También son debidos a descargas indirectas que no impactan directamente en la línea pero alteran el campo electromagnético a su alrededor, induciendo sobretensiones en la misma.

Los principales daños causados por descargas atmosféricas afectan a equipos como transformadores, cortacircuitos y fusibles, interruptores, conductores de línea y aisladores. Adicionalmente, pueden transferir impulsos a la red secundaria debido a la capacitancia entre devanados de los transformadores.

El punto de corte de ambas características es en realidad de difícil determinación, dado que depende de factores tales como las condiciones ambientales y la contaminación del aislamiento. Debe tenerse en cuenta que en los postes terminales las tasa de crecimiento de la tensión tiende a duplicarse por el efecto de líneas abiertas, por lo que sus aisladores tienen mayor probabilidad de sufrir daños.

En pocas palabras este fenómeno se presenta la descarga atmosférica que cae en el hilo de guarda o directamente en la torre, al llegar a la base de la torre (suelo) y encontrar un alta resistencia (resistencia de puesta a tierra de la estructura) provoca que no encuentre un medio propicio para el esparcimiento de la corriente del rayo de manera eficiente y hace que la torre alcance un alto potencial eléctrico, que aumenta súbitamente la tensión entre el brazo de

la torre y el conductor de fase, hasta el punto que supera el aislamiento proporcionado por el aire exterior a la cadena de aisladores y se presenta un flameo desde el brazo de la torre (que se encuentra a un alto potencial) y el conductor de base.

Lo anterior se conoce como flameo inverso (back – flashover) y toma ese nombre porque se genera desde el brazo de la torre hacia el conductor de fase, tal y como se aprecia en la siguiente imagen.

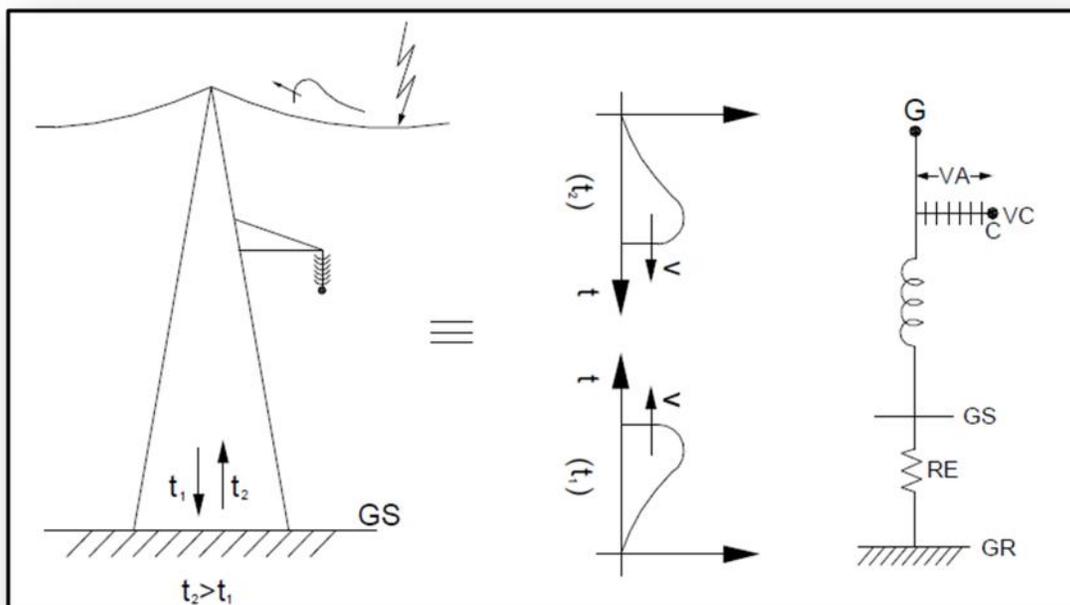


Imagen 14. Flameo inverso en una torre de transmisión, con su circuito equivalente.

Debido a la influencia de este fenómeno es que se hace necesario estudiarlo a fondo y proteger al sistema eléctrico de potencia para que no opere en condiciones de falla y opere de forma eficiente.

#### 4.3. ALTERNATIVAS PARA CORRECCIÓN DEL FLAMEO INVERSO.

La mayoría de las líneas de transmisión de alta tensión están instaladas sobre enrejadas de acero. Debido a la longitud de estas líneas, si penetran en una zona con actividad atmosférica significativa, son susceptibles de recibir impactos de rayos directos y efectos inducidos debido a la caída de rayos en la vecindad o a descargas entre nubes. Para dar la protección adecuada, se incorpora un hilo de guarda sobre los conductores. Este cable está puesto a tierra al comienzo y al término de cada línea y en todas las posiciones de soporte. En general, el electrodo de tierra en el punto de soporte está formado por las patas de acero de las torres, enterradas en concreto en el suelo. Esto proporciona normalmente una impedancia a frecuencia de potencia de 10 ohms o menos. Sin embargo, en suelo de alta resistividad, la impedancia puede ser demasiado alta y en ese caso deben instalarse electrodos de tierra adicionales.

Si un rayo impacta una torre, entonces parte de la corriente asociada será derivada a tierra por la base de la torre y otra parte viajará a las torres adyacentes a través del hilo de guarda. La tensión que aparece en la torre puede ser suficiente en algunos casos para superar el voltaje de ruptura de los aisladores de la línea y ocurrirá una descarga de retorno (back-flashover) desde la torres a los conductores de fase.

#### 4.3.1. HILOS DE GUARDA.

Los hilos de guarda se componen de un conductor desnudo de 9.5 a 19 mm. de diámetro, fabricado con alambres de acero galvanizado de alta resistencia mecánica, cobre duro, ACSR, copperweld, bronce fosforado, etc. Se localizan en la parte superior de la torre de transmisión y está conectado al sistema de tierra de la torre, su función principal es proteger los conductores de fase de las descargas atmosféricas que pudieran incidir en éstos y conducir la descarga a tierra.

Además en la parte alta de las torres se conectan a los hilos de guarda un cable de tierra que sirve para derivar a tierra las ondas de sobretensión inducida por la descarga.

Se debe evitar que la descarga o el arco salte de los hilos de guarda con los conductores de fase, por lo que en general se adopta una distancia entre conductores de fase e hilos de guarda de por lo menos la distancia entre conductores de fase.

El hilo de guarda bien instalado protege de varias maneras:

- a) Dando a las líneas una impedancia pequeña externa posible, por lo cual disminuye la sobretensión.
- b) Disminuye la carga inducida por las nubes en la línea al ofrecer inmediatamente cargas traídas del suelo en cantidades ilimitadas para satisfacer las necesidades del campo de la nube.
- c) Al descargar la nube sobre la línea de transmisión, las cargas capturadas por el cable van directamente al sistema de puesta a tierra. Una conexión fallida a tierra nulifica el efecto protector del cable.
- d) Si el cable está bien situado y bien conectado pueden suceder alguna de las siguientes eventualidades:
  - ✓ Que sea el único conductor de la línea de transmisión tocado por la descarga atmosférica.
  - ✓ Que la mayor parte de la descarga atmosférica, sea conducido por el hilo de guarda, de donde resulta una disminución considerable de la sobretensión para el sistema.

- ✓ Que las descargas atmosféricas de magnitud mediana hagan flamear los aisladores de una fase, en lugar de afectar los tres polos y causar una falla trifásica.

#### 4.3.2. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA (SPAT)<sup>8</sup>.

Los sistemas se conectan a tierra para limitar las sobretensiones eléctricas debidas a descargas atmosféricas y/o transitorios en la red por contacto accidental de las líneas de transmisión y para estabilizar la tensión eléctrica durante su operación. Los equipos se conectan a tierra de modo tal que ofrezcan un camino de baja impedancia para limitar la diferencia de potencial que, en un momento dado se puede presentar entre las estructuras metálicas y tierra.

Con respecto a su funcionalidad, los sistemas de tierra se clasifican en:

**Sistemas de tierra de protección**, limitando el valor de la tensión contra tierra en las partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas n en tensión ni aisladas y con las cuales pudiera estar en contacto el personal.

**Sistemas de tierra de funcionamiento**, el cual es necesario para el buen funcionamiento, generalmente se conectan los neutros de los generadores, transformadores y apartarrays, etc.

**Sistemas de tierra de trabajo**, son de carácter provisional, normalmente utilizados para poner a tierra una parte del circuito o instalación eléctrica para efectuar un trabajo o alguna reparación.

Los elementos que conforman un SPAT son: el suelo, conductores y malla de tierra, el electrodo de tierra y la interface. Todos los elementos nombrados con anterioridad son factores de estudio muy independientemente, para después lograr concatenarlos obteniendo un producto final satisfactorio.

##### 4.3.2.1. RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

La resistividad eléctrica se define como la resistencia eléctrica de una unidad de volumen de algún material, que para los sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión es el terreno donde se ubican las estructuras, esto quiere decir que la resistividad es la propiedad del suelo para conducir la electricidad. Se mide en unidades de resistencia eléctrica por longitud ohms por metro ( \*m).

---

<sup>8</sup> Ver STD-80-2000 IEEE Guía de seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de AC.

Ver STD-81-1983 IEEE Guía para la medición de resistividad de tierra, impedancia de tierra y potenciales de superficie en tierra de un sistema de puesta a tierra.

Ver CFE-00JL0-28 REDES DE TIERRAS PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

En la medición de la resistividad se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que estos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniendo lo que se denomina “Resistividad Aparente”, valor con el cual se realizan parte de los cálculos para obtener los sistemas de puesta a tierra a implementar.

La resistividad del terreno varía ampliamente a lo largo y ancho del globo terrestre, estando determinada por:

- ✓ Sales solubles
- ✓ Composición propia del terreno
- ✓ Estratigrafía
- ✓ Granulometría
- ✓ Estado higrométrico
- ✓ Temperatura
- ✓ Compactación

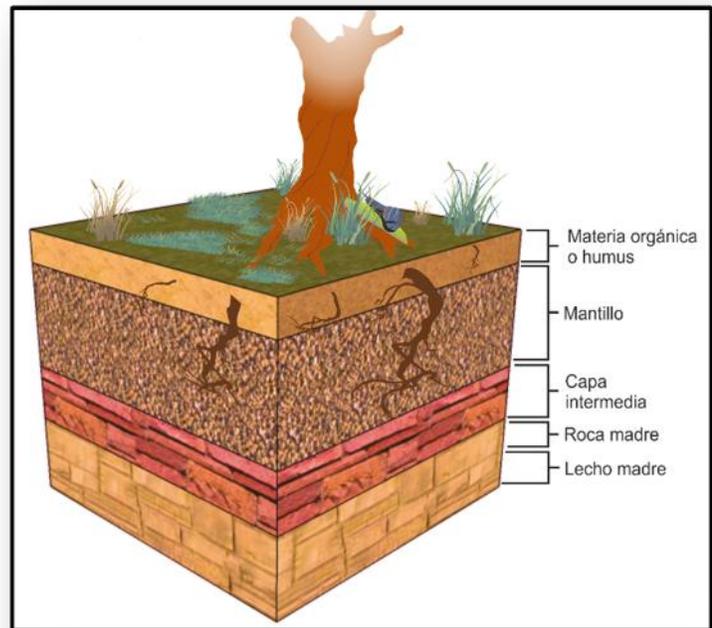


Imagen 15. Composición común del terreno.

#### 4.3.2.2. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO.

Esta se mide con el objeto de encontrar los puntos óptimos para la colocación del Sistema de Puesta a Tierra, si usamos un valor incorrecto de resistividad del suelo en la etapa del diseño, la medida de impedancia del Sistema de Puesta a Tierra propuesto puede resultar diferente de lo planeado. Los factores que influyen en la resistividad del terreno son muchos entre ellos: la estratigrafía, la compactación, la humedad, la temperatura, entre otros. Además el contenido de electrolíticos varía la resistividad de un terreno y puede ser mejorada tratándola con sales, geles o abonado electrolítico.

Los métodos eléctricos de corriente continua, consisten en provocar un flujo de energía eléctrica ( $I$ ) al terreno entre dos electrodos (A y B) en donde su paso a través de las rocas o los sedimentos, puede explicarse mediante la Ley de Ohm, la cual establece que la caída de potencial  $V$  entre 2 puntos por los que circula una corriente eléctrica de intensidad  $I$ , es proporcional a ésta y a la resistencia  $R$  que ofrece el medio al paso de la corriente.

Particularmente, el SEV, en su arreglo Schlumberger, consiste en hacer variar la distancia entre los electrodos A y B, construyendo una curva de resistividad aparente. A medida que se van incrementando las distancias  $AB/2$ , se va elaborando la gráfica a escala logarítmica y se sujeta a la única condición de que la distancia que separa los electrodos AB sea mayor o igual a 5 veces MN.

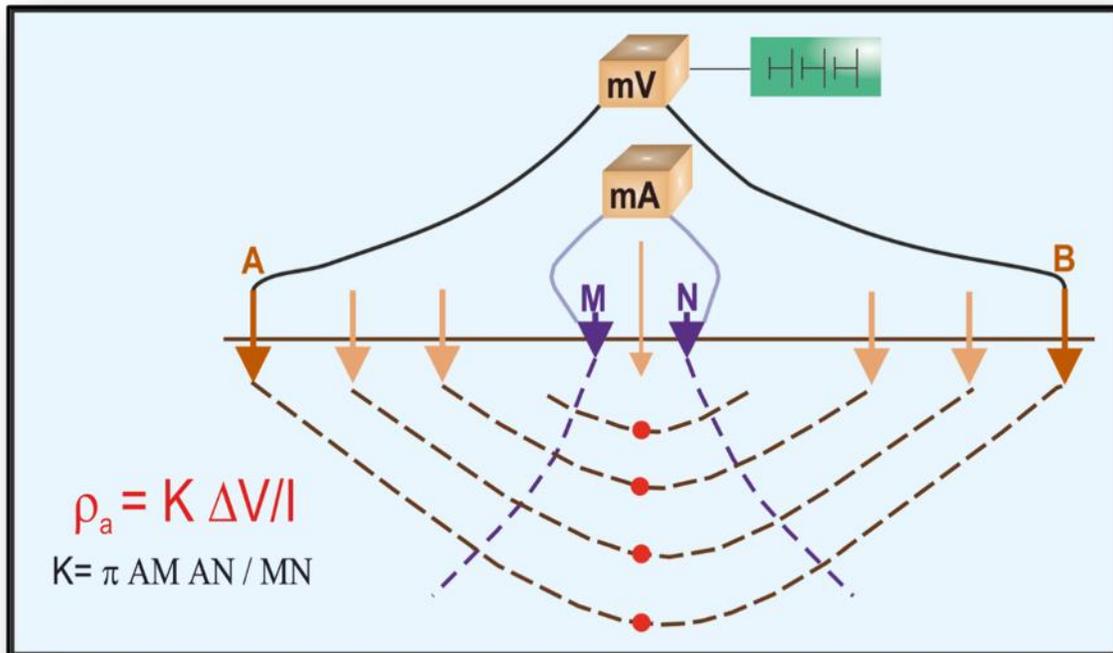


Imagen 16. Arreglo en campo de SEV en su modalidad Schlumberger.

Los valores de resistividad aparente se representan en función de  $AB/2$  que representa la abertura de medición en  $x$ , así como la constante geométrica  $k$  en función de los espaciamientos entre los electrodos de potencial y corriente del arreglo.

$$\rho_a = \frac{k \Delta V}{I} \quad \text{Donde } k = \frac{2\pi}{\left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{BN}\right) - \left(\frac{1}{AN} - \frac{1}{BN}\right)}$$

#### 4.3.2.3. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

La resistencia de tierra se define como la resistencia que ofrece un sistema al paso de corriente eléctrica. Este valor depende de la resistividad del terreno, características físicas del sistema de tierra, así como la longitud y área de los conductores utilizados para conformar el sistema general de puesta a tierra. Esta se mide en ohms ( ).

#### 4.3.2.4. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

La medición de resistencia de puesta a tierra previa, tiene como finalidad conocer y evaluar las condiciones actuales del Sistema de Puesta a Tierra en cada una de las estructuras de transmisión que hayan sido programadas para realizar trabajos de mejoramiento, donde en conjunto con las mediciones de Resistividad realizadas previamente, se puede definir con mayor certeza el diseño a implementar. Las mediciones de resistencia de puesta a tierra previas son realizadas mediante el método RCP (Relación de Caída de Potencial).

#### 4.3.2.5. RELACIÓN DE CAÍDA DE POTENCIAL (RCP).

Para poder llevar a cabo el método Relación de Caída de Potencial en sistemas de puesta a tierra pertenecientes a estructuras de líneas de Transmisión, es necesario contar con un equipo de medición de resistencia de puesta a tierra de alta frecuencia (25 kHz), para la cual la impedancia inductiva del hilo de guarda es razonablemente alta, lo cual permite reducir el efecto de las estructuras adyacentes sobre la estructura bajo medición. El método RCP consiste en hacer circular una corriente por el electrodo a ser medido y la influencia de esta corriente sobre el electrodo en términos de potencial, es medido entre el electrodo de puesta a tierra bajo prueba y un electrodo auxiliar de potencial. La aplicación de esta técnica en un Sistema de Puesta a Tierra de una estructura de LT's, se realiza de acuerdo con la especificación CFE 00JL0-28 cuyo esquema aparece en la siguiente figura:

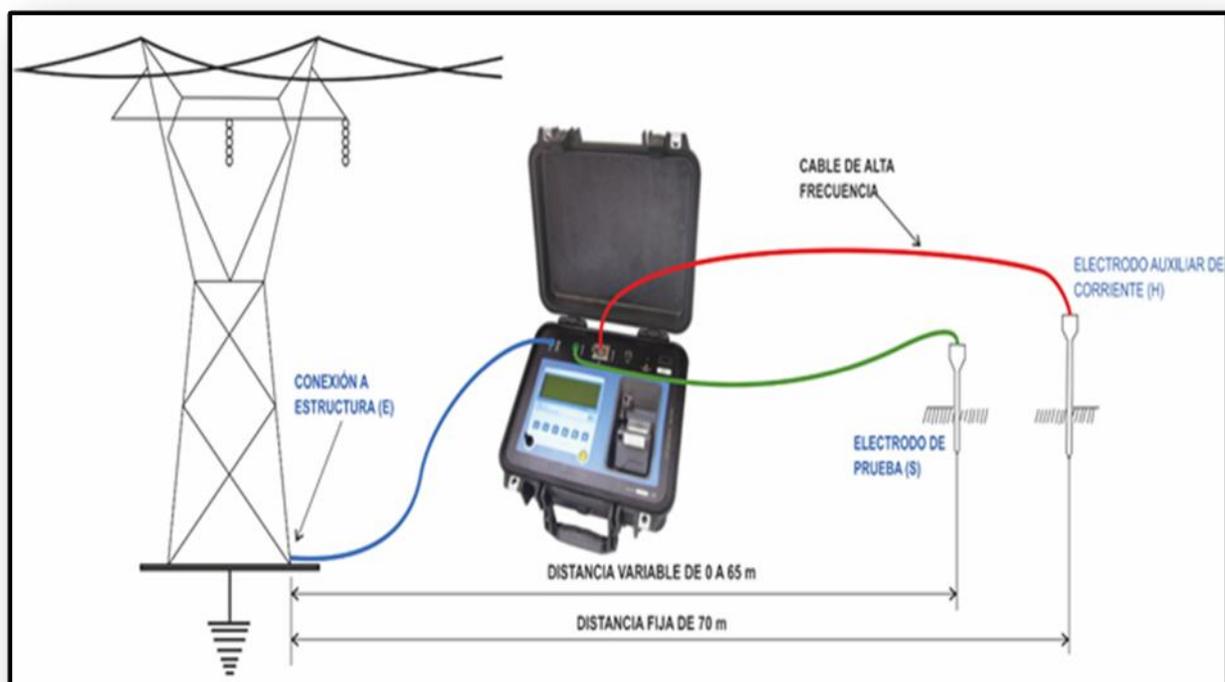


Imagen 17. Diagrama de conexiones del Método de Relación de Caída de Potencial con equipo de Medición.

Una serie de valores de la resistencia puede graficarse contra la distancia para obtener una curva de comportamiento del suelo tal como se aprecia en la Ilustración mostrada a continuación. Se observa que a medida que el electrodo 3 se mueve lejos del electrodo 1, los valores de la resistencia aumentan pero la cantidad de incremento se va disminuyendo cada vez más hasta que se alcanza el punto donde el valor de incremento se vuelve tan pequeño que casi puede considerarse constante, unos 20 .

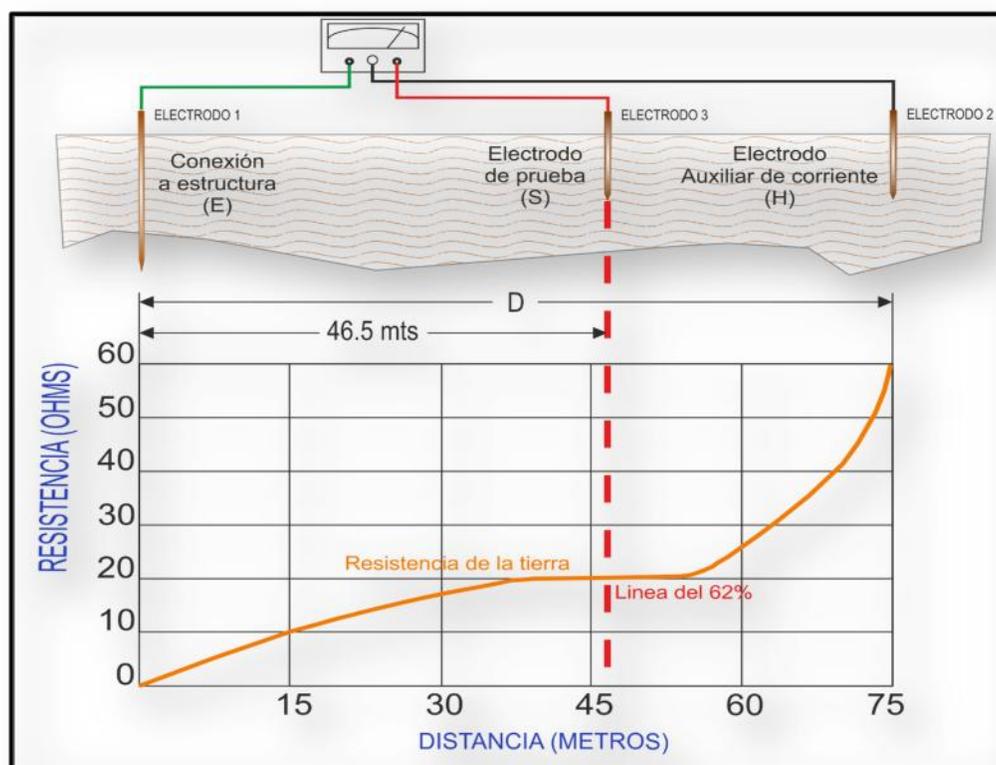


Imagen 18. Curva de comportamiento del método de relación de caída de potencial.

#### 4.3.2.6. EQUIPO DE MEDICIÓN UTILIZADO.<sup>9</sup>

La verificación de la calidad del Sistema de Puesta a Tierra de las torres de líneas de transmisión de energía presenta una seria dificultad por estar todas eléctricamente interconectadas a través de los cables de guarda que actúan como pararrayos protegiendo las líneas de las descargas atmosféricas, para poder realizar las mediciones sin la necesidad de desconectar el hilo de guarda de cada estructura existen equipos diseñados específicamente para tal fin, y así poder realizar la medición de Resistencia de Puesta a tierra obteniendo resultados certeros y confiables.

<sup>9</sup> Ver HF EARTH RESISTANCE MEASURING INSTRUMENT HW2S.

Ver TM25M HIGH FRECUENCY EARTH TESTER USER GUIDE.

Por la existencia de esta interconexión, cualquier intento de medir la resistencia de una torre individual utilizando un telurómetro convencional conduce a resultados erróneos ya que en verdad se está midiendo la resistencia de todas las torres en paralelo (o, más precisamente, su impedancia a baja frecuencia). Intentar desconectar el hilo de guarda de una línea energizada es una operación de riesgo, tanto por la necesidad de trepar a lo más alto de la torre como por la proximidad de los conductores de alta tensión. Para la medición de resistencia de puesta a tierra se utilizó un equipo de alta frecuencia Megabass modelo TM25R, con las siguientes características:

- ✓ Diseñado para la medición de puesta a tierra de torres de transmisión de energía y mallas de subestaciones.
- ✓ Minimiza el efecto del hilo de guarda.
- ✓ Facilita la medición.
- ✓ Controlado por microprocesador.
- ✓ Frecuencia de operación: 25 kHz.
- ✓ Alcance: 0 - 300 .
- ✓ Compensación de la componente inductiva.
- ✓ Temperatura Max de trabajo de -5°C a 50°C.
- ✓ Portátil y robusto, para trabajos de campo.
- ✓ Batería recargable.



Imagen 19. Equipo de medición Modelo MEGABRASS TM25R

## 5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

La creciente demanda de energía eléctrica en el territorio nacional, así como la necesidad de brindar un suministro de energía eléctrica confiable, continuo y de calidad a todos los usuarios, obliga a la Comisión Federal de Electricidad a elevar sus estándares de calidad en el servicio, por lo cual, la GRTP año con año programa actividades preventivas y correctivas en sus líneas de transmisión que le permiten disminuir la presencia de fallas que ponen en riesgo el suministro de energía eléctrica en la zona.

Los problemas a los que se enfrenta normalmente la CFE en el área de Transmisión, radica en el transporte de la energía eléctrica a través de su amplia red de líneas de transmisión que recorren gran parte del territorio nacional, donde debido a las sobretensiones, ya sean de maniobra, temporales o de origen atmosférico, se generan salidas de operación de las líneas, lo que se traduce en pérdidas económicas y fallas en el suministro, disminuyendo la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio. A continuación se muestran las estadísticas en el período 2007 – 2013 de salidas de operación de las LT's y sus causas:

<sup>10</sup>Tabla No.2 Comportamiento histórico de fallas en LT's de la GRTP 2007 – 2013.

CAUSA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	%
<i>B0 DESC. ATMOSFÉRICAS</i>	96	71	51	93	76	79	104	76%
<i>C2 QUEMA MALEZA</i>	1	4	6	4	7	3	16	5%
<i>A5 BRECHA</i>	6	4	0	3	8	7	5	4%
<i>A6 CONTAMINACIÓN</i>	1	4	5	1	9	2	4	3%
<i>C0 VIENTOS FUERTES</i>	0	0	2	2	5	4	5	2%
<i>D0 DESCONOCIDAS</i>	4	2	2	4	1	2	1	2%
<i>A4 CABLE GUARDA</i>	2	2	5	0	3	3	0	2%
<i>A2 AISLADORES</i>	1	1	3	4	0	0	2	1%
<i>A1 HERRAJES</i>	1	2	2	1	0	2	2	1%
<i>C1 QUEMA CAÑA</i>	0	0	1	0	1	2	1	1%
<i>A3 CONDUCTORES</i>	0	0	0	2	0	3	0	1%
<i>A0 ESTRUCTURAS</i>	0	0	0	0	0	0	0	0%
<b>TOTALES</b>	<b>112</b>	<b>90</b>	<b>77</b>	<b>114</b>	<b>110</b>	<b>107</b>	<b>140</b>	

<sup>10</sup> Fuente: GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN PENINSULAR – Abril 2014.

<sup>11</sup>Gráfica No.1 Comportamiento histórico de fallas en LT's de la GRTP 2007 – 2013.



Teniendo que los indicadores de operación en la zona de Transmisión Peninsular, se califican en gran parte mediante las salidas de operación de líneas de transmisión y observando, de acuerdo a la tabla y gráfica mostradas, que estadísticamente el 76% de las fallas se debe a las descargas atmosféricas que caen sobre los conductores, en las torres de transmisión o en sus cercanías, provocando la presencia del fenómeno de flameo inverso, donde, aunado a lo anterior, tenemos que las condiciones de los terrenos en la mayor parte de la zona presentan valores de resistividad alta en las capas superficiales, nos enfrentamos a un problema que debe ser resuelto particularmente para cada estructura, lo que genera que los sistemas de puesta a tierra deban ser diseñados en base a las características propias de cada terreno donde se aloja la estructura bajo estudio, derivado de estas condiciones, se tiene la necesidad de implementar las medidas necesarias que permitan abatir los altos índices de salidas de operación de las líneas de transmisión en la región a causa de la incidencia de descargas atmosféricas principalmente.

Para lograr la disminución en los índices de salidas de operación de las LT's se tienen tres opciones principalmente, una de ellas es verificar el ángulo de blindaje de la LT, la segunda opción, tema principal de este reporte, es el mejoramiento de los sistemas de puesta a tierra en cada estructura y como tercer opción tenemos la instalación de apartarrayos en las estructuras de soporte de las líneas de transmisión, actividad que no forma parte en el desarrollo de este proyecto.

<sup>11</sup> Fuente: GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN PENINSULAR – Abril 2014.

Con la finalidad de cumplir con el objetivo de disminuir la probabilidad de salidas de operación de las líneas de transmisión y con ello abatir los índices de salidas de operación de las LT's de la zona de Transmisión Peninsular, la GRTP, en primera instancia, solicitó a la GEIC realizar un estudio detallado de las condiciones que presenta el suelo donde se ubican las estructuras solicitadas por medio de Sondeos Eléctricos Verticales, para verificar las condiciones geoelectricas de los terrenos de cada estructura en particular y determinar las capas del terreno con mejores condiciones eléctricas para instalar los sistemas de puesta a tierra, valores de resistividad de diseño y superficial, para posteriormente realizar las propuestas de diseño del sistema de puesta a tierra en cada estructura solicitada, con base a un análisis ingenieril, para finalmente realizar su implementación en campo.

La GEIC, en el cumplimiento de la labor encomendada por parte de la GRTP, me designó como Jefe de proyecto, en el Mejoramiento de Sistemas de Puesta a Tierra a 540 estructuras de líneas de Transmisión en el ámbito de la región Peninsular, donde apoyado por dos disciplinas que forman parte de la Gerencia, el departamento de Sismotectónica y Exploración Geofísica, y el departamento de Geoelectrica coordiné las actividades correspondientes para la realización del proyecto, con la meta de cumplir satisfactoriamente la ejecución del proyecto en su totalidad, desde la planeación hasta la ejecución en campo de las actividades de implementación de los diseños propuestos en cada estructura, en estricto apego a los tiempos establecidos, a la normatividad y especificaciones vigentes, tanto técnicas como administrativas, así como al cumplimiento cabal de los estatutos de calidad demandados dentro de la CFE.

## 6. ANÁLISIS Y METODOLOGÍA EMPLEADA.

En la realización del Proyecto de “**Mejoramiento de sistemas de puesta a tierra con contra-antenas y electrodos verticales a 540 estructuras y estudio geofísico de resistividad en LT’s de la GRTP – 2014**”, fue necesaria la intervención de dos disciplinas pertenecientes a la GEIC, la primera de ellas, el departamento de Sismotectónica y Exploración Geofísica, encargada de realizar los estudios Geofísicos de resistividad en las estructuras solicitadas, por medio de Sondeos Eléctricos Verticales y la segunda, el Centro de Resultados Geoeléctrica, encargado de llevar a cabo la implementación en campo de los diseños obtenidos para cada estructura solicitada por la GRTP y obtuvo las mediciones de resistencia previa y final en cada una de ellas; mientras que en conjunto, elaboramos los diseños correspondientes y generamos las propuestas más óptimas y confiables que permitieron obtener resultados positivos, proporcionando a cada una de las estructuras donde se realizaron los trabajos, un camino para que las sobretensiones generadas en la LT, sea cual fuere la razón, se drenen correctamente a tierra y así evitar las fallas por flameo inverso que provocan la salida de operación de las LT’s.

Para lograr lo anterior, fue necesario conformar brigadas de trabajo que realizaron los trabajos mediante las etapas detalladas a continuación:

### 6.1. PRIMER ETAPA: LEVANTAMIENTO DE DATOS DE CAMPO.

Las actividades en esta etapa se basaron principalmente en la obtención de los datos representativos de campo en cada una de las 540 estructuras, que nos permitieron obtener parámetros eléctricos que posteriormente fueron procesados para obtener valores de resistividad equivalente o de diseño, así como la resistividad del estrato superficial del terreno, se obtuvieron también los valores de resistencia inicial en cada una de las estructuras y a su vez, durante esta etapa, se realizó el reconocimiento de campo y se corroboraron las posiciones geográficas de todas las estructuras solicitadas por la GRTP.

**Medición de la Resistividad del subsuelo** de manera puntual, es decir se realizaron los Sondeos Eléctricos Verticales mediante el método de Schulmberger (analizado en el numeral 4.3.2.1 y 4.3.2.2 del presente documento), para cada una de las estructuras donde se diseñó un Sistema de Puesta a Tierra, posteriormente se obtuvieron las secciones geoeléctricas del terreno, pudiendo determinar con esto, una resistividad de diseño específica para cada estructura, lo que dio lugar a la obtención de valores de resistividad confiables, mismos que nos permitieron conocer las características eléctricas del terreno donde se alojaron los sistemas de puesta a tierra implementados.

El equipo que se utilizó para esta labor, consistió de un transmisor de corriente continua de onda cuadrada marca Scintrex, modelo TSQ-2, que proporciona lecturas digitales de la corriente de salida, además se utilizó un equipo GGT-3 con rango máximo de medición de 15 A, receptores de potencial eléctrico marca Scintrex modelo IPR-10A con presentación digital



Estas secciones geoelectricas proporcionaron información relevante para la elaboración de los diseños de los sistemas de puesta a tierra, a partir de estas, se observó la probable correlación litológica en el terreno, obtuvimos los valores correspondientes de resistividad real para cada unidad geofísica, así como la profundidad donde se aloja el valor de menor resistividad para cada una de las 540 estructura y los espesores que guardan las diversas capas del subsuelo, apoyándonos en esta información, se definió, de manera preliminar, la profundidad donde serían instalados los electrodos verticales profundos, con lo cual logramos alcanzar los estratos menos resistivos que permitieron instalar sistemas de puesta a tierra con una excelente disipación de corriente.

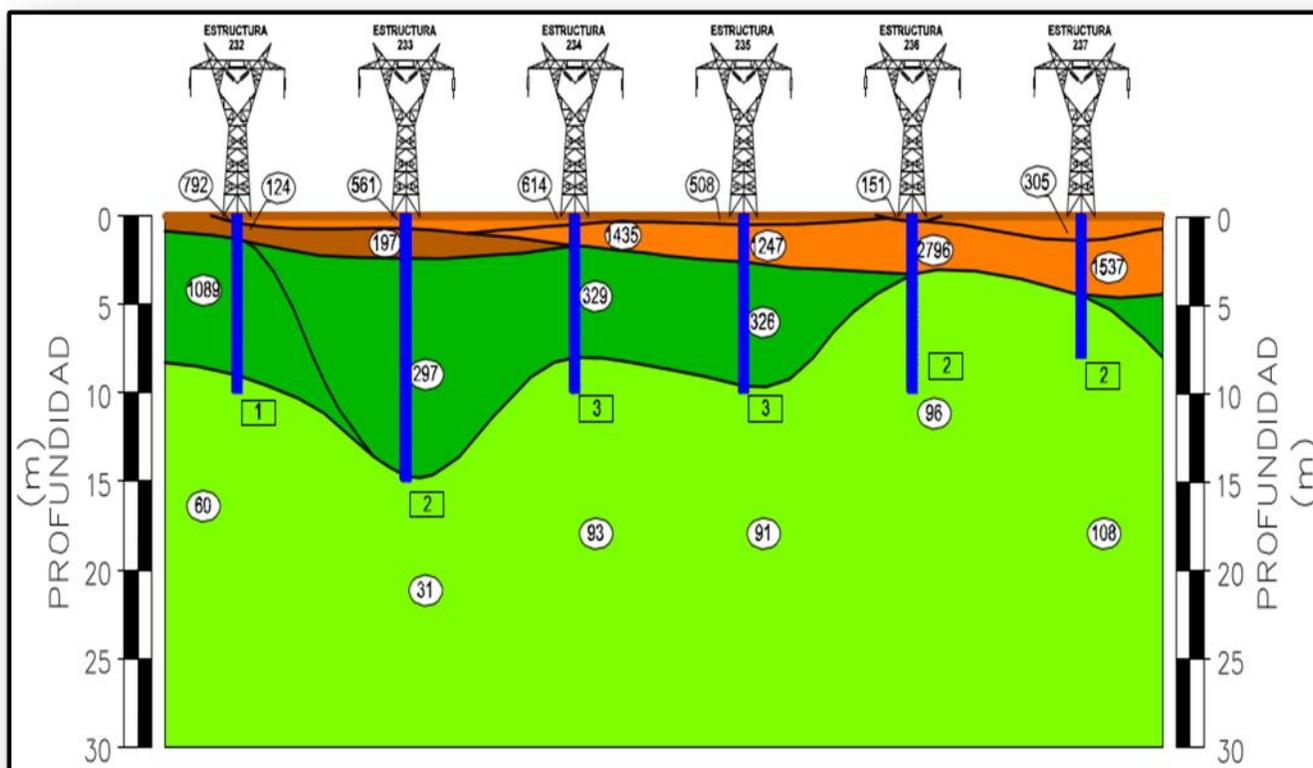


Imagen 21. Ejemplo de sección geo-eléctrica derivada de los estudios de resistividad por SEV's.

**Elaboración de condensados y diseño preliminar.** Con la información obtenida en estas dos etapas, se generaron condensados de información, en formatos preestablecidos, que contienen los cálculos de las resistividades equivalentes, tanto de diseño, como la de las capas superficiales, las profundidades donde se aloja el valor de resistividad de diseño y los diseños preliminares a implementar para el Mejoramiento de SPT en cada estructura programada, estos diseños se realizaron en base a electrodos verticales y contraantenas, en todos los casos.

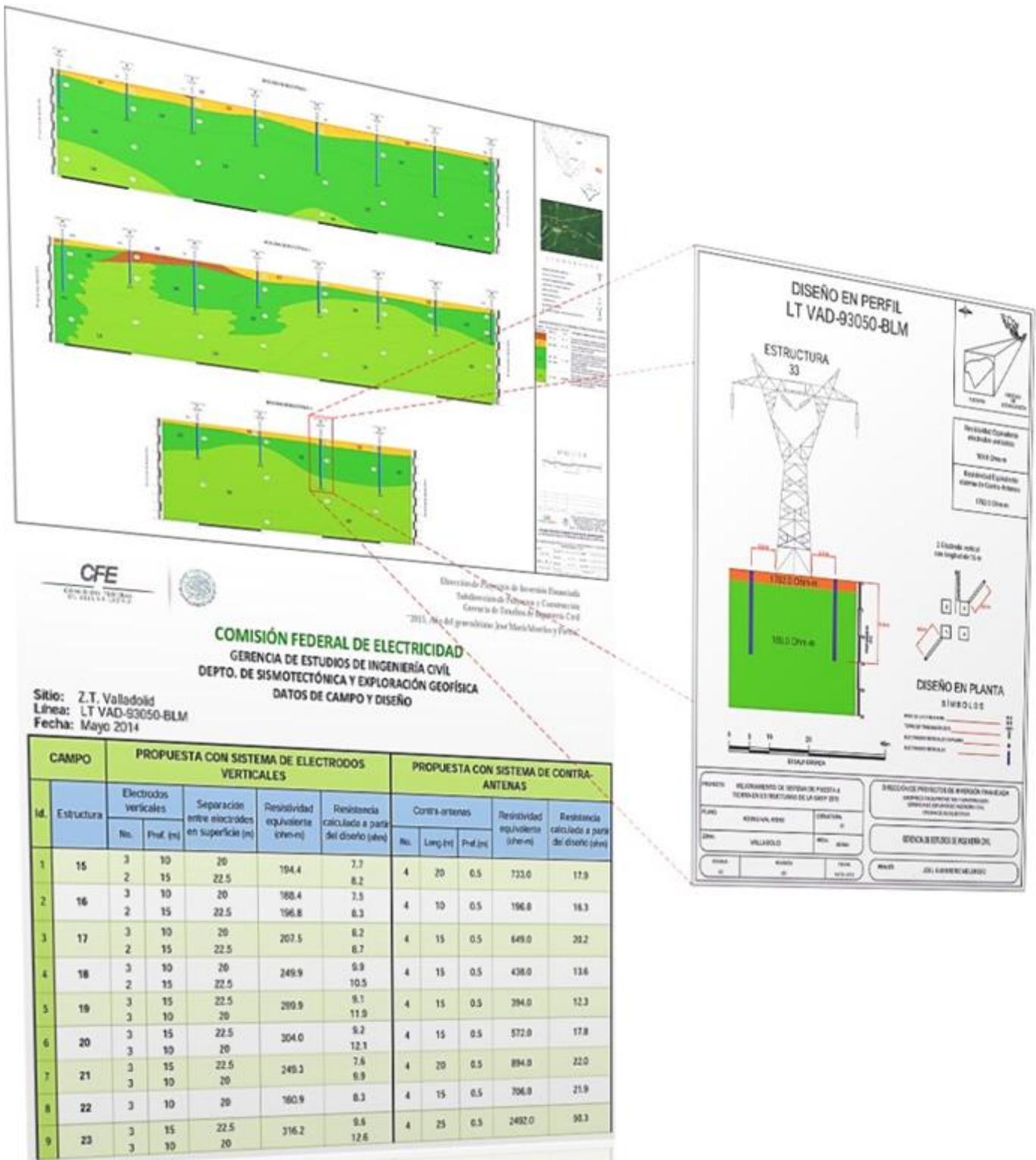


Imagen 22. Elaboración de condensados y propuesta de diseño preliminar.

**Modelado del diseño preliminar.** Las propuestas de diseño que obtuvimos hasta este momento, no en todos los casos representaron el diseño final implementado, ya que posteriormente, con ayuda del programa Groundmat, realizamos el modelado de cada diseño preliminar propuesto, donde en caso de obtener valores no deseados en cuanto a elevaciones de potencial, se realizan las modificaciones pertinentes en los diseños preliminares, hasta obtener la opción con mayor viabilidad de implementación, más confiable y eficiente. Este modelo nos permitió observar el comportamiento de los potenciales generados durante la presencia de una descarga atmosférica y así verificar la funcionalidad del sistema de puesta a tierra propuesto.

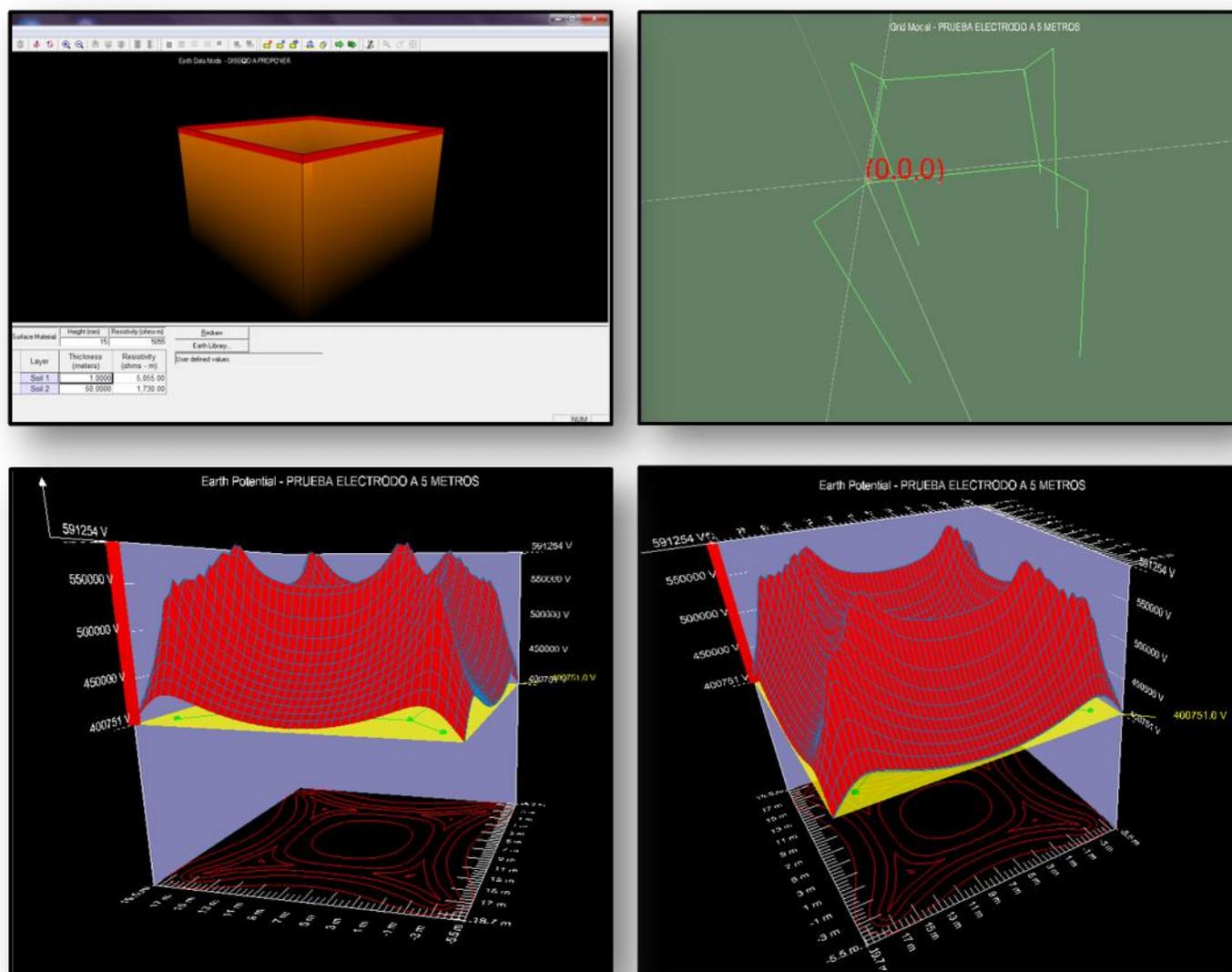


Imagen 23. Modelado del diseño propuesto para cada estructura en particular.

**Elaboración de diseño a implementar.** Finalmente con toda la información obtenida anteriormente, podemos confirmar el diseño que será implementado para cada estructura en particular, plasmándolo tal y como se muestra a continuación:

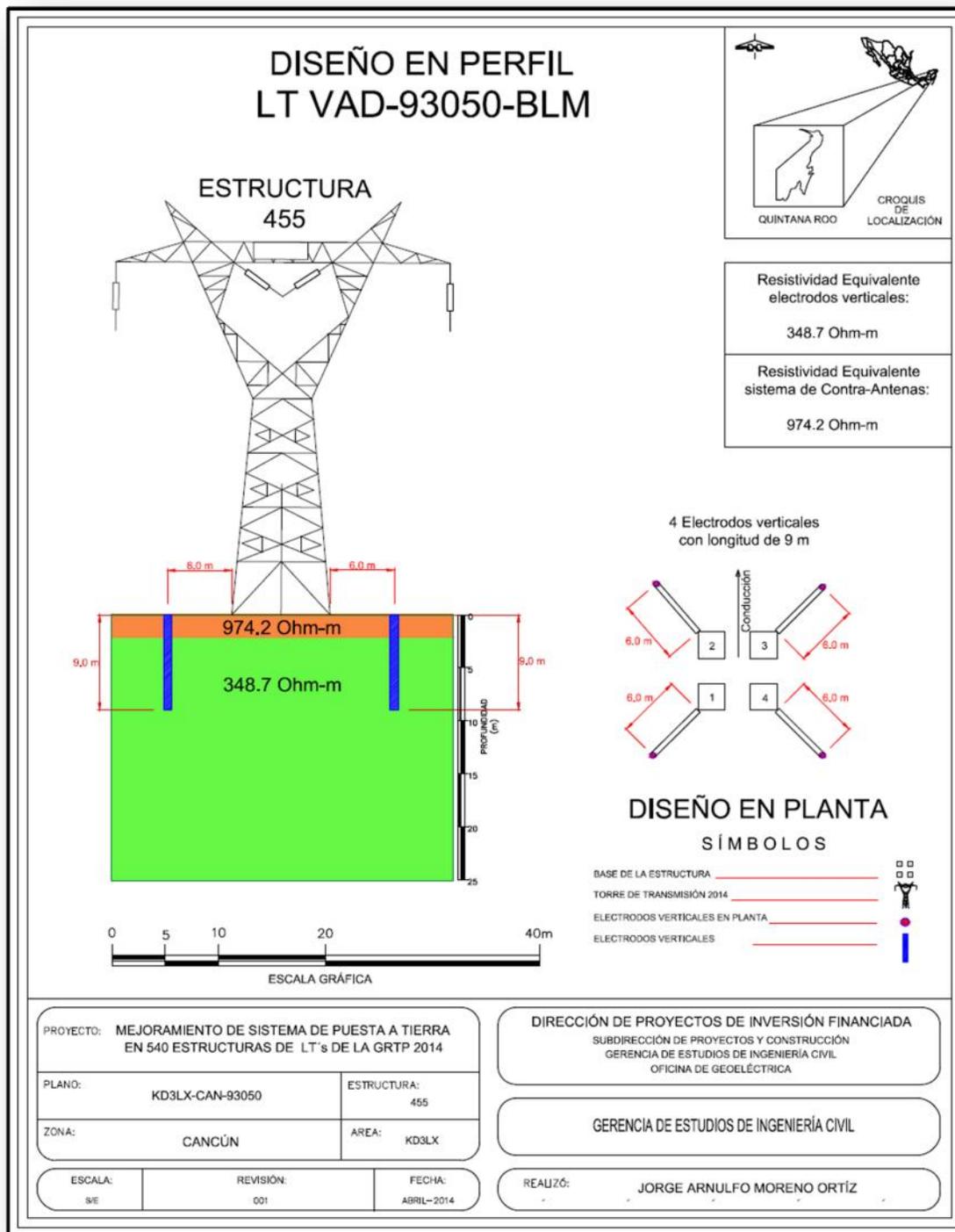


Imagen 24. Propuesta de diseño final para cada estructura particular.

### 6.3. TERCER ETAPA: IMPLEMENTACIÓN DE DISEÑO FINAL EN CAMPO.

Habiendo completado las dos etapas previas, procedimos a implementar en campo los diseños obtenidos, para ello fue necesario conformar 6 brigadas de trabajo, a cada una de ellas se le asignó determinada cantidad de estructuras donde implementaron los diseños correspondientes. Cada brigada de trabajo se compuso de 1 jefe de frente, 2 apoyos técnicos, 1 operador de perforadora AIRMOBIL 432, 1 operador de retroexcavadora y 4 ayudantes generales, quienes estuvieron durante todo el período realizando los trabajos en las brechas donde se localizaban las estructuras que les fueron asignadas.

Para cumplir el objetivo principal del Mejoramiento de Sistemas de Puesta a Tierra, la ejecución e implementación de los trabajos en campo de los diseños obtenidos para cada estructura, fue realizada en apego a los procedimientos establecidos para cada una de las actividades desarrolladas, se instalaron materiales de excelente calidad cumpliendo con las recomendaciones y especificaciones técnicas, los trabajos fueron realizados por personal altamente capacitado, consiente de la importancia que representa elaborar cada parte del proceso con la mayor calidad y seguridad, buscando en todo momento mejoras a los procesos. Las actividades realizadas durante los trabajos de Mejoramiento de Sistemas de Puesta a Tierra con contraantenas y electrodos verticales se mencionan a continuación:

#### DESMONTE Y BACHEO.

Algunas estructuras se encuentran a su alrededor con demasiada vegetación y extremo matorral, lo que afecta la visibilidad de los elementos estructurales, causando corrosión e impidiendo el acceso hacia las mismas, razón por la cual se podó la vegetación únicamente en el lugar de trabajo, específicamente en el derecho de vía para no dañar la flora presente en el lugar. De igual manera se bachearon los accesos con ayuda de maquinaria y en algunos casos con piedra hilada, esto se realizó para poder ingresar a pie de torre con los vehículos, herramientas, equipos y la maquinaria correspondiente y así realizar los trabajos de mejoramiento del sistema de puesta a tierra.



Imagen 25 y 26. Labores de desmonte y bacheo durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## EXCAVACIÓN.

Se realizaron trabajos de excavación para la colocación de contraantenas, en la mayoría de los casos apoyados con una retro excavadora para agilizar y facilitar los trabajos. Las dimensiones de las zanjas se realizaban de acuerdo al diseño, sin embargo las dimensiones mínimas fueron 6m de longitud, 0.50 m de profundidad y 0.40 m de ancho. El número de contraantenas por torre dependió del diseño particular de cada estructura.



Imagen 27 y 28. Labores de excavación durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## CORTE Y DEMOLICIÓN DE CONCRETO.

Esta actividad se realizó con la finalidad de evitar actos de vandalismo sobre el cable que forma parte del Sistema de Puesta a Tierra y así evitar que este sea robado, para esto se realizaron cortes sobre la base de concreto de cada estructura con dimensiones adecuadas para encofrar el cable ACS cal. 7 No. 9, y mantener segura la operación del sistema de puesta a tierra de la estructura.



Imagen 29 y 30. Corte y demolición de concreto durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## PERFORACIÓN PARA ELECTRODOS PROFUNDOS.

Se consideró la instalación de electrodos verticales profundos para implementar los sistemas de puesta a tierra, logrando con ello alcanzar los estratos menos resistivos, asegurando el funcionamiento adecuado de los sistemas, para conseguirlo, se realizaron barrenos para la colocación de los electrodos y posteriormente se rellenaron con intensificador químico. Mediante la ayuda de una perforadora Core드릴 y un compresor de aire de capacidad 375 PCM a 115 psi, se efectuaron los trabajos para la perforación e implementación de electrodos.



Imagen 31 y 32. Labores de perforación durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## APLICACIÓN DE SOLDADURA EXOTÉRMICA.

Se realizaron soldaduras exotérmicas mediante moldes de grafito diseñados para ajustar al tipo específico de unión deseada. Usando un encendido electrónico se enciende una mezcla de polvo de aluminio con óxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre puro. Entre sus beneficios están: proporcionar una unión permanente de baja resistencia y resistente a la corrosión.



Imagen 33 y 34. Aplicación de soldadura exotérmica durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO.

Para evitar la oxidación de las soldaduras y elementos estructurales se aplicó recubrimiento inorgánico rico en zinc (galvanizado en frío) del color que presentaba el recubrimiento inicial. Con esto se evita la corrosión, se aumenta el tiempo de vida útil del sistema de puesta a tierra y finalmente se evita que la resistencia de puesta a tierra aumente con el paso del tiempo.



Imagen 35 y 36. Aplicación de recubrimiento anticorrosivo durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## COLOCACIÓN DE CABLE Y ELECTRODO COPPERWELD.

El electrodo es el elemento del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno. El material de la barra es de acero recubierto de cobre electrolítico de alta pureza. El conductor copperweld se colocó como contraantena horizontal y se conectó a los electrodos verticales.



Imagen 37 y 38. Colocación de cable y electrodos copperweld durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## APLICACIÓN DE INTENSIFICADOR QUÍMICO EN ELECTRODOS VERTICALES.

El agregar intensificador químico en una perforación de sección mayor que el electrodo, tiene el efecto de incrementar el área superficial del electrodo del sistema de puesta a tierra, suponiendo que la resistividad del material agregado es menor que la del terreno circundante, mejorando las propiedades conductivas del terreno y reteniendo la humedad en el pozo por periodos prolongados. De esta manera se garantiza una efectiva reducción de la resistencia de puesta a tierra, asegurando que no se vea afectada por variaciones del clima.



Imagen 39 y 40. Aplicación de Intensificador químico durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## RELLENO Y COMPACTACIÓN.

Se realizó el relleno de las zanjas donde fueron colocadas las contraantenas con tierra orgánica, removiendo las piedras antes de agregar el producto y asegurando una correcta compactación en el terreno.



Imagen 41 y 42. Relleno y compactación de zanjas durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## REPOSICIÓN DE CONCRETO.

Derivado del corte y demolición de concreto, se realizó la reposición del concreto removido, de esta manera se logró el objetivo de ocultar la contraantena en la base de las estructuras, evitando el robo, impidiendo que a consecuencia de estos actos, la LT tenga mayores probabilidades de presentar una falla a causa de una sobretensión, además se garantiza que el sistema de puesta a tierra se encontraran funcionando de manera correcta.



Imágenes 43 - 45. Reposición de concreto demolido durante los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

## MEDICIÓN FINAL.

Esta actividad, permite verificar la capacidad de nuestro sistema de puesta a tierra instalado, ya que se mide el valor de resistencia de puesta a tierra del sistema general (arreglo de contraantenas y electrodos verticales en conjunto), ofreciendo un panorama general del comportamiento y la capacidad de disipación de energía, en caso de presentarse sobretensiones en la LT. La puesta a tierra será más eficiente mientras su medición de resistencia de puesta a tierra arroje valores más bajos.



Imagen 46 y 47. Medición de resistencia final al concluir los trabajos de MSPT en estructuras de la GRTP – 2014.

Todas las actividades que realizamos en campo y mencionadas anteriormente forman parte de las acciones que llevamos a cabo al implementar los sistemas de puesta a tierra para todas y cada una de las estructuras solicitadas por parte de la GRTP en sus diferentes zonas de transmisión, el número de electrodos profundos, las profundidades a las cuales se instalaron, el número de contraantenas, y sus dimensiones dependieron del diseño propuesto en la etapa anterior.

La medición de resistencia final fue la actividad con la que concluimos los trabajos en campo, para poder realizarla, debimos esperar cuando menos tres días para que el intensificador químico agregado en los barrenos verticales fraguará adecuadamente y alcanzará su consistencia óptima, con ello aseguramos que no se presentaron valores erróneos en la medición debido a la humedad presente en los electrodos profundos.

Los materiales utilizados en la implementación de cada uno de los sistemas de puesta a tierra en estructuras pertenecientes a las líneas de transmisión, cumplen con las especificaciones aplicables para la CFE, con los mayores estándares de calidad y confiabilidad, es importante mencionar que toda unión entre cable - estructura y/o cable-cable que se realizó durante la implementación de los diseños fue elaborada mediante conexiones soldables de tipo exotérmico.

#### **6.4. CUARTA ETAPA: ELABORACIÓN DE INFORME FINAL Y CONCLUSIONES.**

Para concluir con el proyecto asignado, realicé un reporte final en el que se incluyó toda la información que se generó a lo largo de las actividades, desde la planeación preliminar del proyecto, hasta su conclusión y se desglosa de la siguiente manera:

- ✓ Levantamiento de datos Técnicos.
- ✓ Georeferencia de cada estructura solicitada.
- ✓ Condensados de resistividades y profundidades por Línea de Transmisión.
- ✓ Secciones Geoeléctricas en la ubicación de cada estructura.
- ✓ Clasificación general de unidades geofísicas.
- ✓ Diseños de sistema de puesta a tierra implementados en cada estructura.
- ✓ Las simulaciones realizadas a cada diseño.
- ✓ Bitácoras de trabajos de campo.
- ✓ Reportes semanales de avances en los trabajos de campo.
- ✓ Formatos de medición de resistencia de puesta a tierra previa y final.
- ✓ Gráficos de resultados, tanto para resistividades, como para resistencias.
- ✓ Resultados y conclusiones generales.

## 7. PARTICIPACIÓN PROFESIONAL.

Derivado del proyecto encomendado por la GRTP denominado **“Mejoramiento de sistemas de puesta a tierra con contra-antenas y electrodos verticales a 540 estructuras y estudio geofísico de resistividad en LT’s de la GRTP – 2014”**, la GEIC, me designó como jefe de proyecto en el período del 26 de febrero de 2014 al 28 de diciembre del mismo año, dependiendo funcionalmente de la Superintendencia de Estudios Zona Golfo en la Residencia de Estudios Peninsular, ubicada en Mérida, Yucatán y técnicamente del departamento de Geoelectrónica.

La magnitud del proyecto encomendado representó un gran reto profesional, poniendo a prueba cualidades y debilidades personales, habilidades para liderar personal y equipos de trabajo, programación y logística, aplicación de conocimientos técnicos y administrativos, solución de problemas técnicos y sociales, conflictos laborales, entre muchos otros aspectos importantes, de igual manera me ayudó a reconocer las áreas de oportunidad en el aspecto personal y fue una experiencia que representó un crecimiento profesional y personal sumamente importante.

Una vez que se dio inicio formalmente al proyecto, comencé las actividades en varias etapas, mismas que a continuación detallo:

### 7.1. PLANEACIÓN Y LOGÍSTICA.

Por cuestiones administrativas y prioritarias de la GRTP, el proyecto se sub-dividió en tres etapas: La primera de ellas, abarcó 380 estructuras de las 540 solicitadas, esta etapa se denominó **“MSPT A 380 ESTRUCTURAS de LT’s de la GRTP”**, la segunda abarcó 85 estructuras denominada **“CONVERSIÓN DE 230 -400 kV, RIVIERA MAYA”**, finalmente la tercera etapa abarcó 75 estructuras, y se denominó como **“ENLACES CRÍTICOS”**.

De acuerdo a las prioridades indicadas por la Gerencia de Transmisión realicé la planeación y programación de las actividades en cada una de las etapas, en primer lugar solicité información sobre las Líneas de Transmisión, las estructuras asignadas para cada línea, así como su ubicación por medio de coordenadas geográficas.

Finalmente los trabajos asignados para el año 2014, correspondientes a los trabajos de Mejoramiento en los Sistemas de Puesta a Tierra de estructuras en LT’s por parte de la GRTP, comprendió 5 Zonas de Transmisión, CANCÚN, CAMPECHE, ESCÁRCEGA, VALLADOLID Y YUCATÁN, tal y como se observa en la siguiente imagen:

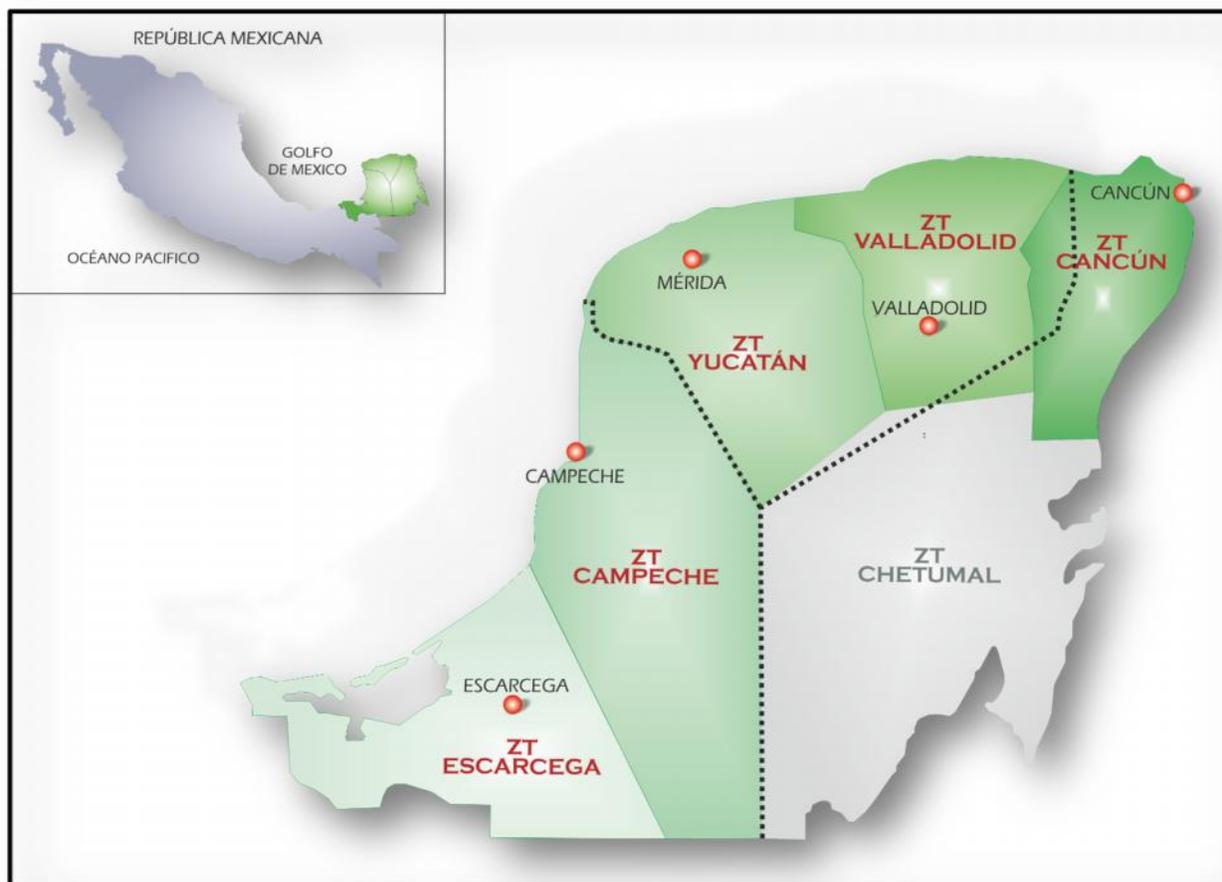


Imagen 48. Localización de los trabajos en Zonas de Transmisión de la GRTP – 2014.

La asignación de las Etapas se realizó en base a las prioridades indicadas por la GRTP, en primera instancia solicitaron aquellas líneas de transmisión, donde de acuerdo a sus datos estadísticos, han presentado mayor número de salidas de operación a causa de descargas atmosféricas que caen sobre o en las cercanías de la estructuras, y con la finalidad de disminuir los índices de salida desde este año 2014, asignaron 380 estructuras, las siguientes etapas asignadas se basaron en la conversión en los niveles de voltaje que realizarían en el año 2015, pasando algunas líneas de transmisión de un voltaje de operación de 230 kV a 400 kV, que rematarían en dos subestaciones de reciente creación en la zonas de Dzitnup, Yucatán y en Playa del Carmen, en el estado de Quintana Roo, para la creación del anillo de 400 kV en la Península de Yucatán.

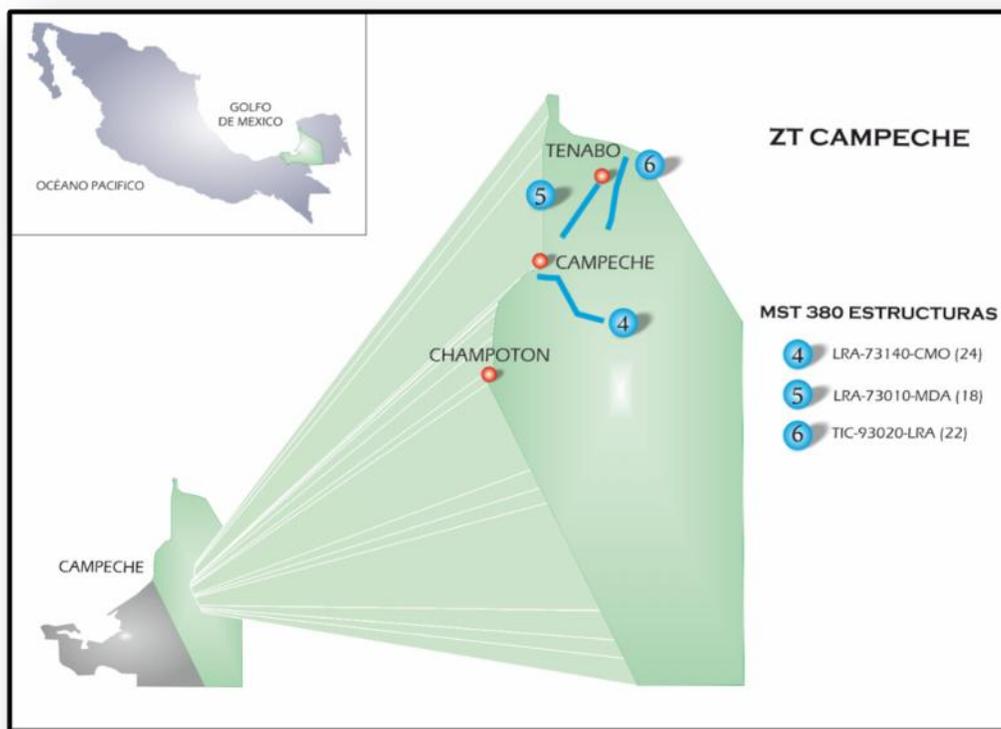
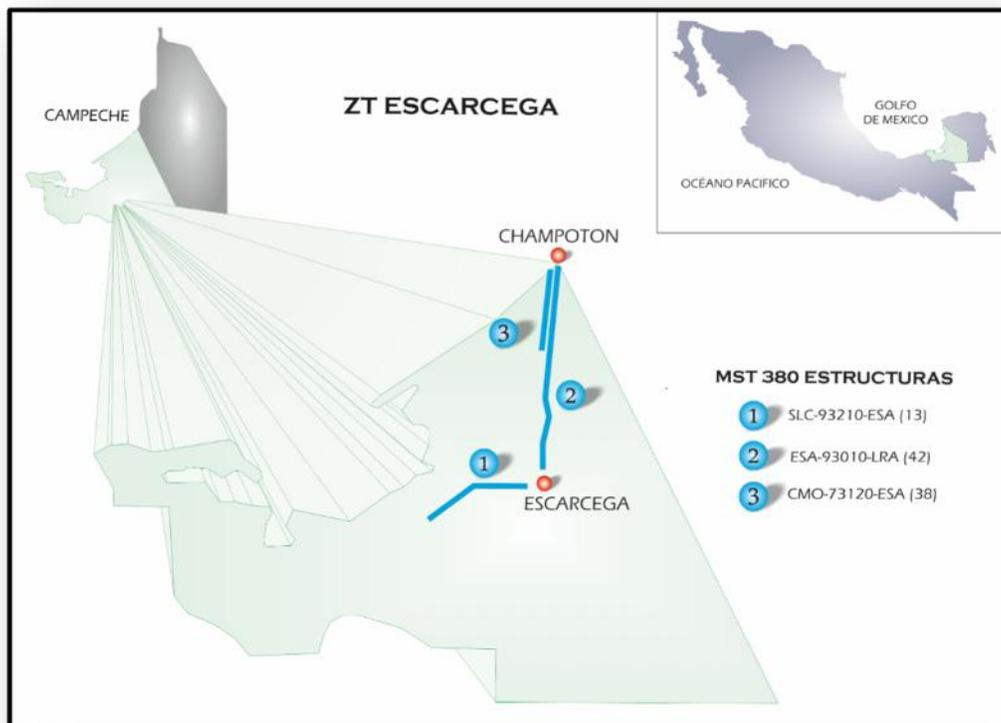
Derivado de lo anterior, las 540 estructuras se dividieron en 12 LT's que recorren las 5 Zonas de Transmisión donde se realizaron los trabajos de Estudios Geofísicos de resistividad y Mejoramiento de Sistemas de Puesta a Tierra en el año 2014, para tener un visión más amplia de la magnitud y volumen de trabajo asignado se presenta la siguiente tabla.

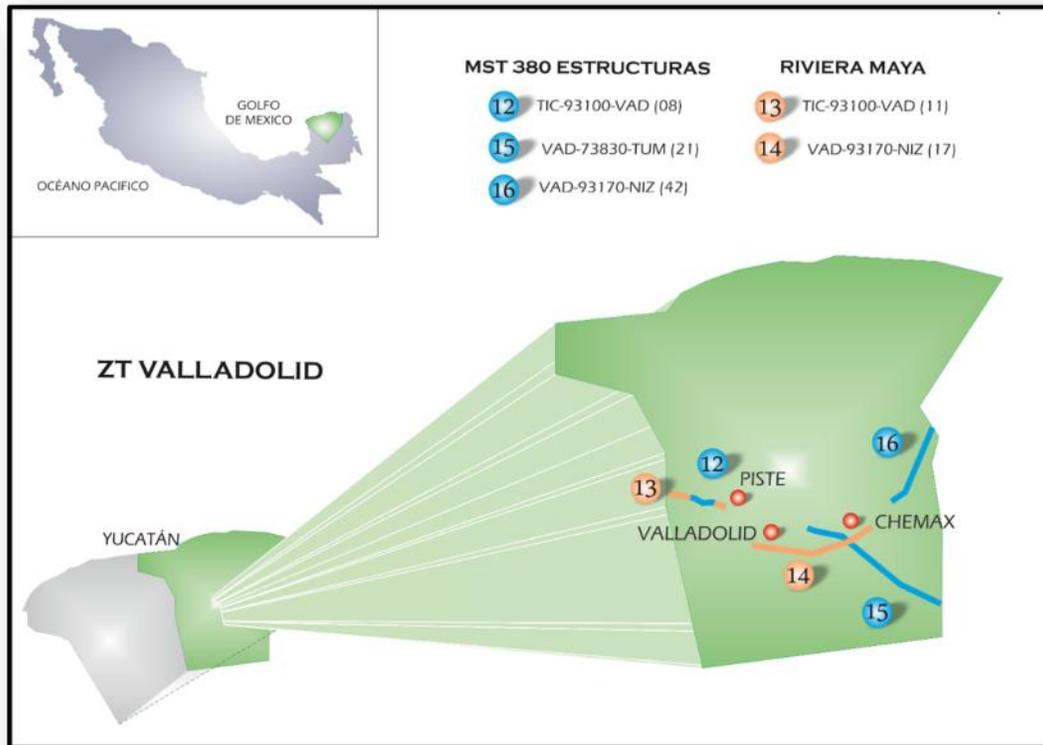
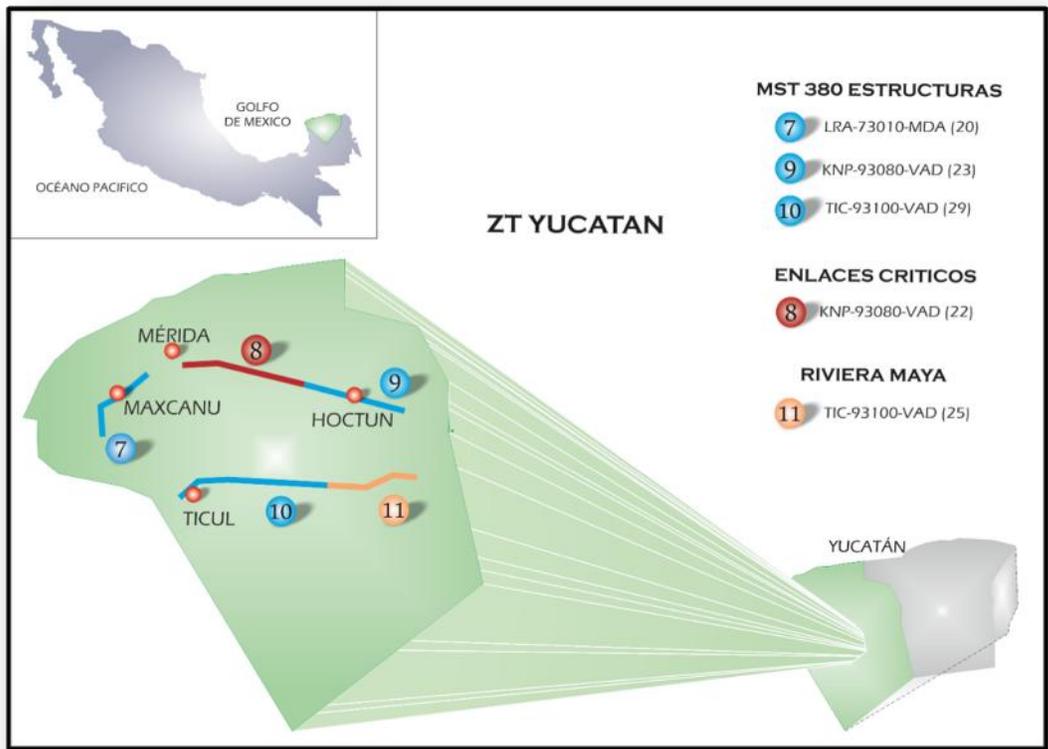
Tabla No. 3. Volumen general de obra del proyecto de Mejoramiento de SPAT y estudios geofísicos GRTP-2014.

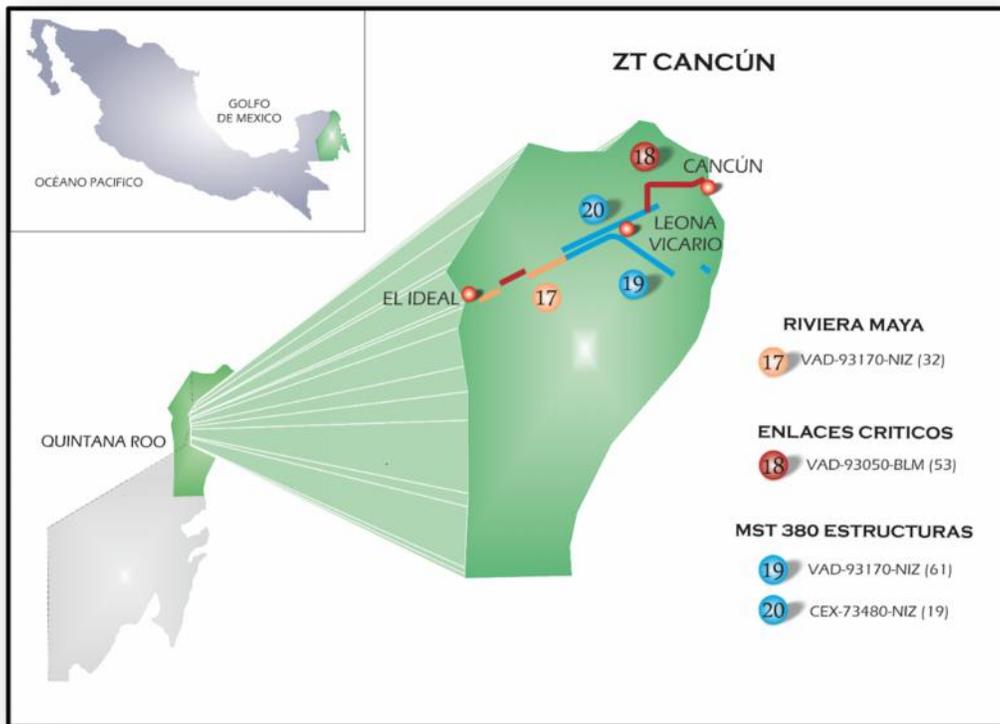
<b>VOLUMEN DE OBRA POR ETAPA</b>					
<b>ETAPA</b>	<b>ZONA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>ESTRUCTURAS SOLICITADAS POR LT</b>	<b>ESTRUCTURAS SOLICITADAS POR ZONA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>PORCENTAJE GENERAL</b>
<b>MSPT A 380 ESTRUCTURAS DE LT's DE LA GRTP.</b>	ESCÁRCEGA	SLC-93210-ESA	13	93	17.2%
		ESA-93010-LRA	42		
		CMO-73120-ESA	38		
	CAMPECHE	LRA-73140-CMO	24	64	11.9%
		LRA-73010-MDA	18		
		TIC-93020-LRA	22		
	YUCATÁN	LRA-73010-MDA	20	72	13.3%
		KNP-93080-VAD	23		
		TIC-93100-VAD	29		
	VALLADOLID	TIC-93100-VAD	8	71	13.1%
VAD-73830-TUM		21			
VAD-93170-NIZ		42			
CANCÚN	VAD-93170-NIZ	61	80	14.8%	
	CEX-73480-NIZ	19			
<b>TOTAL</b>			<b>380</b>	<b>380</b>	<b>70.4%</b>
<b>CONVERSIÓN 230 - 400 kV RIVIERA MAYA.</b>	YUCATÁN	TIC-93100-VAD	25	25	4.6%
	VALLADOLID	TIC-93100-VAD	11	28	5.1%
		VAD-93170-NIZ	17		
CANCÚN	VAD-93170-NIZ	32	32	5.9%	
<b>TOTAL</b>			<b>85</b>	<b>85</b>	<b>15.7%</b>
<b>ENLACES CRÍTICOS</b>	YUCATÁN	KNP-93080-VAD	22	22	4.1%
	CANCÚN	VAD-93050-BLM	53	53	9.8%
<b>TOTAL</b>			<b>75</b>	<b>75</b>	<b>13.9%</b>

Una vez concluida la asignación de estructuras y líneas de Transmisión, realicé los programas de trabajo correspondientes para cada zona de Transmisión, y asigne 3 frentes de

trabajo, para la realización de mediciones en campo, tanto para SEV's, como para la medición de resistencia de puesta a tierra previa de cada una de las 540 estructuras.







Imágenes 49 - 53. Líneas de transmisión asignadas por cada zona de transmisión y número de estructuras para cada etapa del proyecto.

En las imágenes anteriores se observa la ubicación de las líneas de transmisión y el número de estructuras que se asignó a cada una de ellas, para cada zona de transmisión donde se solicitó el estudio Geofísico de Resistividad y su correspondiente mejoramiento al sistema de puesta a tierra.

Teniendo plasmada toda la información anterior y debidamente analizada, de forma paralela a las mediciones en campo que ya habían iniciado, continúe con la logística del proyecto, determinando parámetros como son los tiempos estipulados para concluir los trabajos encomendados en las 540 estructuras, el número de brigadas de trabajo y de integrantes necesarios en cada una de ellas para la realización de los mejoramientos a los sistemas de puesta a tierra en cada estructura, los correspondientes programas de trabajo, la volumetría de materiales, herramientas, maquinaria y equipos requeridos por cada brigada, determiné el número de estructuras, ubicación estratégica y movilidad para cada equipo, así como lugares de entrega y recepción de materiales y maquinaria, entre otros.

La etapa de planeación y logística continuó a lo largo del proyecto, viéndome ocasionalmente en la necesidad de realizar cambios de planes debido a problemáticas que se me presentaron con las brigadas de trabajo, por ejemplo las condiciones climatológicas adversas que en ocasiones se presentaron, fallas en maquinaria, equipos y en vehículos, problemas sociales, no se tenía acceso a las estructuras, por mencionar algunos.

## 7.2. PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS.

Gran parte de la responsabilidad adquirida al ser asignado como jefe de proyecto recayó en la parte administrativa, ya que debí ser sumamente cuidadoso al erogar los recursos económicos asignados, y apegarme al cumplimiento cabal y en todo momento de la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, de los estatutos, leyes, normatividad vigente aplicable y procedimientos establecidos, para evitar en lo futuro problemas originados por el incumplimiento de alguna de la mencionadas.

De forma paralela a las actividades de planeación y logística inicial, comencé con los procesos de adquisición de bienes y servicios, para ello, debí apegarme a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP), donde se establecen los lineamientos para conseguir los insumos necesarios, la maquinaria, equipos y la mano de obra para realizar los trabajos en campo. Esta parte del proceso es crucial en el cumplimiento de los tiempos estipulados previamente en la planeación y logística, ya que el adquirir bienes y servicios, suele ser foco rojo en el desarrollo del proyecto, debido a los procedimientos que en ocasiones provocan retrasos en el inicio de los trabajos en campo por diversos motivos, para nuestro caso, se presentó un retraso en el proceso de obra pública de dos semanas, ya contaba con los materiales, herramientas y maquinaria en tiempo, sin embargo no contaba con el personal que llevaría a cabo los trabajos en campo, este retraso finalmente no representó problemas al proyecto.

Para la adquisición de bienes y servicios realicé las siguientes actividades:

- ✓ Elaboración de términos de Referencia, para servicios y obra pública.
- ✓ Elaboración de Estudios de Mercado.
- ✓ Acudir a eventos realizados para las adquisiciones.
- ✓ Acudir a las juntas de aclaraciones.
- ✓ Visitas técnicas de campo con proveedores.
- ✓ Acudir a juntas de apertura de propuestas.
- ✓ Evaluaciones cuantitativas de propuestas de proveedores.
- ✓ Elaboración de evaluaciones técnico – económicas de las propuestas.
- ✓ Elaboración de Fallos.
- ✓ Elaboración y Administración de contratos.

Mientras se realizaban los procesos de adquisición de bienes y servicios necesarios, para la realización del proyecto, los equipos de trabajo conformados para las campañas de mediciones, tanto de los SEV's como los de medición de resistencia de puesta a tierra inicial de cada estructura, iban proporcionando información técnica de campo, con la cual, el personal que asigné para la recopilación de información, iniciaba con el análisis técnico, para la obtención de las resistividades reales, de diseño y superficiales de cada estructura, que posteriormente utilizamos para la elaboración de los diseños correspondientes.

Otro aspecto importante en la parte administrativa del proyecto, fue la administración de los contratos generados a lo largo del proyecto, ya que derivado del nombramiento de jefe de proyecto, se me encomendó vigilar el cumplimiento de estos, tanto en tiempos y lugares de entrega, conformidad técnica y cuantitativa de los materiales y servicios contratados, cumplimiento de las especificaciones técnicas solicitadas en los materiales, por ejemplo que contaran con acreditación por parte de LAPEM los materiales así solicitados, además de corroborar que los diversos contratos hayan sido liquidados a los proveedores, donde, para el caso de los servicios, era necesario que el proveedor realizará las estimaciones correspondientes, las cuales yo revisé y autoricé para proceder a la facturación correspondiente y su posterior pago.

En el contrato del servicio de obra pública, fungí únicamente como supervisor del servicio, mi labor fue revisar el cumplimiento del contrato celebrado entre el proveedor y la CFE, verificar que el número de horas hombre contratadas se cumplieran en su totalidad, altas en el seguro social, asignación de los uniformes y equipo de seguridad a cada persona contratada, para posteriormente dar visto bueno de la estimación correspondiente del proveedor para su posterior pago.

Referente al presupuesto asignado al proyecto, realicé informes mensuales, que entregaba a mis superiores, donde desglosaba el estatus que guardaba el presupuesto a la fecha en que lo realizaba, en él hacía mención del presupuesto ejercido, los documentos en proceso de pago (facturas, viáticos, horas extra, entre otros), el presupuesto comprometido a la fecha y el presupuesto por ejercer, mediante este reporte verificaban que el proyecto mantuviera una dirección correcta y que los egresos se presentaran como estaban planeados de origen, además de verificar que no existieran anomalías con los gastos erogados.

El rubro administrativo fue un tema que atendí a lo largo de todo el proyecto de manera muy puntual y demasiado cuidado, debido a la importancia que juega mantener las finanzas sanas en cualquier proyecto, y pensando en las consecuencias que se podrían derivar de presentarse alguna falla, omisión o desatención en algún proceso administrativo, o con algún contrato de los celebrados durante la ejecución, suelen presentarse castigos severos por estas razones, incluso destitución del cargo.

La parte administrativa del proyecto fue parte fundamental de las actividades que realicé a lo largo del mismo, mismas que representaron un gran reto y una gran responsabilidad en la parte personal y profesional, afortunadamente no fue la única función que desempeñe, aunque en realidad absorbió bastante tiempo del que disponía día a día, también tuve oportunidad de realizar más funciones mayormente ligadas a la parte técnica y a la parte de la supervisión de los trabajos que se realizaban en campo, lo cual representó un proyecto multitareas, enriqueciendo mayormente la experiencia profesional y personal.

### 7.3. ACTIVIDADES TÉCNICAS.

De manera paralela a los puntos anteriores (puntos 7.1 y 7.2), atendí también los aspectos técnicos del proyecto, para atender estas actividades me apoye de dos Ingenieros, uno que representaba al departamento de Sismotectónica y Exploración Geofísica, y otro al departamento de Geoelectrica, ambos cumplían con las características técnicas y de personalidad requeridas para manejo de personal en campo, uno en la parte de los Estudios Geofísicos de Resistividad y el otro en la parte de la ejecución de los trabajos en campo, a quienes encomendé tareas específicas, les fije objetivos concisos y estipule los tiempos de ejecución para cada actividad, esta decisión la tome en base a la importancia que se le debe dar a la parte técnica del proyecto, es decir, para poder tener los resultados esperados en la parte técnica, los responsables se enfocaron en cumplir los objetivos trazados y obtener datos confiables en las mediciones, ya que la elaboración de los diseños de los sistemas de puesta a tierra, dependían de estos valores obtenidos en campo y cualquier falla en esta actividad pudiera resultar contraproducente y no obtener los resultados finales esperados, yo en lo personal debía atender varios aspectos del proyecto, que no permitirían que realizará una supervisión adecuada, sobre todo en las campañas de mediciones para la obtención de Estudios Geofísicos.

Lo anterior no implica que haya dejado a un lado esta parte del proyecto, más bien mi labor se enfocó en la revisión y supervisión de los trabajos realizados por los ingenieros asignados, quienes me proporcionaron resultados que debía analizar, revisar y finalmente autorizar, sobre todo para la elaboración de los diseños de los sistemas de puesta a tierra de las 540 estructuras asignadas.

La parte técnica del proyecto se desarrolló sistemáticamente y en paralelo con las otras actividades mencionadas previamente en los numerales 7.1 y 7.2, de inicio determine que tres brigadas comenzaran las campañas de mediciones en campo para la obtención de los estudios geoelectricos, y conforme tuvieran avances en esta actividad, solicité al ingeniero encargado de esta labor, fuera realizando los análisis correspondientes de los datos de campo con la finalidad de obtener los estudios geofísicos y los parámetros que utilizaríamos posteriormente.

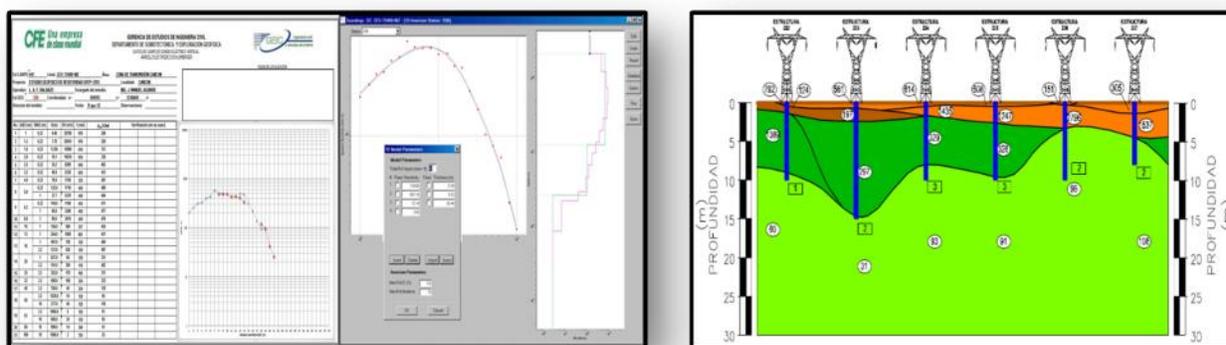


Imagen 54. Procesamiento de datos técnicos y obtención de secciones geoelectricas por LT y estructura solicitada.

Una vez obtenidos los resultados de los estudios Geofísicos de Resistividad, participé activamente, en conjunto con los ingenieros previamente asignados, en la elaboración de los diseños de los sistemas de puesta a tierra que se implementaron posteriormente a cada estructura, obtuvimos 540 diseños con su correspondiente simulación.

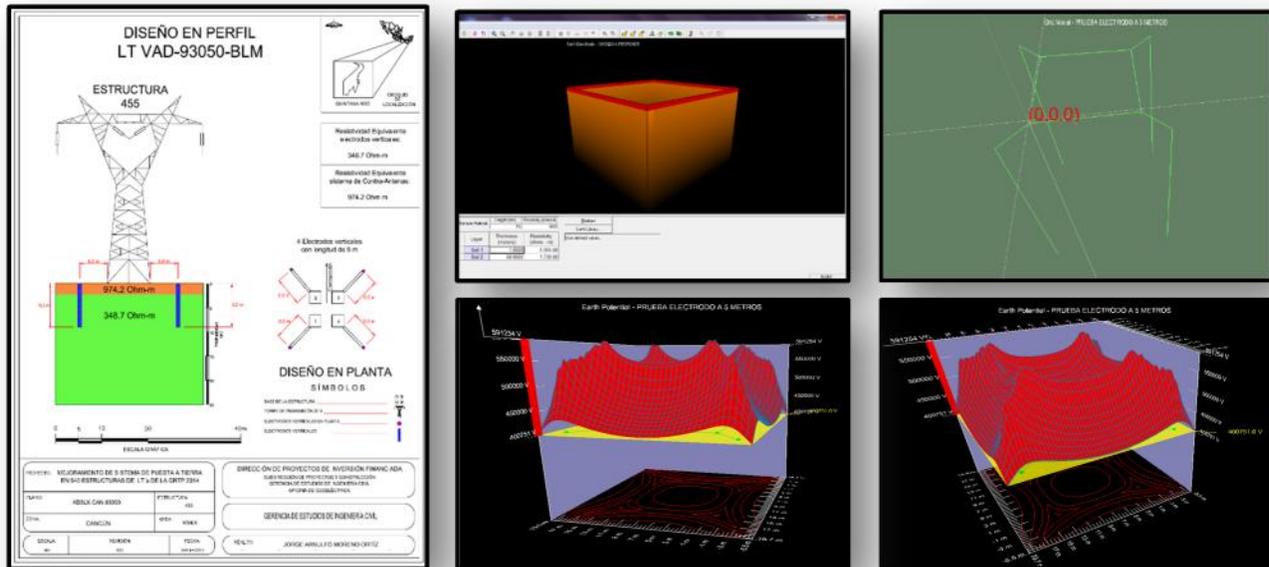


Imagen 55. Elaboración de 540 diseños para mejoramiento del sistema de puesta a tierra.

Finalmente, conformé 5 brigadas de trabajo para la implementación en campo de los diseños obtenidos, cada una de ellas contaba con 8 integrantes, 1 jefe de frente, 2 apoyos técnicos, 1 perforista y 4 ayudantes generales, además a cada brigada le asigne un vehículo pick up con transmisión automática y tracción 4x4, un camión de 3.5 Ton, donde transportaban un compresor de aire de 375 PCM y una perforadora modelo AIRMOBIL 432 con accesorios, para la elaboración de barrenos de 2.5", una retroexcavadora con martillo para elaboración de zanjas, un generador eléctrico de 6.5 kW para usos generales, un equipo de cómputo para análisis de información, elaboración de bitácoras y reportes semanales, una banda ancha móvil para envío de información, impresora, cámara fotográfica, equipo de radiocomunicación, un equipo GPS para confirmar la ubicación de cada estructura de acuerdo a lo solicitado, así mismo, a cada brigada le asigné un lote de herramientas y materiales consumibles para la elaboración de soldaduras exotérmicas y demolición de concreto para ocultar la conexión de puesta a tierra con el stub.

Habiendo conformado las brigadas correspondientes, asigné a cada jefe de frente las Líneas de Transmisión, las estructuras y su posición geográfica de cada torre de transmisión donde realizarían la implementación de los diseños, delegué a cada jefe de frente la responsabilidad en la realización de los trabajos de campo, cumpliendo con los tiempos programados y los resultados esperados en cada estructura.



Imagen 56. Conformación de brigadas de trabajo en campo y asignación de parque vehicular por brigada.



Imagen 57. Asignación de Maquinaria y equipo informático por brigada de trabajo.



Imagen 58. Herramienta menor y consumibles asignados por brigada de trabajo.

Para tener control sobre los avances de cada brigada de trabajo, solicité a cada jefe de frente reportes semanales, donde se incluyó todo lo referente a los trabajos realizados a lo largo de la semana, volumetría en formatos predefinidos de excel, el diseño final implementado con su correspondiente archivo en autocad y pdf, un reporte en formato de Word incluyendo fotografías representativas de cada actividad realizada, incluyendo contratiempos que se presentaron durante el período solicitado, bitácoras diarias de operación de maquinaria y avances en programa de trabajo, entre otros, con esta información yo elaboré a su vez reportes de manera semanal, los cuales enviaba a personal de la Gerencia de Transmisión y a mis superiores de la GEIC, para informarles de los avances que se tenían semana a semana y compararlos con los avances programados.



COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SECRETARÍA DE ENERGÍA



REPORTE DE AVANCE SEMANAL DE LAS ETAPAS DE MEJORAMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS DE LT'S PERTENECIENTES A LA GRTP - 2014  
MEJORAMIENTO DE SPAT 380 ESTRUCTURAS

*Dirección de Proyectos de Inversión Financiada  
Subdirección de Proyectos y Construcción  
Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil  
Oficina de Geoelectrónica*

ELIGE ETAPA		ID	LINEA DE TRANSMISION	No. ESTRUCTURA	FECHA PROGRAMADA	RANURADO DE STUB Y SOLDADURA	EXCAVACION DE ZANIAS	TENDIDO DE CABLE EN ZANIAS	RELLENO DE ZANIA	PERFORACION Y RELLENO DE BARRENOS	COLOCACION DE ELECTRODO VERTICAL	MEDICION DE RESISTENCIA	% AVANCE TOTAL POR ESTRUCTURA
<input checked="" type="radio"/> MEJORAMIENTO DE SPAT 380 ESTRUCTURAS <input type="radio"/> CONVERSION 230 - 400 KV RIVIERA MAYA <input type="radio"/> ENLACES CRITICOS <input type="radio"/> SONDEOS ELECTRICOS VERTICALES						12	30	5	7	35	6	5	100
ELIGE ZONA DE TRANSMISION		1	TIC-93100-VAD	244	11-sep	04-sep	04-sep	04-sep	04-sep	08-sep	08-sep	18-sep	100
EN RESUMEN		2	TIC-93100-VAD	245	10-sep	04-sep	04-sep	04-sep	04-sep	08-sep	08-sep	18-sep	100
ESTRUCTURAS TOTALES		3	TIC-93100-VAD	246	09-sep	03-sep	03-sep	03-sep	03-sep	03-sep	03-sep	18-sep	100
ESTRUCTURAS TRABAJADAS		4	TIC-93100-VAD	247	08-sep	02-sep	02-sep	02-sep	02-sep	02-sep	02-sep	18-sep	100
AVANCE ACUMULADO LT		5	TIC-93100-VAD	248	05-sep	29-ago	02-sep	02-sep	02-sep	29-ago	29-ago	18-sep	100
AVANCE ACUMULADO POR ETAPA		6	TIC-93100-VAD	249	04-sep	29-ago	29-ago	29-ago	29-ago	29-ago	29-ago	18-sep	100
AVANCE ACUMULADO GENERAL		7	TIC-93100-VAD	250	03-sep	28-ago	28-ago	28-ago	28-ago	28-ago	28-ago	18-sep	100
ESTRUCTURAS TOTALES		8	TIC-93100-VAD	251	02-sep	28-ago	28-ago	28-ago	28-ago	28-ago	28-ago	18-sep	100
ESTRUCTURAS TRABAJADAS		9	TIC-93100-VAD	252	01-sep	27-ago	27-ago	27-ago	27-ago	27-ago	27-ago	18-sep	100
AVANCE ACUMULADO LT		10	TIC-93100-VAD	253	29-ago	27-ago	27-ago	27-ago	27-ago	27-ago	27-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO POR ETAPA		11	TIC-93100-VAD	254	28-ago	22-ago	26-ago	26-ago	26-ago	22-ago	22-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO GENERAL		12	TIC-93100-VAD	255	27-ago	21-ago	26-ago	26-ago	26-ago	21-ago	21-ago	17-sep	100
ESTRUCTURAS TOTALES		13	TIC-93100-VAD	256	26-ago	20-ago	25-ago	25-ago	25-ago	20-ago	20-ago	17-sep	100
ESTRUCTURAS TRABAJADAS		14	TIC-93100-VAD	257	25-ago	19-ago	25-ago	25-ago	25-ago	19-ago	19-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO LT		15	TIC-93100-VAD	258	22-ago	22-ago	22-ago	22-ago	22-ago	22-ago	22-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO POR ETAPA		16	TIC-93100-VAD	259	21-ago	05-sep	05-sep	05-sep	05-sep	12-sep	12-sep	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO GENERAL		17	TIC-93100-VAD	331	20-ago	13-ago	20-ago	20-ago	20-ago	13-ago	13-ago	17-sep	100
ESTRUCTURAS TOTALES		18	TIC-93100-VAD	332	19-ago	13-ago	20-ago	20-ago	20-ago	13-ago	13-ago	17-sep	100
ESTRUCTURAS TRABAJADAS		19	TIC-93100-VAD	333	18-ago	13-ago	19-ago	19-ago	19-ago	13-ago	13-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO LT		20	TIC-93100-VAD	334	15-ago	14-ago	19-ago	19-ago	19-ago	14-ago	14-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO POR ETAPA		21	TIC-93100-VAD	335	14-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	17-sep	100
AVANCE ACUMULADO GENERAL		22	TIC-93100-VAD	336	13-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	10-sep	100
ESTRUCTURAS TOTALES		23	TIC-93100-VAD	337	12-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	15-ago	10-sep	100
ESTRUCTURAS TRABAJADAS		24	TIC-93100-VAD	342	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	10-sep	100
AVANCE ACUMULADO LT		25	TIC-93100-VAD	343	08-ago	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	11-ago	10-sep	100
AVANCE ACUMULADO POR ETAPA		26	TIC-93100-VAD	344	07-ago	08-ago	08-ago	08-ago	08-ago	08-ago	08-ago	10-sep	100
AVANCE ACUMULADO GENERAL		27	TIC-93100-VAD	345	06-ago	08-ago	08-ago	08-ago	08-ago	08-ago	08-ago	10-sep	100
ESTRUCTURAS TOTALES		28	TIC-93100-VAD	346	05-ago	07-ago	07-ago	07-ago	07-ago	07-ago	07-ago	10-sep	100
ESTRUCTURAS TRABAJADAS		29	TIC-93100-VAD	347	04-ago	06-ago	06-ago	06-ago	06-ago	06-ago	06-ago	10-sep	100

Imagen 59. Reporte de avance semanal en las diferentes etapas de mejoramiento de SPT en estructuras de LT's de la GRTP -2014.

En la imagen anterior se muestra parte de un reporte de avance semanal, en el cual se aprecia la actividad realizada y que día fue llevada a cabo cada actividad, en la imagen se representan un total de 29 estructuras realizadas al 100% de avance, lo que representó un avance acumulado general del 5.37% de las 540 estructuras programadas, como ejemplo.

Finalmente para concluir el proyecto, elaboré un reporte final que fue entregado a la GRTP, en el cual se incluyó un informe ejecutivo en formato de Word, en el cual plasmé información técnica referente a los Sondeos Eléctricos Verticales, a los Estudios Geofísicos de Resistividad, y a los trabajos de Mejoramiento de los Sistemas de Puesta a Tierra, se anexaron las gráficas de los resultados de resistencia de puesta a tierra previa, en comparación con la obtenida posterior a la implementación de los diseños, se anexaron la totalidad de secciones geoelectricas que se obtuvieron para cada línea de Transmisión y los condensados en formato de Excel de resistividades obtenidas, tanto de diseño, como las superficiales en cada una de las estructuras solicitadas, finalmente se adjuntaron los 540 diseños implementados en campo y un archivo fotográfico donde se evidencian los trabajos realizados en campo por cada brigada de trabajo.

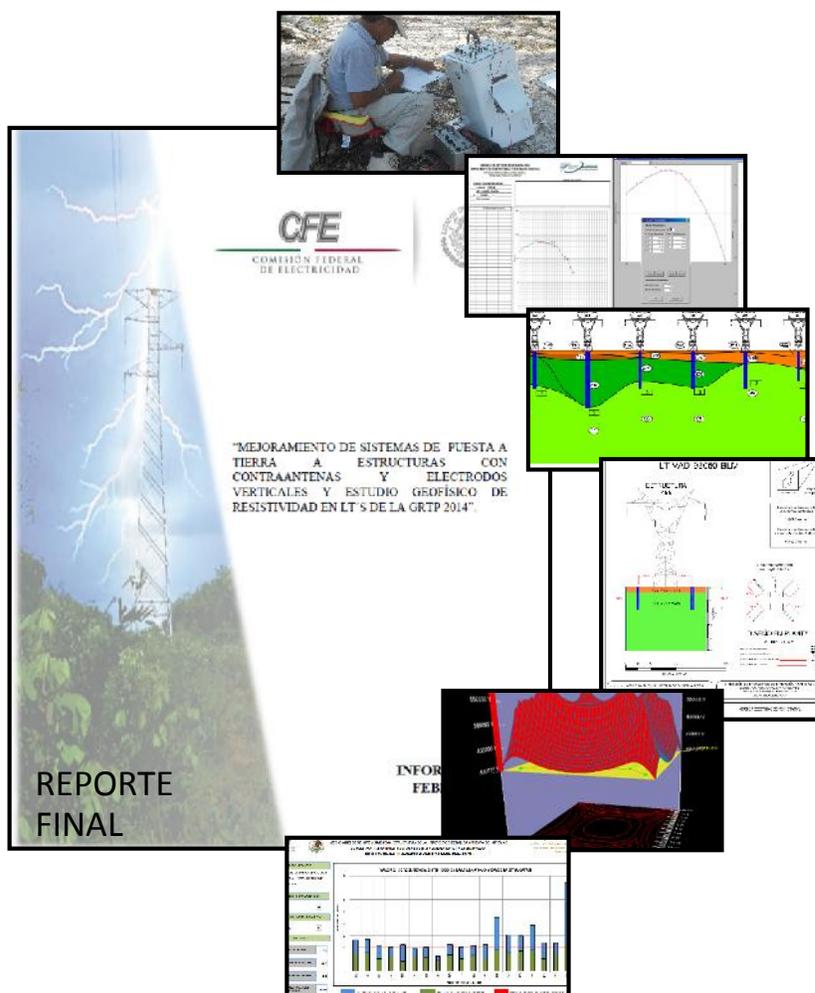


Imagen 60. Reporte Final de los trabajos de mejoramiento de SPT en estructuras de LT's de la GRTP -2014.

#### 7.4. ACTIVIDADES DE SUPERVISIÓN DE OBRA.

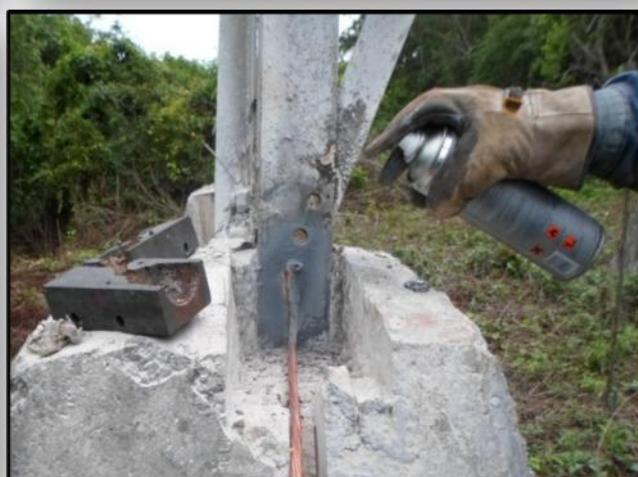
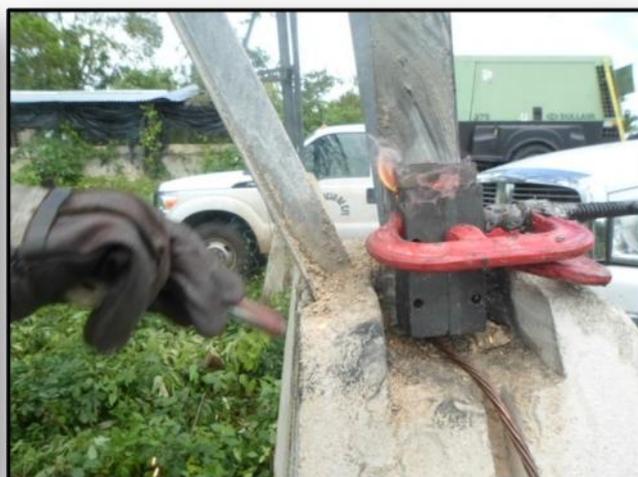
Otra actividad importante que desempeñe a lo largo de la ejecución del proyecto fue la supervisión de los trabajos en campo, la cual tenía como finalidad revisar el cumplimiento en varios aspectos relevantes en materia de seguridad, avances de obra y ejecución de los trabajos en campo. La dificultad que se presentó en esta actividad fueron las distancias a las que se encontraban las brigadas de trabajo, lo que dificultaba las supervisiones a todas las brigadas en intervalos de tiempo cortos, para lo que también se dedicó tiempo en la planeación y logística para visitas de supervisión.

En el aspecto de seguridad, la supervisión tenía la finalidad de verificar las condiciones en que se desarrollaban las actividades en campo, y que cada integrante de la brigada, incluido el jefe de frente, portaran en todo momento y adecuadamente tanto los uniformes, como el equipo de seguridad completo, desde el casco, hasta el calzado adecuado, así como la protección indispensable contra la mordedura de serpiente, ya que en los sitios donde se realizaban los trabajos existía una gran variedad de serpientes, lo cual representó peligro considerable y constante para los integrantes de las brigadas.



Imagen 61 y 62. Cumplimiento de uso de equipo de seguridad durante los trabajos de campo.

En los aspectos técnicos, las supervisiones que realicé, tenían por finalidad verificar los procedimientos utilizados para la implementación en campo de los diseños de los sistemas de puesta a tierra propuestos, sobre todo en el cumplimiento de las profundidades de los barrenos para la instalación de los electrodos profundos y la adecuada aplicación del intensificador químico en cada electrodo vertical, que las dimensiones de las zanjas para las contraantenas fueran las adecuadas y se realizara el relleno de la zanja con tierra orgánica libre de rocas, además de su correspondiente compactación, que la aplicación de las soldaduras exotérmicas se realizará de acuerdo a los procedimientos estipulados y que el material retirado del stub fuera protegido con la aplicación de galvanizado en frío rico en zinc, para evitar futuros problemas de corrosión, al igual que en las soldaduras aplicadas.



Imágenes 63 - 68. Supervisión de trabajos de mejoramiento de sistemas de puesta a tierra en estructuras de LT's.

## 8. RESULTADOS Y APORTACIONES.

Los resultados a continuación detallados, son producto de un análisis particular para cada una de las 540 estructuras programadas, desde las mediciones de los SEV's, la obtención de secciones geoeléctricas, los condensados de resistividades, los diseños de los sistemas de puesta a tierra y su implementación en campo, todo ello representó una gran reto para los equipos de trabajo conformados, no solamente por la cantidad de estructuras solicitadas, sino también por lo que implica para la GRTP, la GEIC y en general para la CFE, obtener resultados óptimos en la realización de estos trabajos, disminuir la probabilidad de salidas de operación de las LT's, a causa de sobretensiones, generadas mayormente por descargas atmosféricas.

Contemplando las 540 mediciones realizadas para los SEV's, obtuvimos los primeros resultados, lo que nos proporcionó un panorama general de las unidades geofísicas y geológicas presentes en los terrenos donde se solicitaron los trabajos por parte de la GRTP, teniendo las siguientes características:

- La zona bajo estudio presenta una geología principalmente de materiales calcáreos marinos, predominantemente de edad terciaria y en menor medida cuaternaria. Las formaciones calcáreas típicas están representadas por las formaciones del Paleoceno-Eoceno, formación Chichen Itza, formación Carrillo Puerto y formaciones del Cuaternario.
- Roca superficial. Constituida por roca caliza, extremadamente dura, que localmente se le conoce con el nombre de "Laja". Aflora en casi toda la zona de estudio, pero principalmente en las zonas de Valladolid y Cancún. Los rasgos morfológicos son las de presentar colores claros, con tonalidades que van del blanco grisáceo al gris claro, un alto grado de rugosidad (protuberancias) y dureza (compactidad). En ocasiones se encuentra completamente sana y/o altamente fracturada. Otra característica de esta roca caliza superficial es la de presentar oquedades (carsticidad) de diferente tamaño cuyos diámetros varían desde 0,5 a 1,5 m., formando galerías o conductos tubulares que se intercomunican entre sí. Este fenómeno se debe a la disolución del carbonato de calcio presente en la roca caliza.
- Roca caliza blanda superficial, comúnmente denominada "Sahcab" o lodo calcáreo, que en la mayoría de la zona de estudio, generalmente subyace a la capa superficial extremadamente dura (Laja). Es de color blanco claro y/o amarillento, muy poco o nada consolidado, constituido por restos fósiles de conchas de moluscos bien conservados y cementado con carbonato de calcio. Se presenta en estratos horizontales, paralelos a la superficie, son relativamente permeables y poseen alto grado de humedad.
- La Roca caliza consolidada, constituye el tercer tipo de roca caliza sub-superficial localiza dentro de la zona de estudio. Este caliza, presenta mayor dureza y compactación, menor

porosidad y por lo tanto menor es su capacidad para retener humedad. Se distingue por tener una coloración blanco-amarillento o crema.

Finalmente, en base a la geología representativa de la zona bajo estudio, que consiste principalmente en calizas y conforme a los estudios de resistividad, se identificaron 4 unidades geofísicas predominantes en la zona, las cuales se muestran a continuación:

Tabla No. 4. Clasificación de unidades geofísicas en función de su resistividad.

UNIDADES GEOFÍSICAS Y SU PROBABLE CORRELACIÓN GEOLÓGICA			
UNIDAD GEOFÍSICA	RESISTIVIDAD (ohm-m)	ESPESOR (m)	PROBABLE CORRELACIÓN LITOLÓGICA
U1	<269	0 - 1.0	Cobertura de arcillosas lateríticas (cancab) producto de la alteración de la roca caliza.
U2	279 - 5000	2.0 - 10.0	Caliza subsuperficial, de gran dureza y no porosa conocida como laja.
U3	105 - 3827	5.0 - 20.0	Valores bajos de resistividad cercanos a la superficie, se asocian a materiales blandos de roca caliza (sascab) mientras que a mayor profundidades a estructuras con alto contenido arcilloso. Los valores altos pertenecen a roca caliza fosilífera de dureza y porosidad variable.
U4	1 - 199	10.0 - 20.0	Roca caliza que se encuentra regularmente subyaciendo o en contacto lateral con la U3. Presenta poca consolidación y mayor grado de humedad que la unidad 3.

**Unidad 1.** Correspondiente a cobertura arcillosa con resistividades menores a 269 ohm-m, y con rangos menores a 1 m de espesor en la mayoría de los casos, a excepción de las zonas de Campeche y Escárcega, esta unidad se presenta como suelo arcilloso, producto de la alteración de la roca caliza.

**Unidad 2.** Comúnmente conocida como laja, esta unidad representa a la roca caliza superficial, fracturada y cárstica (oquedades de disolución) con resistividades altas entre los 279 A 5000 ohm-m y espesores de hasta 10 m.

**Unidad 3.** Conformada por roca caliza consolidada de mayor dureza y compactación, presenta resistividades de entre 105 y 3827 ohm-m. Los espesores varían de 5.0 m hasta los 20 m. Algunos de sus valores altos, mayores a los 2000 ohm-m pueden corresponder a oquedades a profundidad.

**Unidad 4.** Asociada con roca caliza de poca consolidación al ser la unidad que se encuentra más en contacto con el nivel freático, presenta resistividades del rango de 1 a 199 ohm-m permeable y con alto grado de saturación, con espesores que van desde los 10 m hasta quedar indeterminado.

Una vez definidas las unidades geofísicas y su probable correlación geológica, se obtuvieron secciones geoelectricas por zona de transmisión, por línea de transmisión y para cada estructura solicitada obteniendo los siguientes datos a manera de ejemplo (no se incluyen todas las secciones en el reporte para reducir el volumen del mismo):

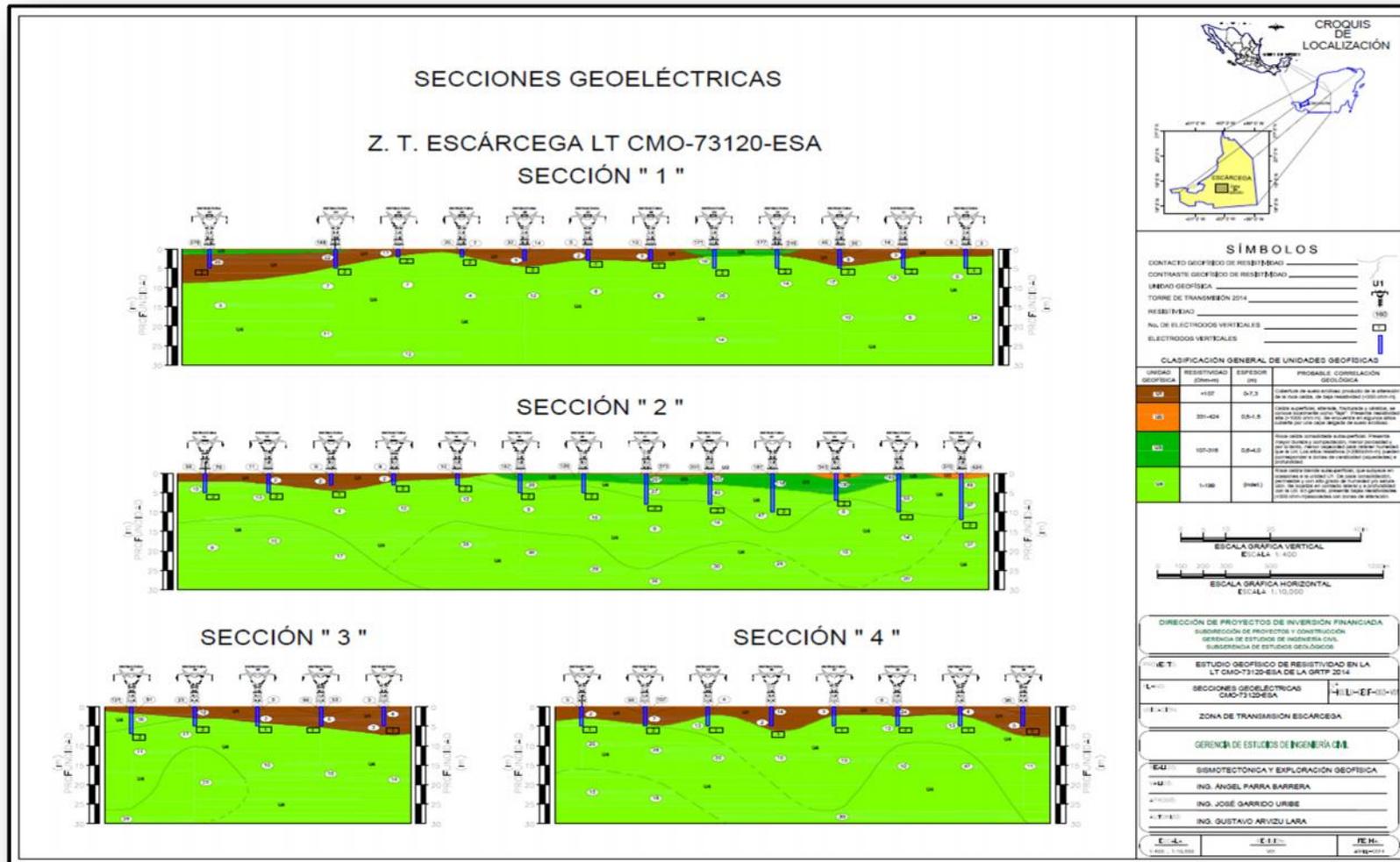


Imagen 69. Obtención de secciones geoelectricas en la ZT ESCÁRCEGA, LT CMO-73120-ESA

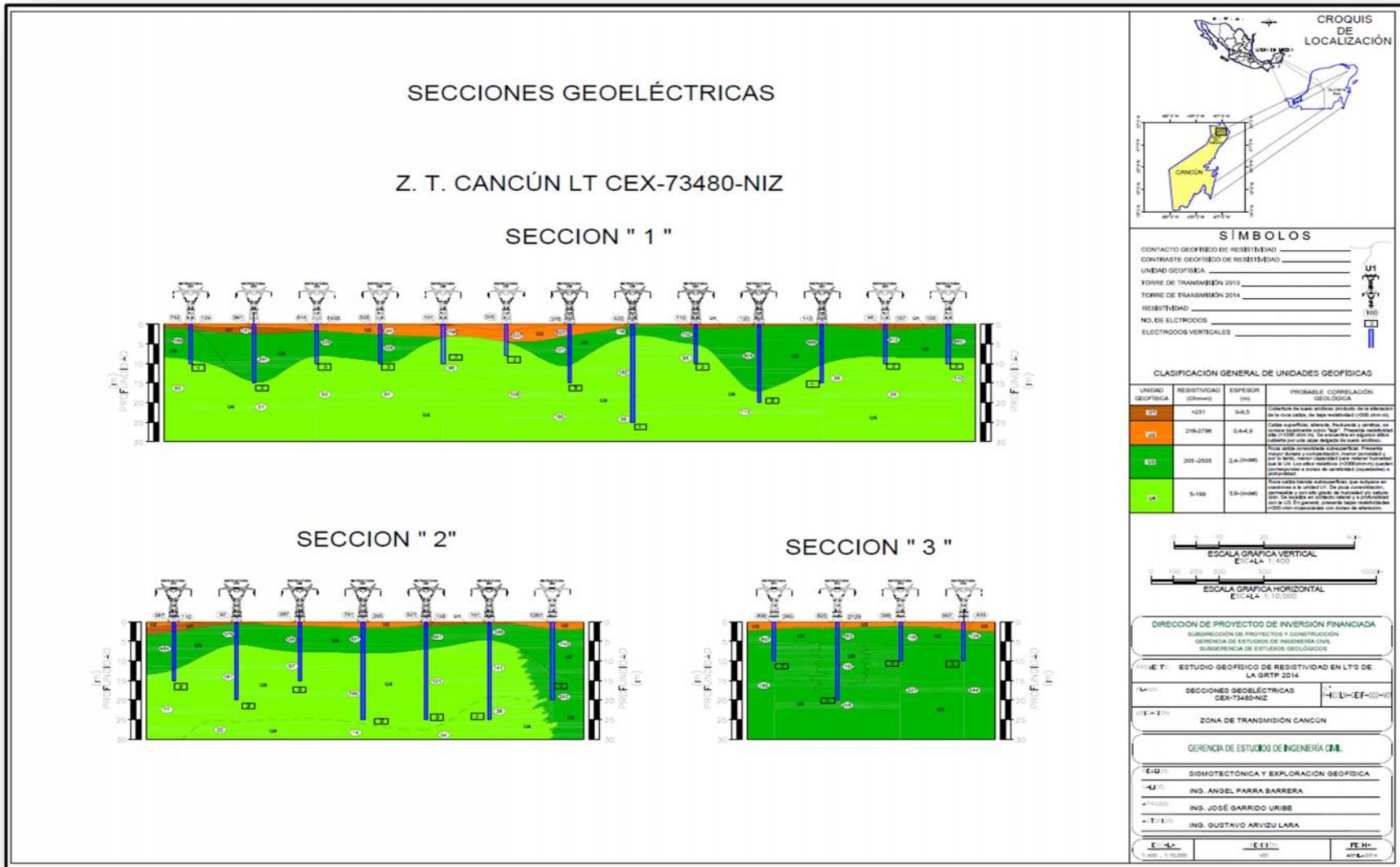


Imagen 70. Obtención de secciones geoelectricas en la ZT CANCÚN, LT CEX-73480-NIZ

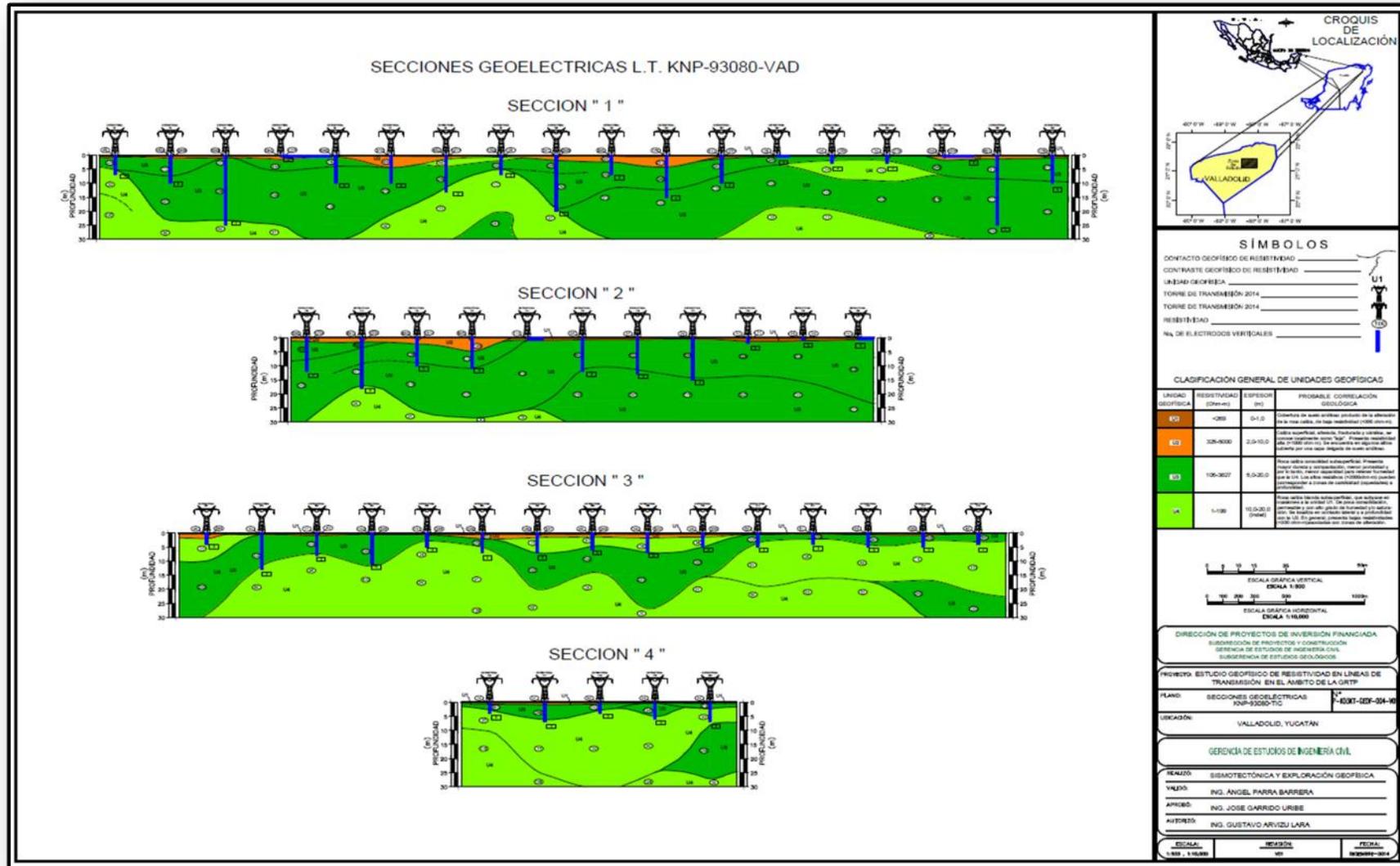


Imagen 71. Obtención de secciones geoelectricas en las ZT's VALLADOLID Y YUCATÁN LT KNP-93080-VAD.

Posteriormente como resultado de los estudios geofísicos de resistividad, se obtuvieron 540 diseños, uno para cada una de las estructuras solicitadas, de igual manera se realizó la simulación en Groundmat de cada diseño propuesto y se observó el comportamiento que presentaría el sistema propuesto en caso de presentarse una descarga atmosférica sobre la estructura, con esta actividad obtuvimos los diseños finales a implementar en campo y además se tiene menor probabilidad de falla en caso de sobretensiones en la línea, causadas por cualquier motivo, ya sea por descargas atmosféricas, por maniobras o temporales.

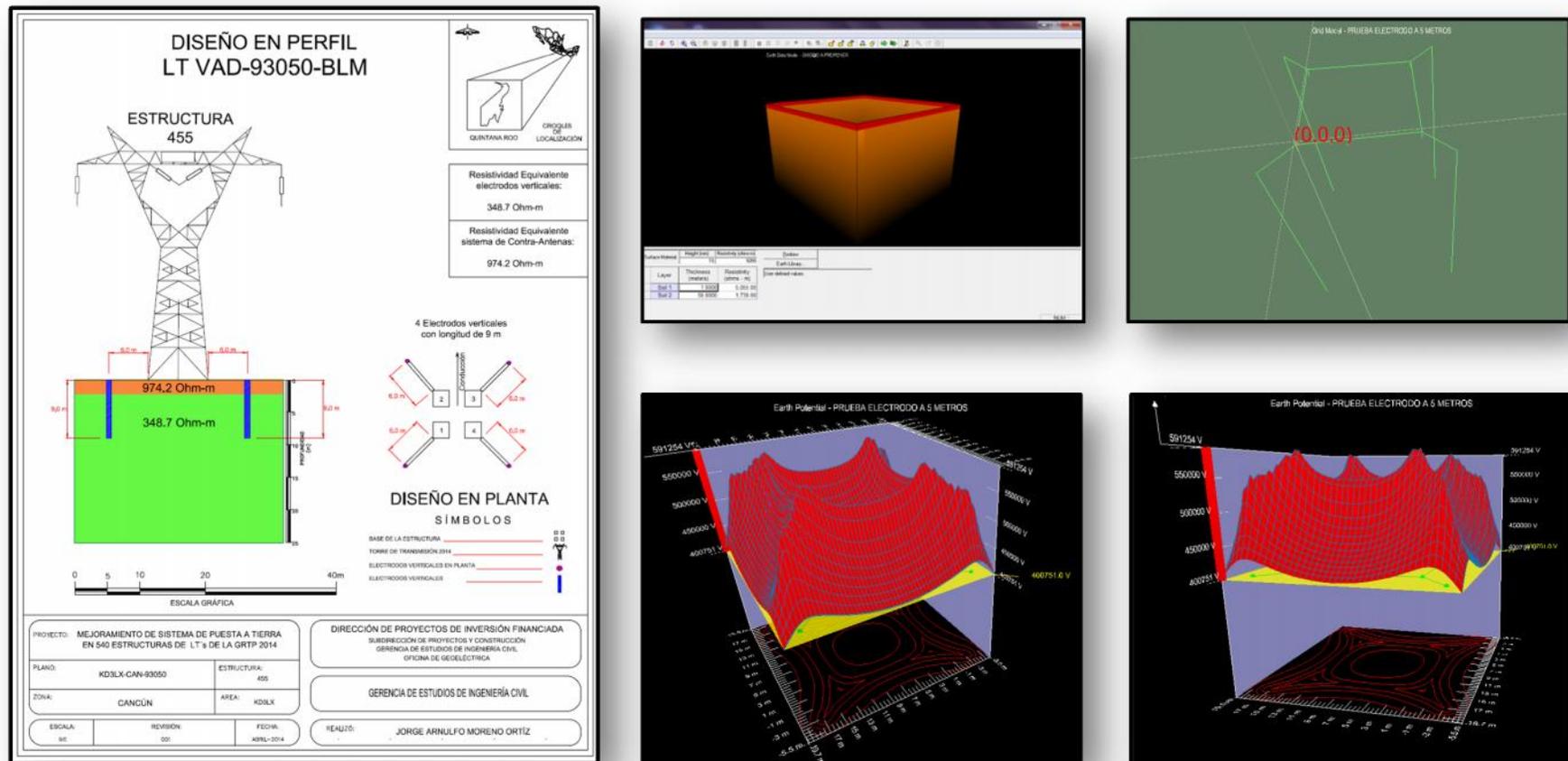
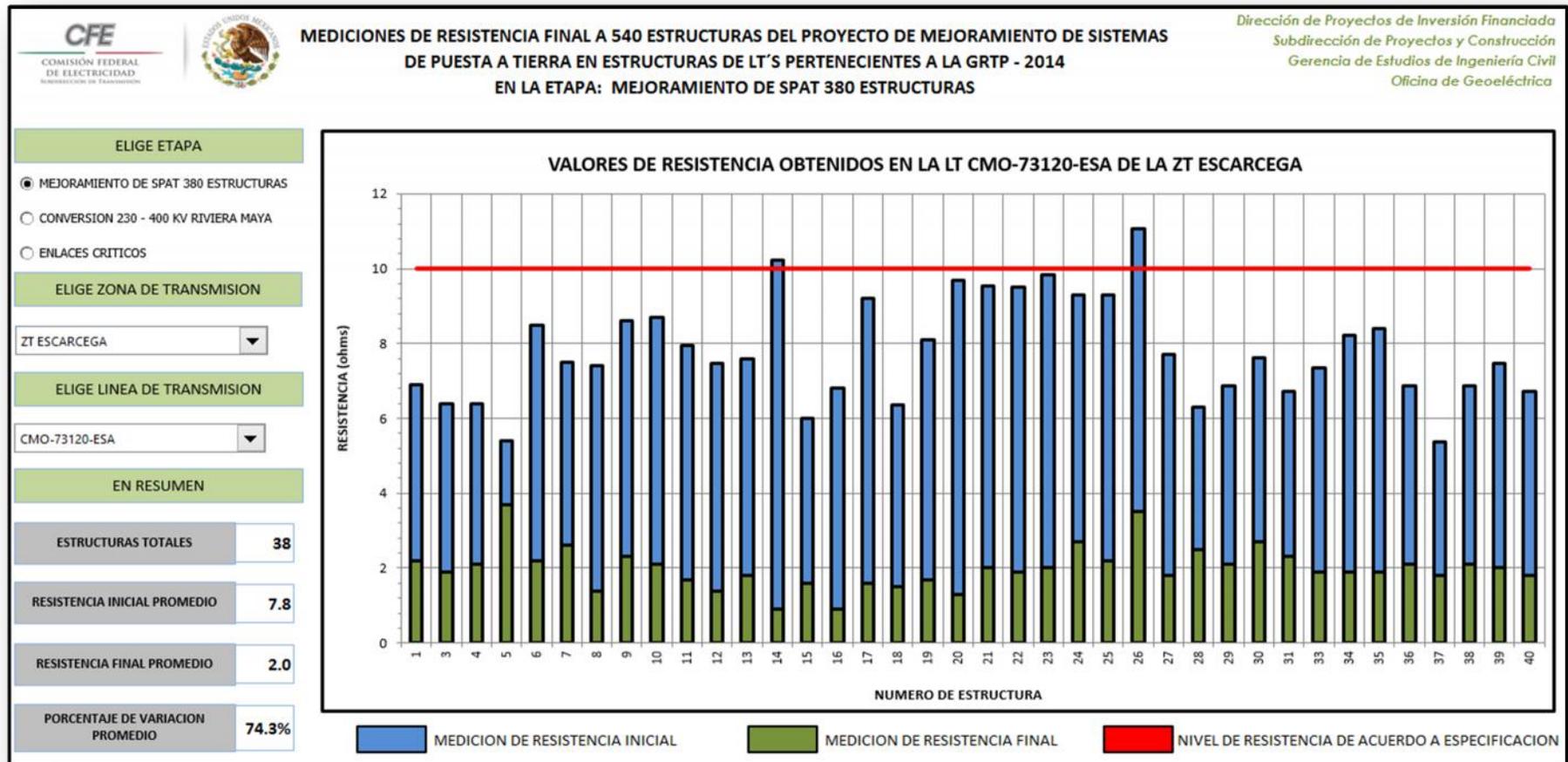


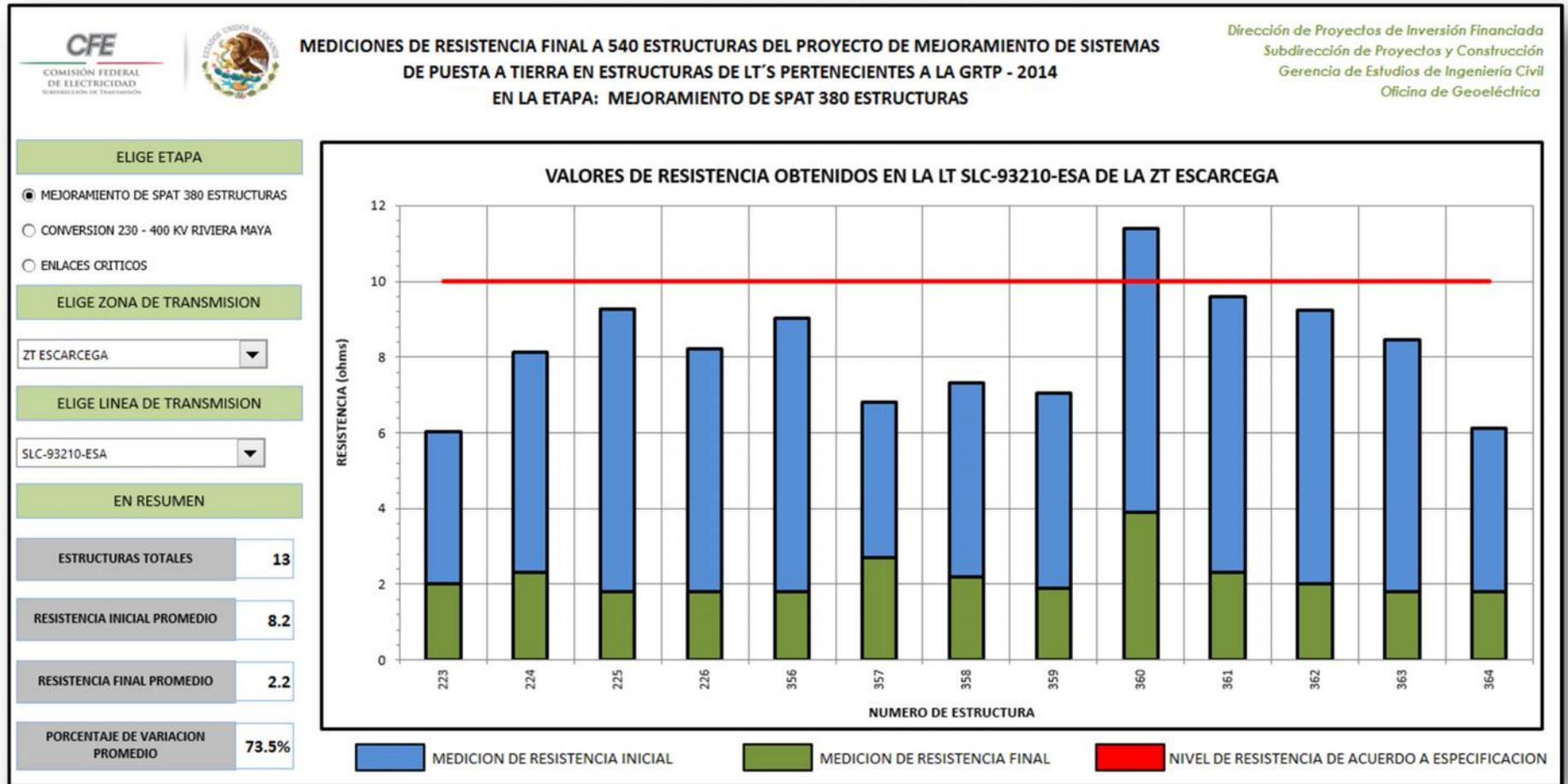
Imagen 72. Obtención de 540 diseños de sistemas de puesta a tierra para implementar in sitio y sus simulaciones computacionales.

Finalmente, una vez concluida la implementación de los diseños de mejoramiento en el sistema de puesta a tierra de cada estructura, se realizó la medición de resistencia final, y se obtuvieron los siguientes valores para cada una de las Zonas de Transmisión, para cada Línea de Transmisión y para cada estructura en particular.

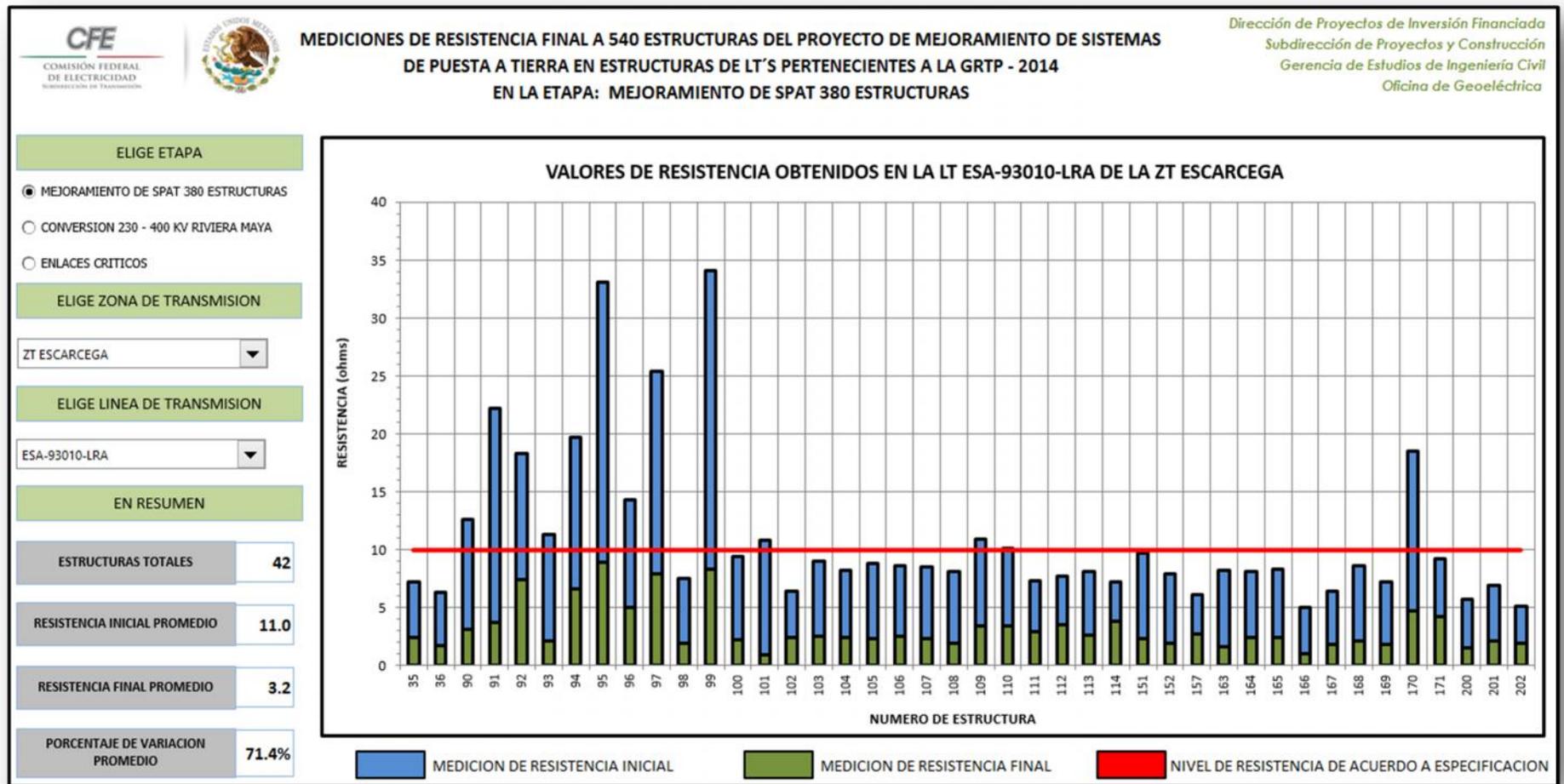
**ZONA DE TRANSMISIÓN ESCÁRCEGA.**



En la LT CMO-73120-ESA, se realizaron 38 estructuras en total, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 7.8 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 2.0 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 74.3%, para esta LT.



En la LT SLC-93210-ESA, se realizaron 13 estructuras en total las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 8.2 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 2.2 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 73.5%, para esta LT.

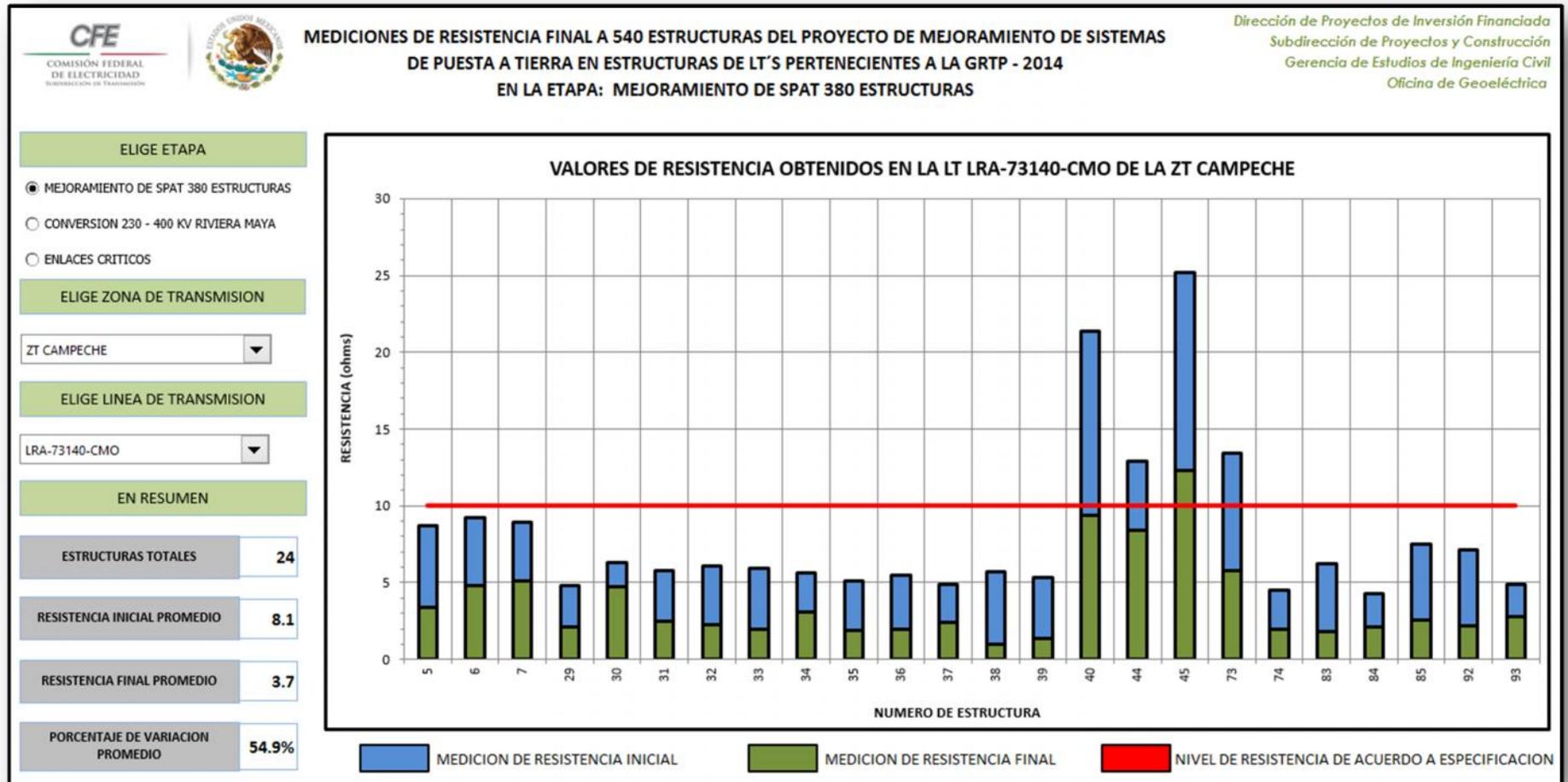


En la LT ESA-93010-LRA, se realizaron 42 estructuras en total, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 11.0 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 3.2 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 71.4%, para esta LT.

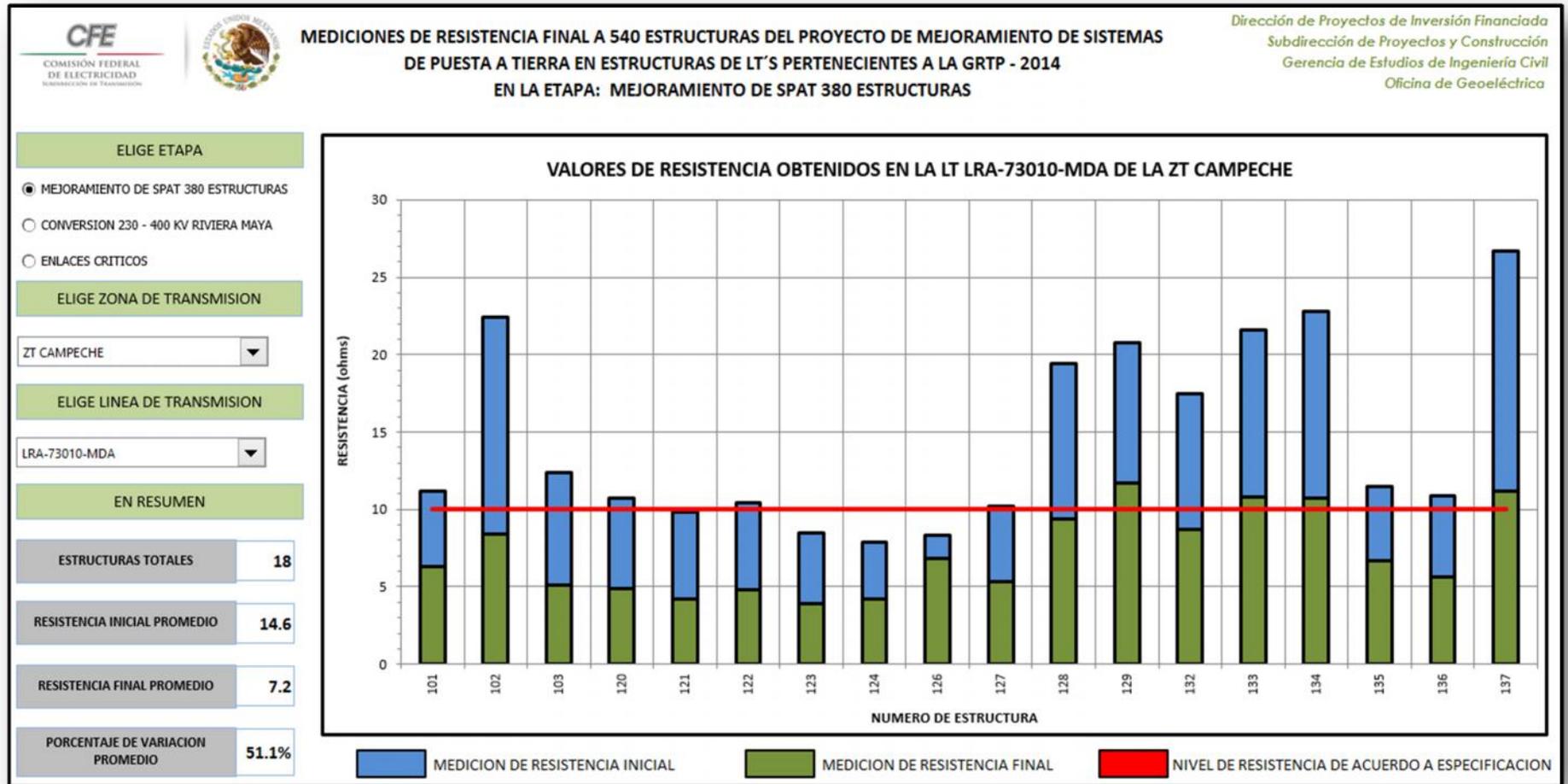
Para la ZT ESCÁRCEGA, se realizaron en total 93 Estructuras, comprendidas en tres LT's, lo cual representa un porcentaje del 17.2% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014 para la GRTP.

### ZONA DE TRANSMISIÓN CAMPECHE.

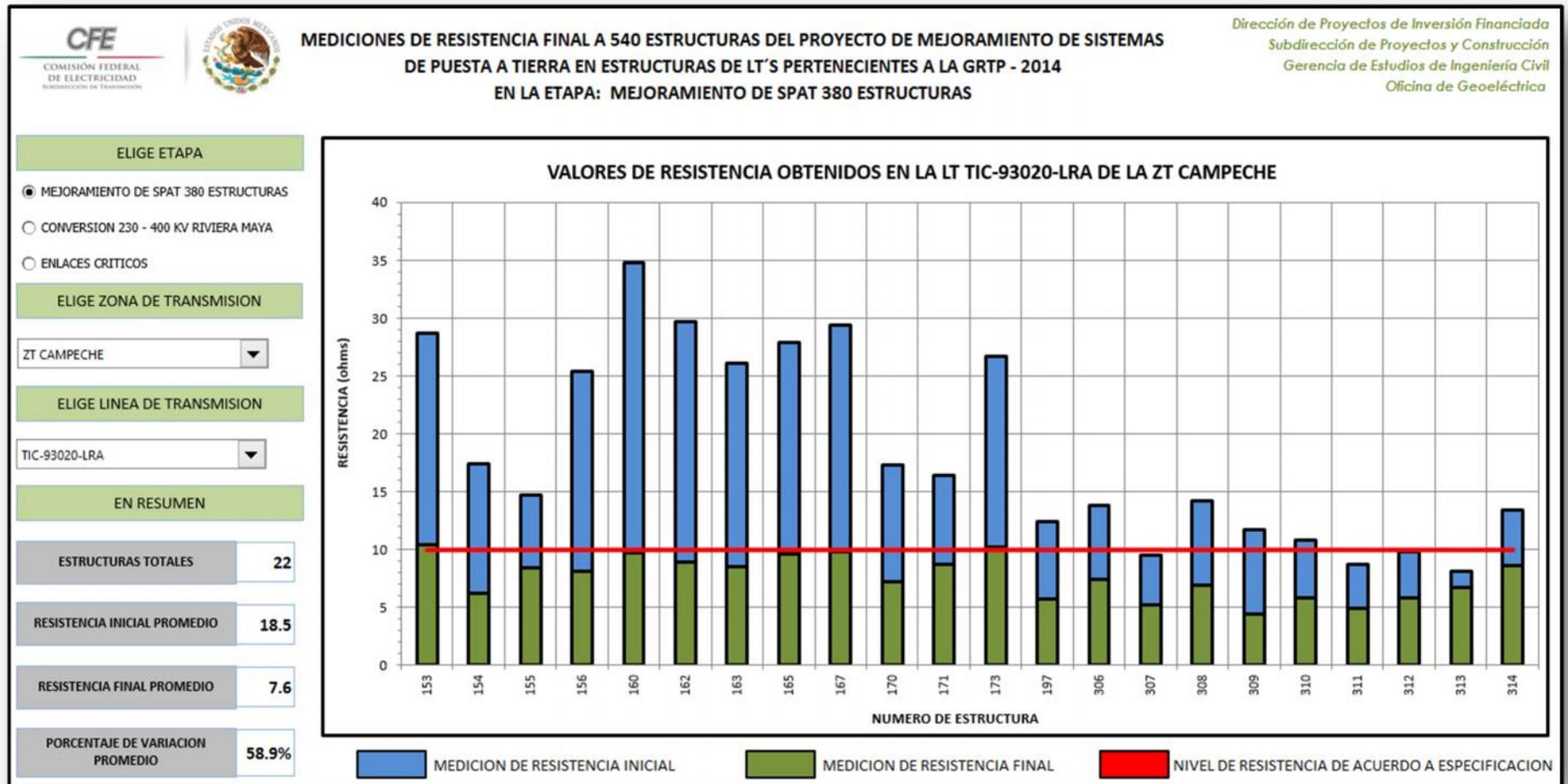
En esta zona se realizaron 64 estructuras en total, comprendidas en tres LT's, lo cual representa un porcentaje del 11.9% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014 para la GRTP. Se muestran a continuación los resultados por cada LT.



Para la LT LRA-73140-CMO, se realizaron 24 estructuras en total, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 8.1 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 3.7 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 54.9%, para esta LT.



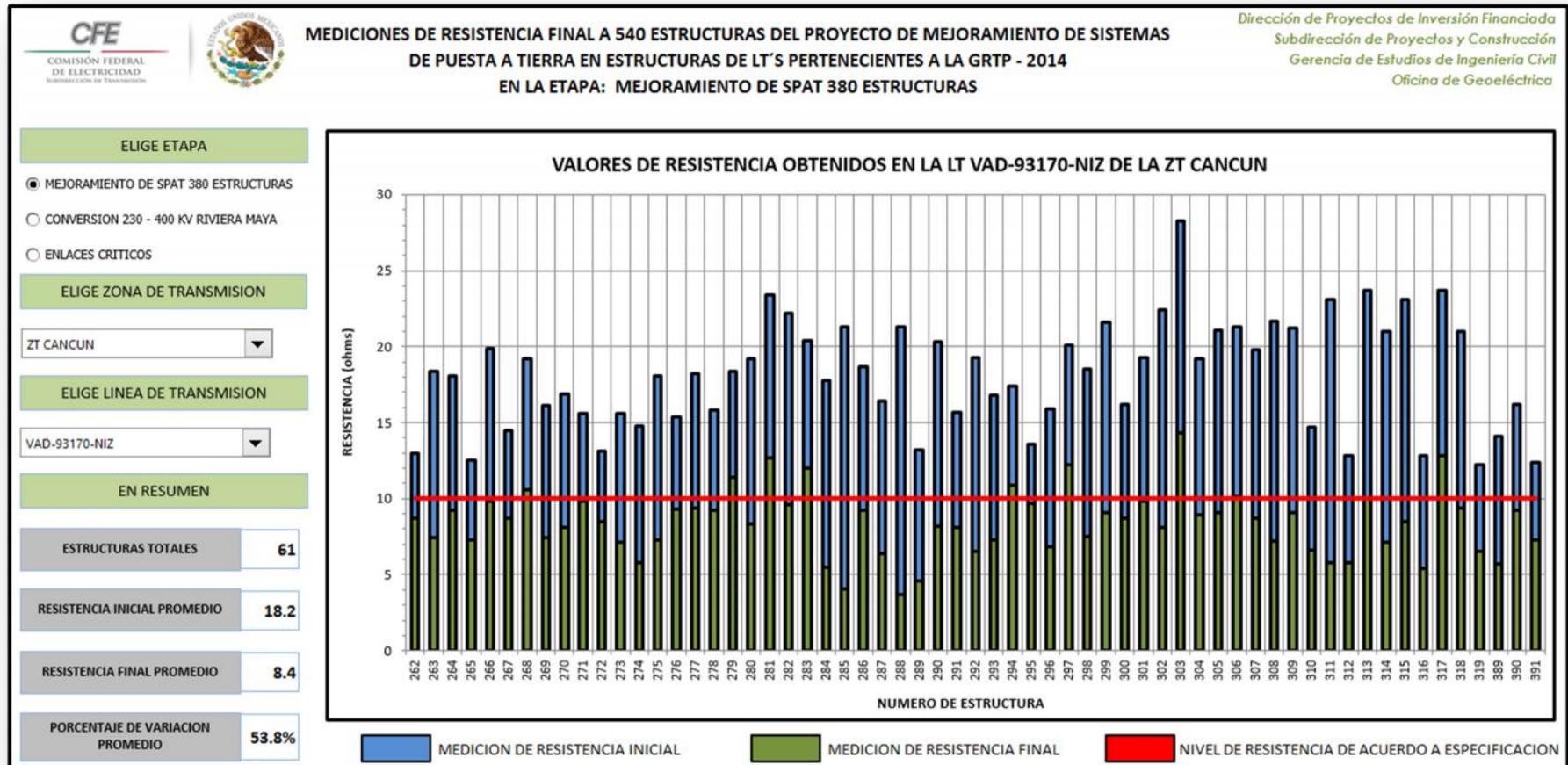
En la LT LRA-73010-MDA, se realizaron 18 estructuras en total, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 14.6 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 7.2 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 51.1%, para esta LT.



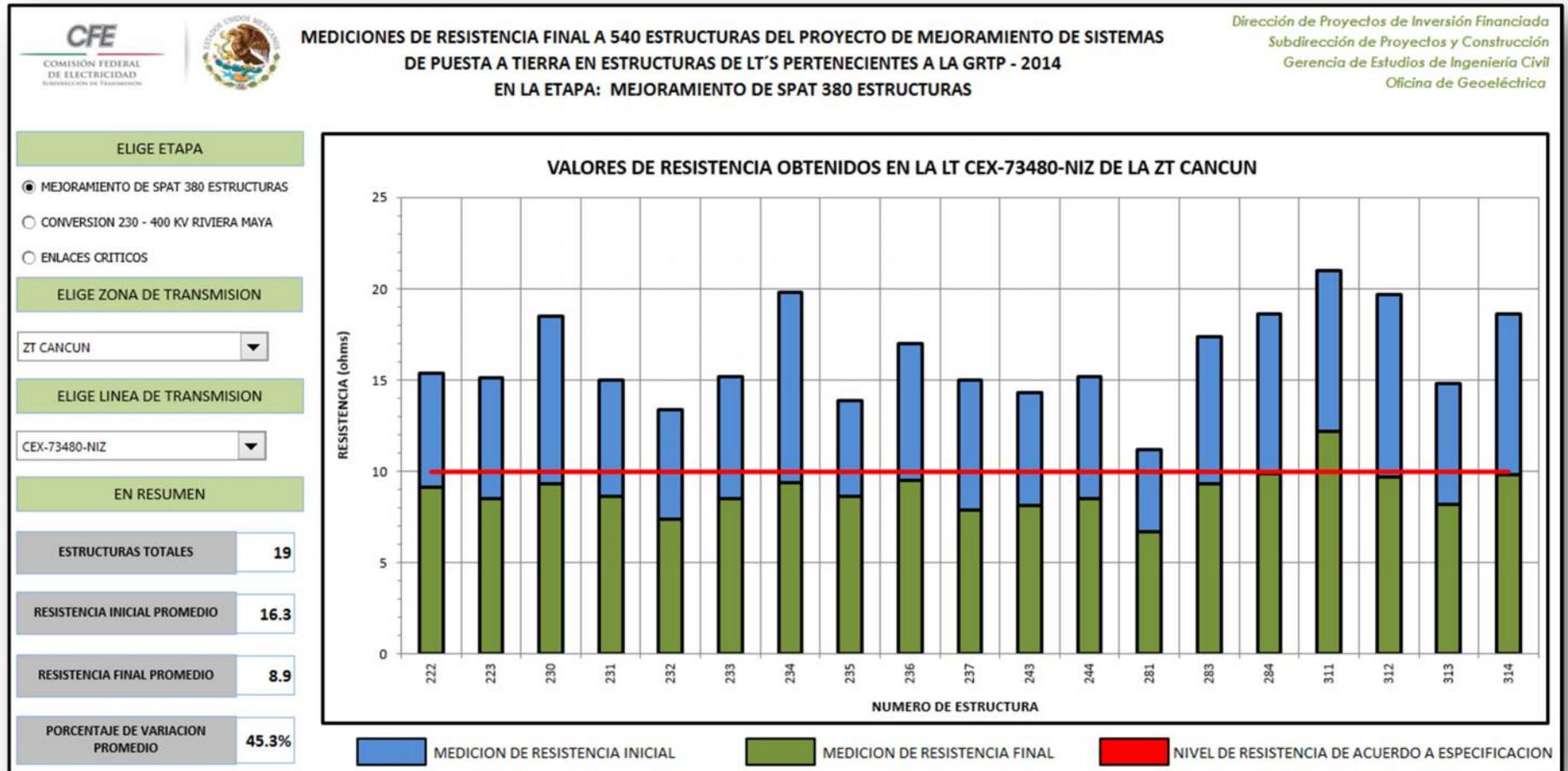
Se realizaron 22 estructuras en total para la LT TIC-93020-LRA, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 18.5 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 7.6 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 58.9%, para esta LT.

### ZONA DE TRANSMISIÓN CANCÚN.

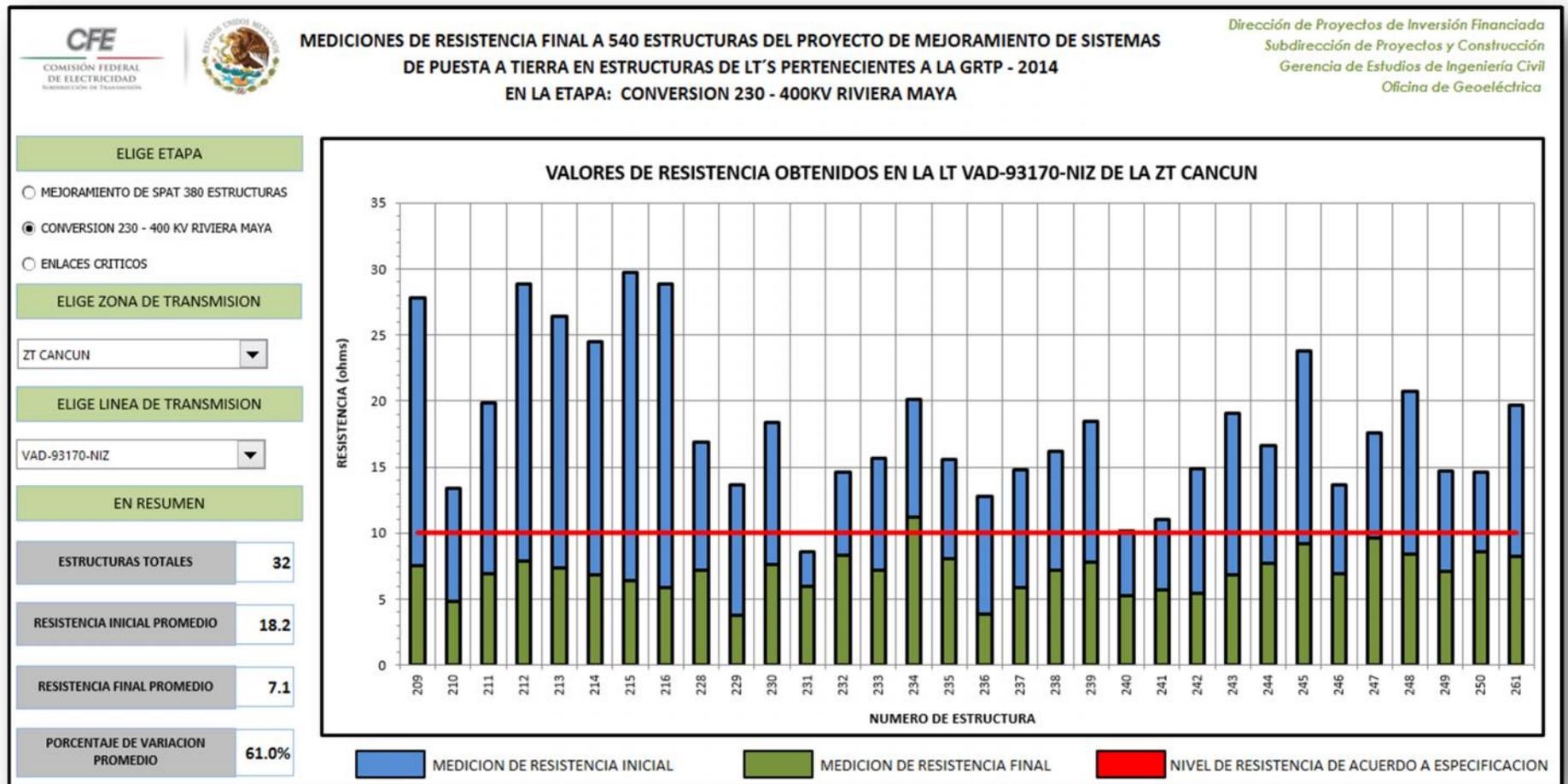
Para esta zona de transmisión se realizaron en total 165 estructuras, incluidas en las tres etapas programadas por la GRTP, 80 de ellas en la primera etapa, 32 en la segunda etapa y 53 en la tercera etapa, lo cual representa un porcentaje del 30.5% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014 para la GRTP. Se muestran a continuación los resultados por cada LT. y por cada etapa en la que se desarrolló el proyecto.



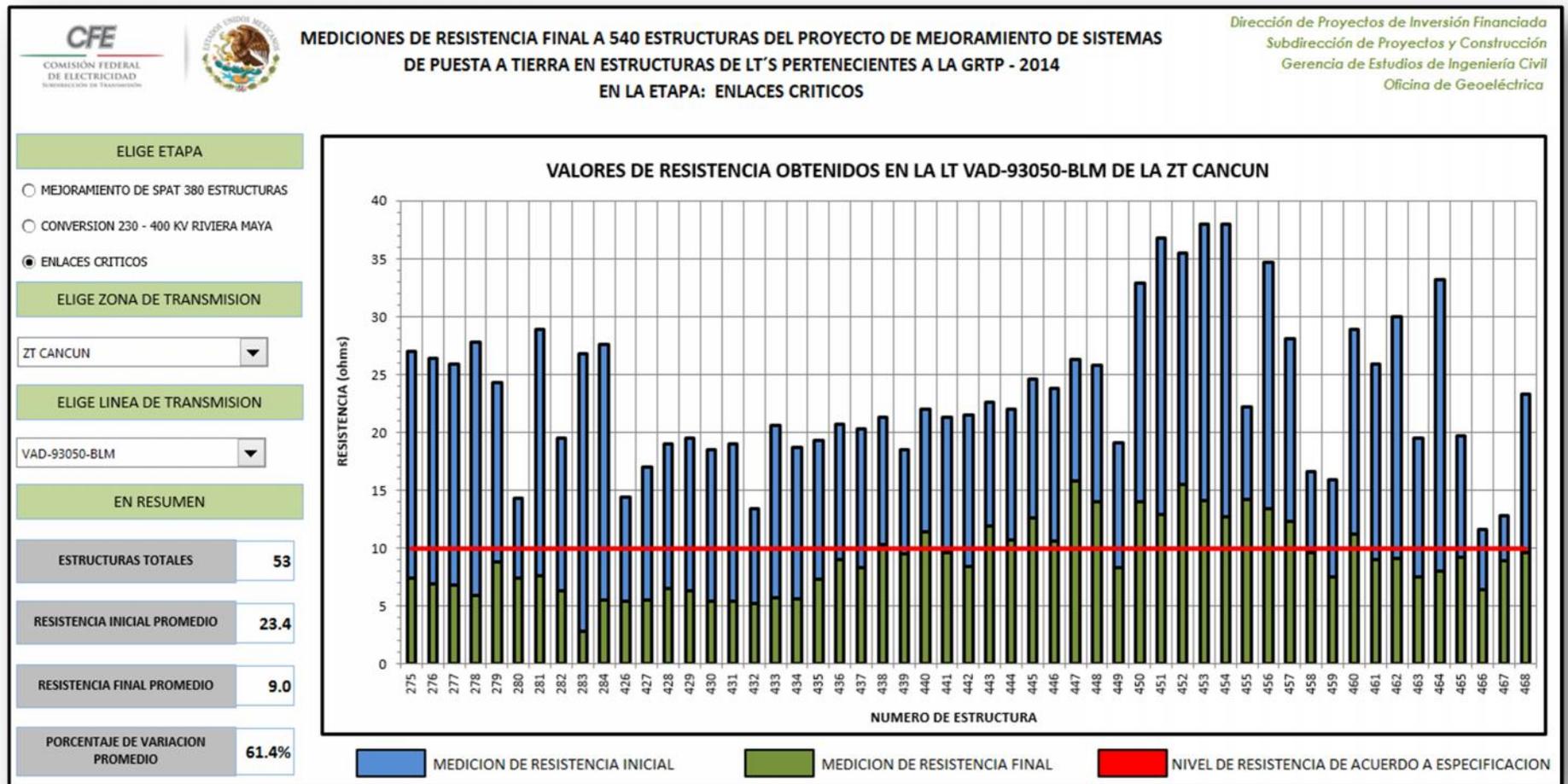
Se realizaron 61 estructuras en total para la LT VAD-93170-NIZ en la primera etapa del proyecto, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 18.2 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 8.4 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 53.8%, para esta LT.



Se realizaron 19 estructuras en total para la LT CEX-73480-NIZ en la primer etapa del proyecto, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 16.3 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 8.9 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 45.3% para esta LT.



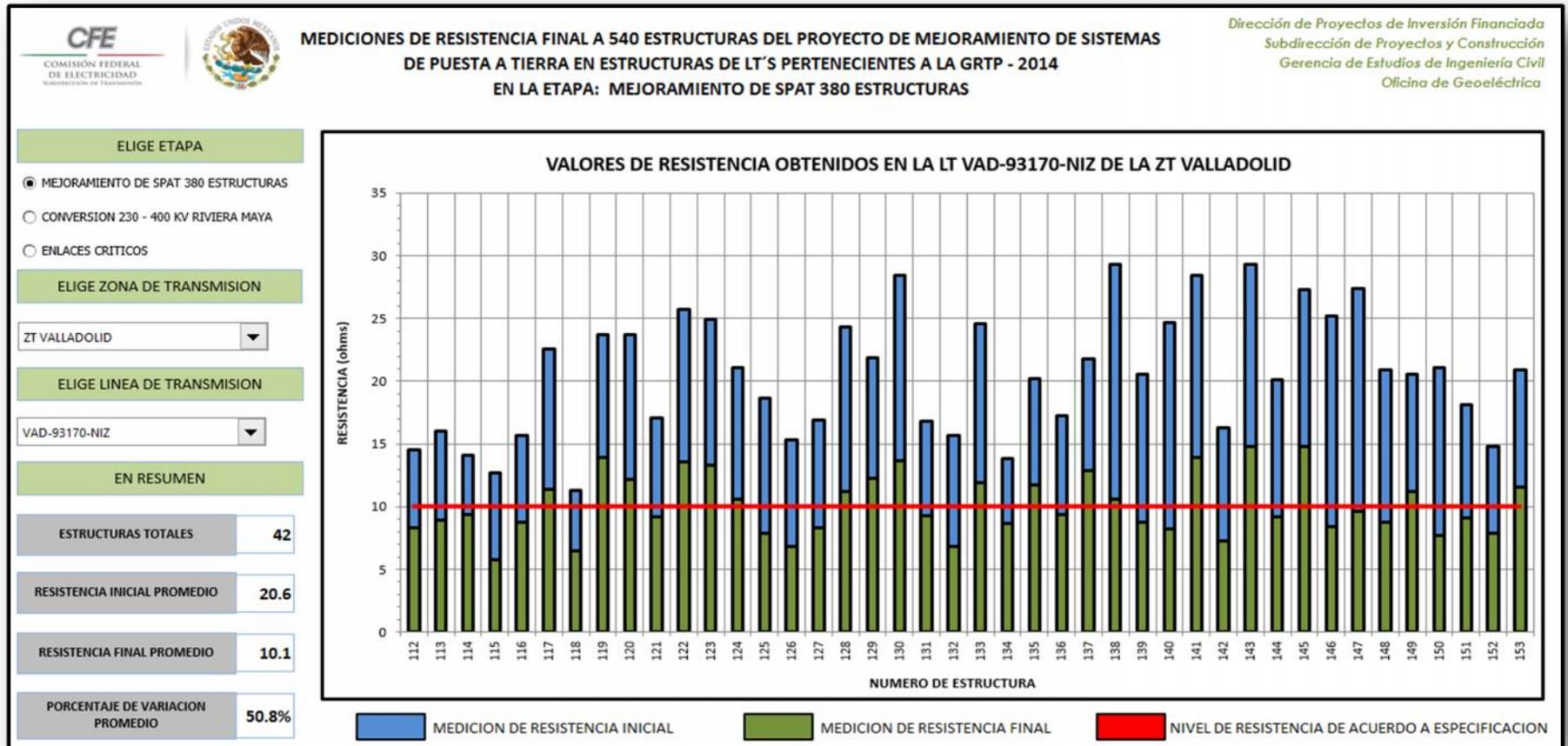
En la segunda etapa del proyecto (RIVIERA MAYA), en la ZT CANCÚN, se realizaron en total 32 Estructuras de la LT VAD-93170-NIZ, lo cual representó un porcentaje del 5.9% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014. Estas estructuras tenían una resistencia inicial promedio de 18.2 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 7.1 ohms, representando un porcentaje de variación promedio del 61.0% para esta LT.



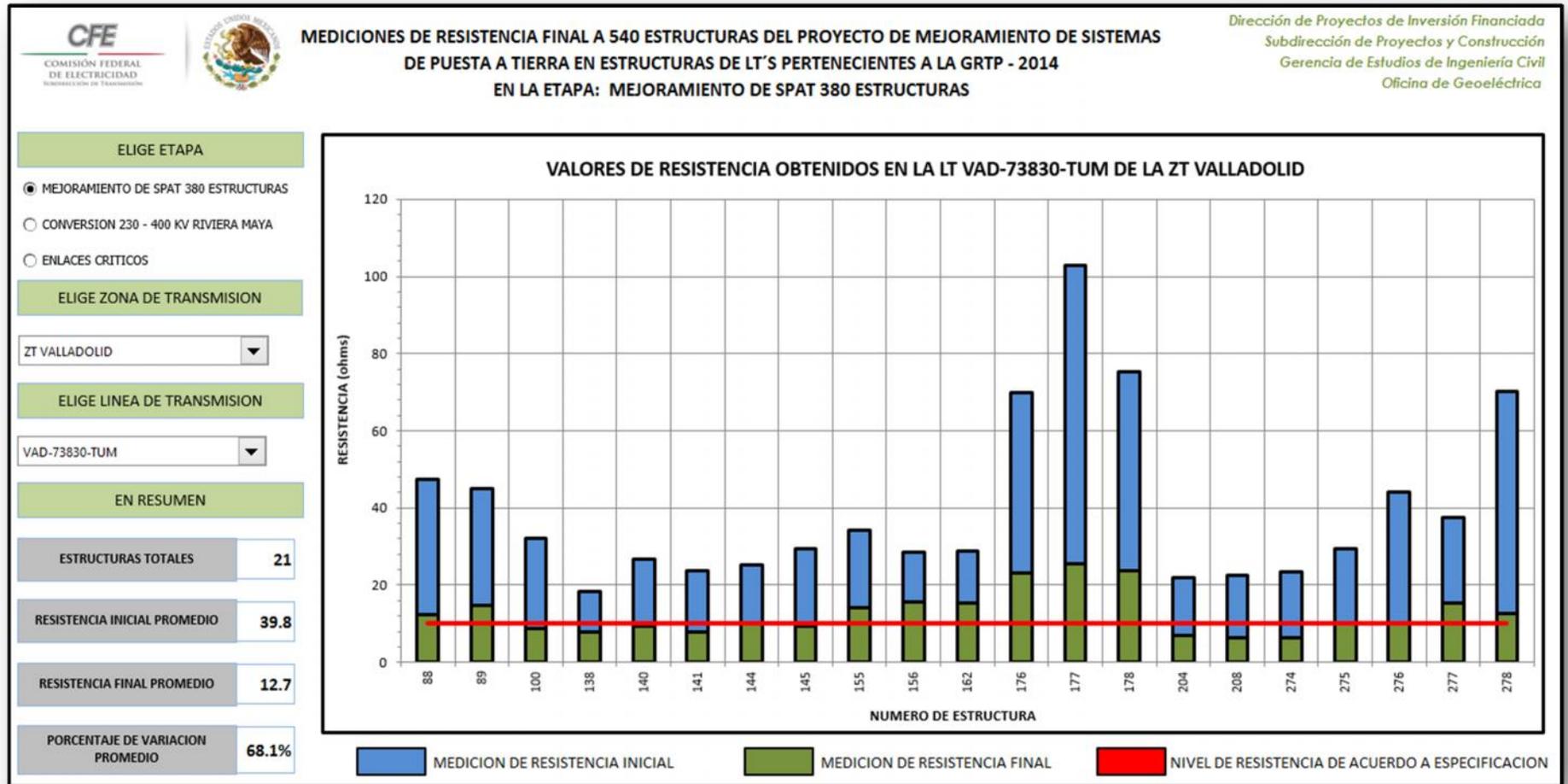
En la tercer etapa del proyecto (ENLACES CRÍTICOS), en la ZT CANCÚN, se realizaron en total 53 Estructuras de la LT VAD-93050-BLM, lo cual representó un porcentaje del 9.8% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014. Estas estructuras tenían una resistencia inicial promedio de 23.4 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 9.0 ohms, representando un porcentaje de variación promedio del 61.4% para esta LT.

### ZONA DE TRANSMISIÓN VALLADOLID.

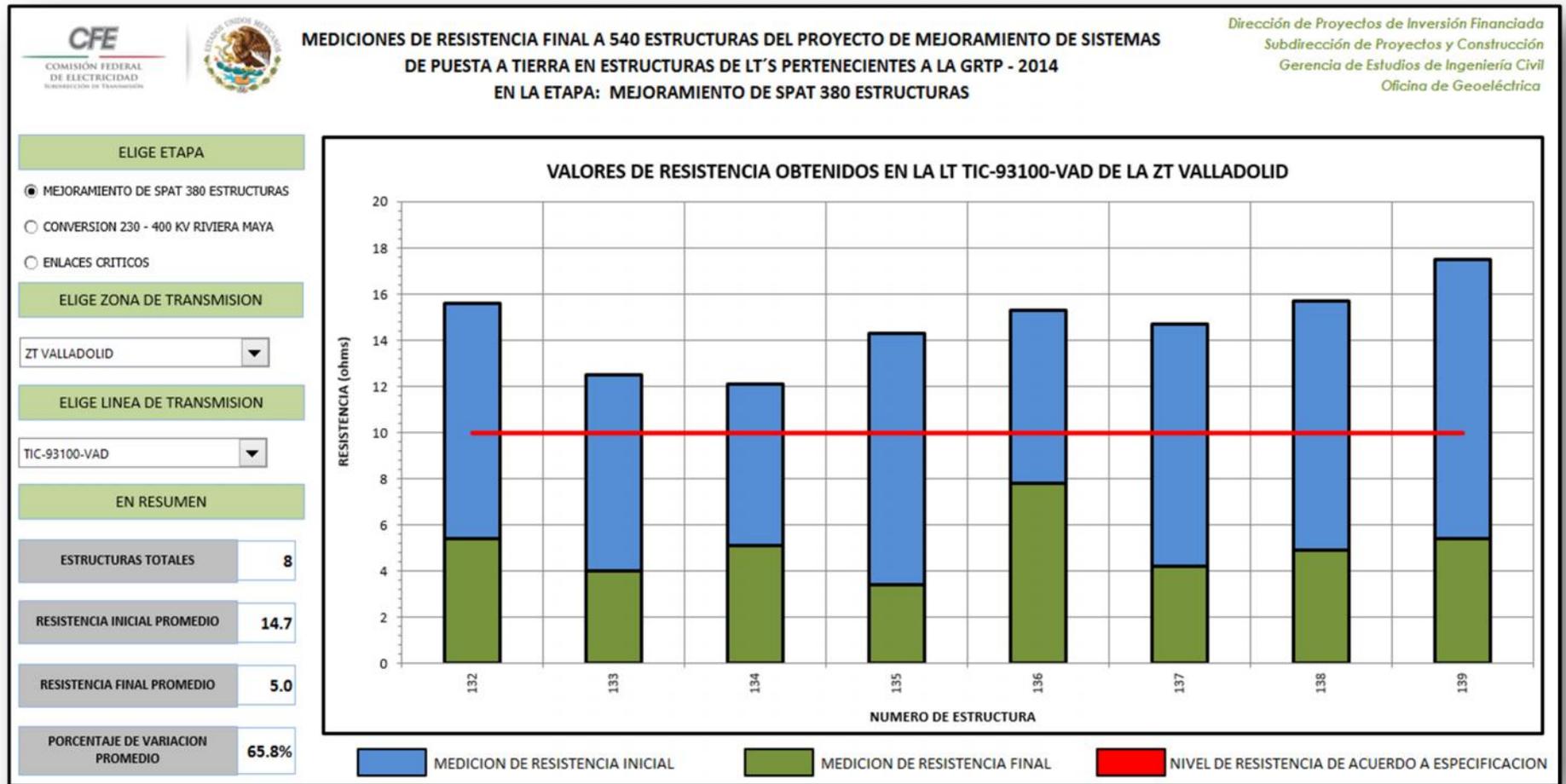
Para esta zona de transmisión se realizaron en total 99 estructuras, incluidas en dos de las tres etapas programadas por la GRTP, 71 de ellas en la primer etapa y 28 en la segunda etapa, lo cual representa un porcentaje del 18.2% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014 para la GRTP. Se muestran a continuación los resultados por cada LT. y por cada etapa en la que se desarrolló el proyecto.



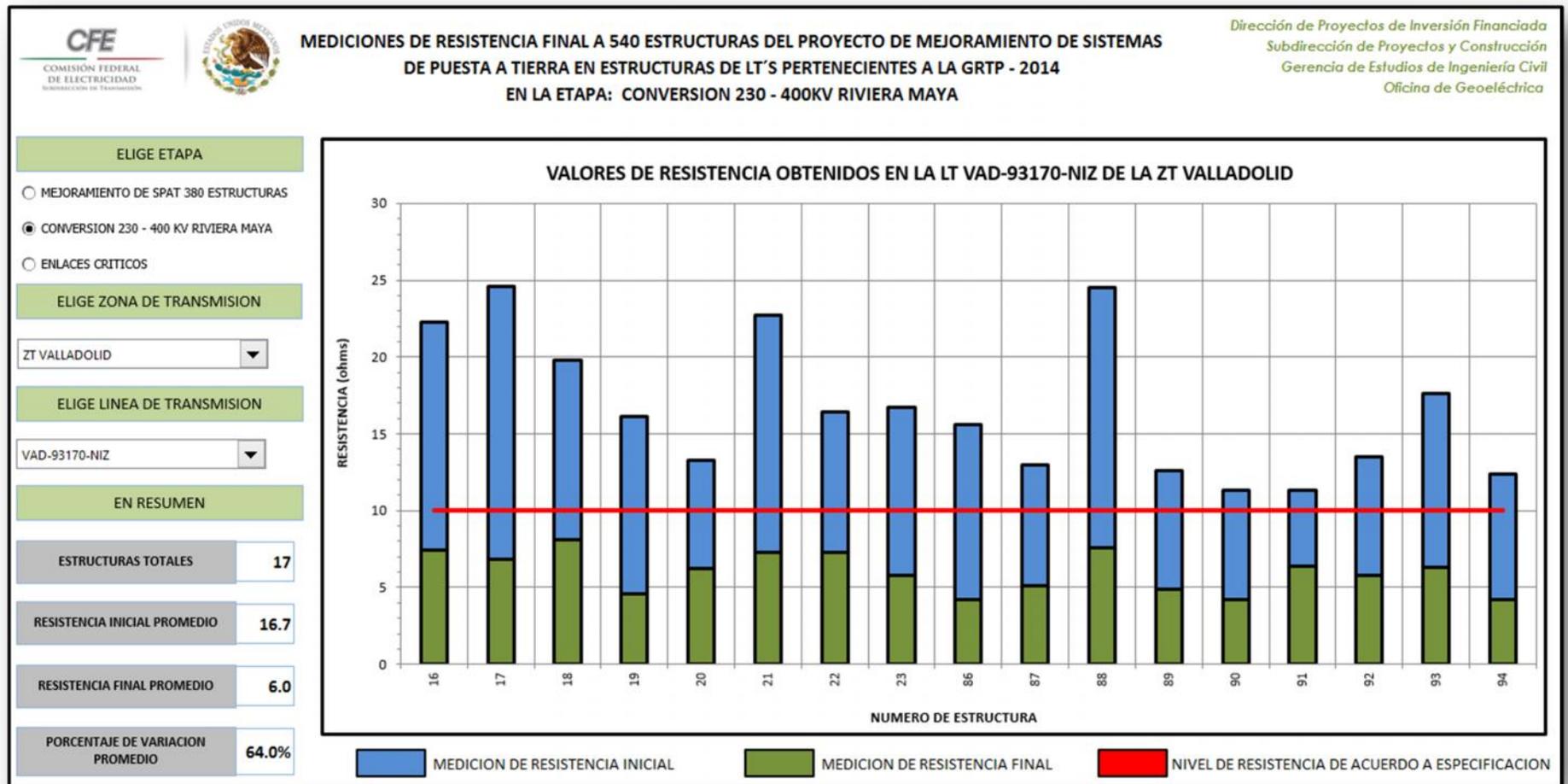
Se realizaron 42 estructuras en total para la LT VAD-93170-NIZ en la primera etapa, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 20.6 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 10.1 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 50.8%, para esta LT.



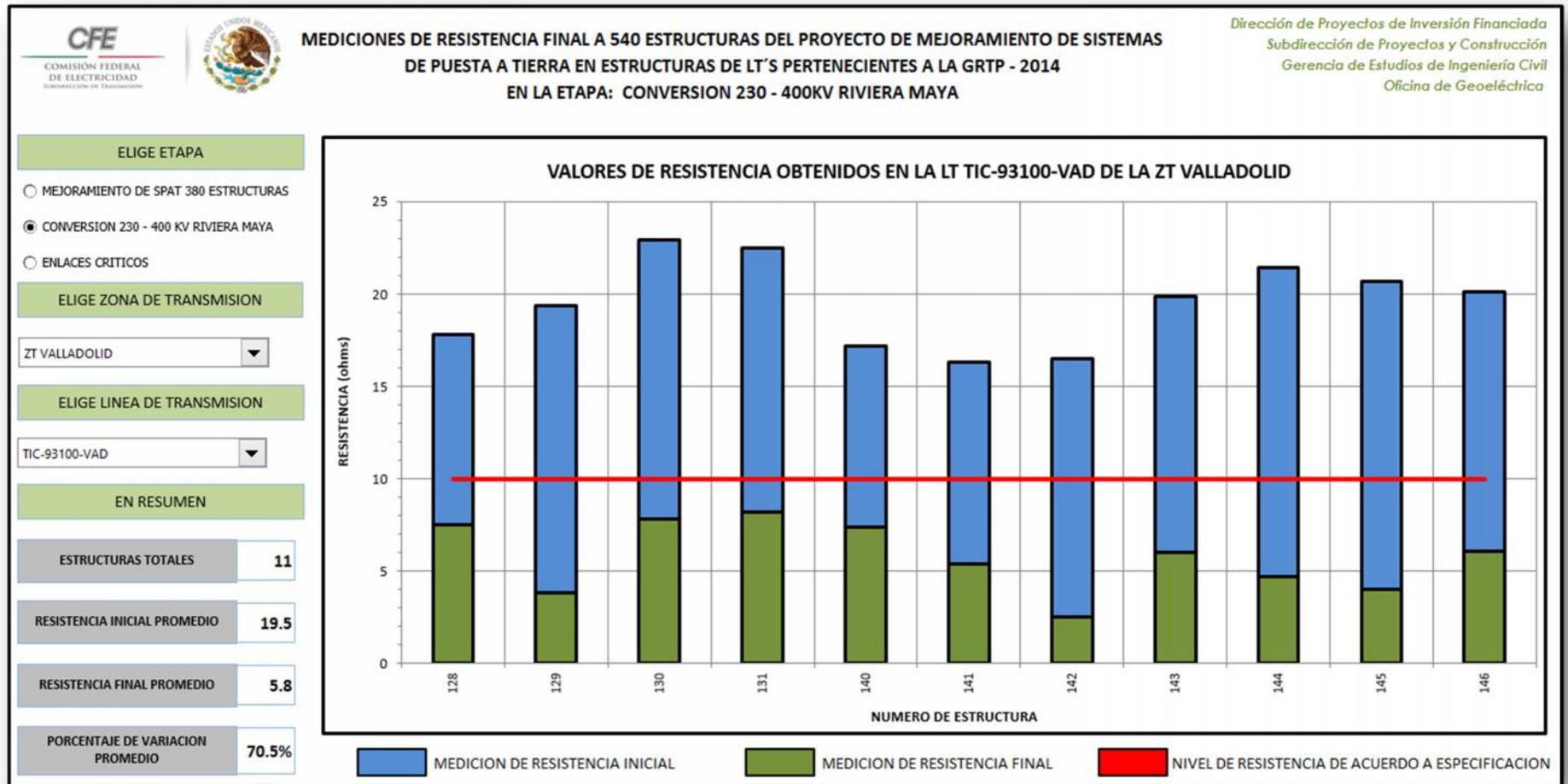
Se realizaron 21 estructuras en total para la LT VAD-73830-TUM en la primera etapa, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 39.8 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 12.7 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 68.1%, para esta LT.



Se realizaron 8 estructuras en total para la LT TIC-93100-VAD en la primera etapa, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 14.7 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 5.0 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 65.8%, para esta LT.



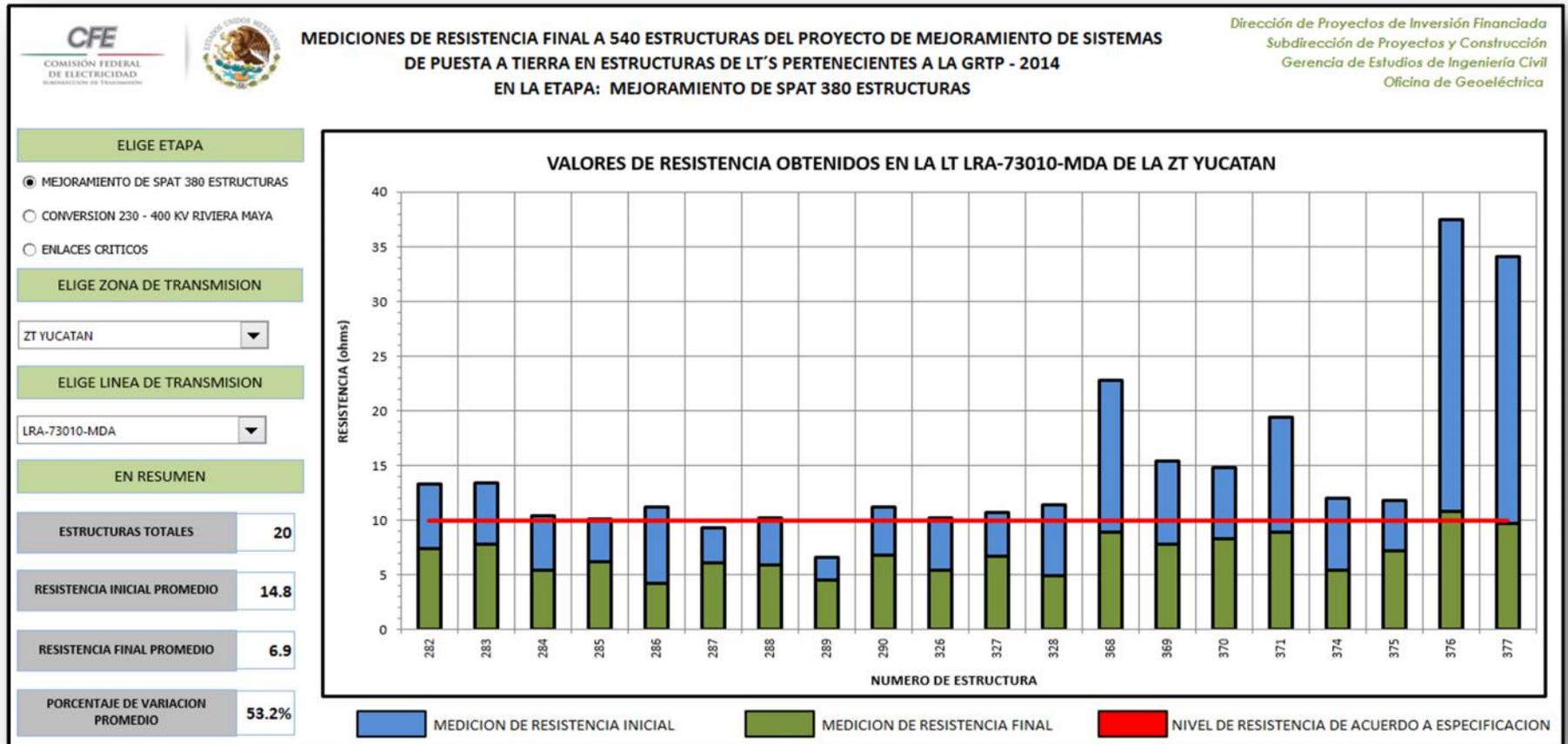
En la segunda etapa del proyecto (RIVIERA MAYA), en la ZT VALLADOLID, se realizaron en total 28 Estructuras 17 en la LT VAD-93170-NIZ, y 11 en la LT TIC-93100-VAD, lo cual representó un porcentaje del 5.1% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014. Las 17 estructuras de la LT VAD-93170-NIZ de esta segunda etapa tenían una resistencia inicial promedio de 16.7 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 6.0 ohms, representando un porcentaje de variación promedio del 64.0% para esta LT.



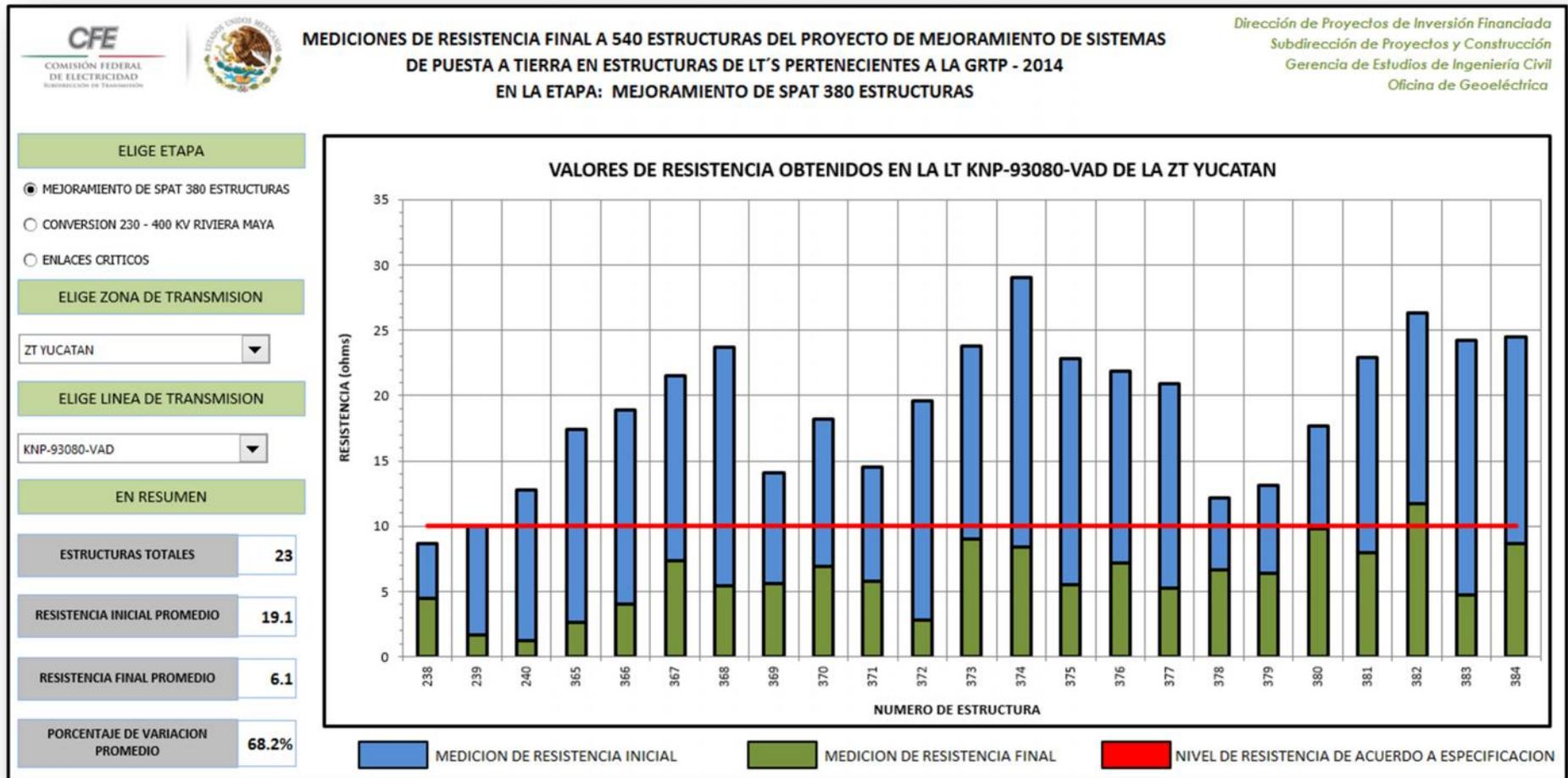
Se realizaron 11 estructuras en total para la LT TIC-93100-VAD en la segunda etapa, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 19.5 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 5.8 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 70.5%, para esta LT.

### ZONA DE TRANSMISIÓN YUCATÁN.

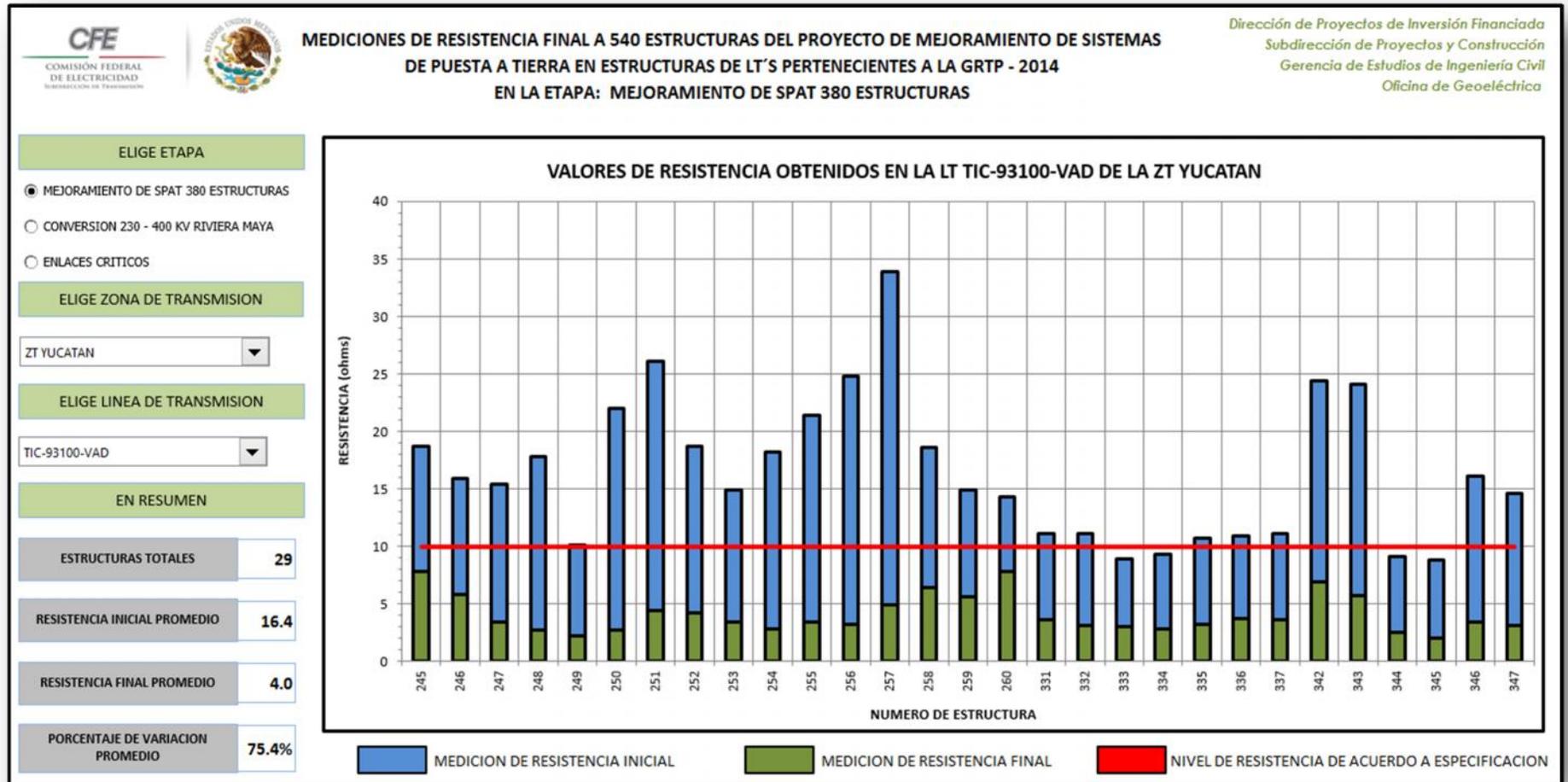
Para esta zona de transmisión se realizaron en total 119 estructuras, incluidas en las tres etapas programadas por la GRTP, 72 de ellas en la primera etapa, 25 en la segunda etapa y 22 en la tercer etapa, lo cual representa un porcentaje del 22.0% del total de las 540 estructuras realizadas en el año 2014 para la GRTP. Se muestran a continuación los resultados por cada LT. y por cada etapa en la que se desarrolló el proyecto.



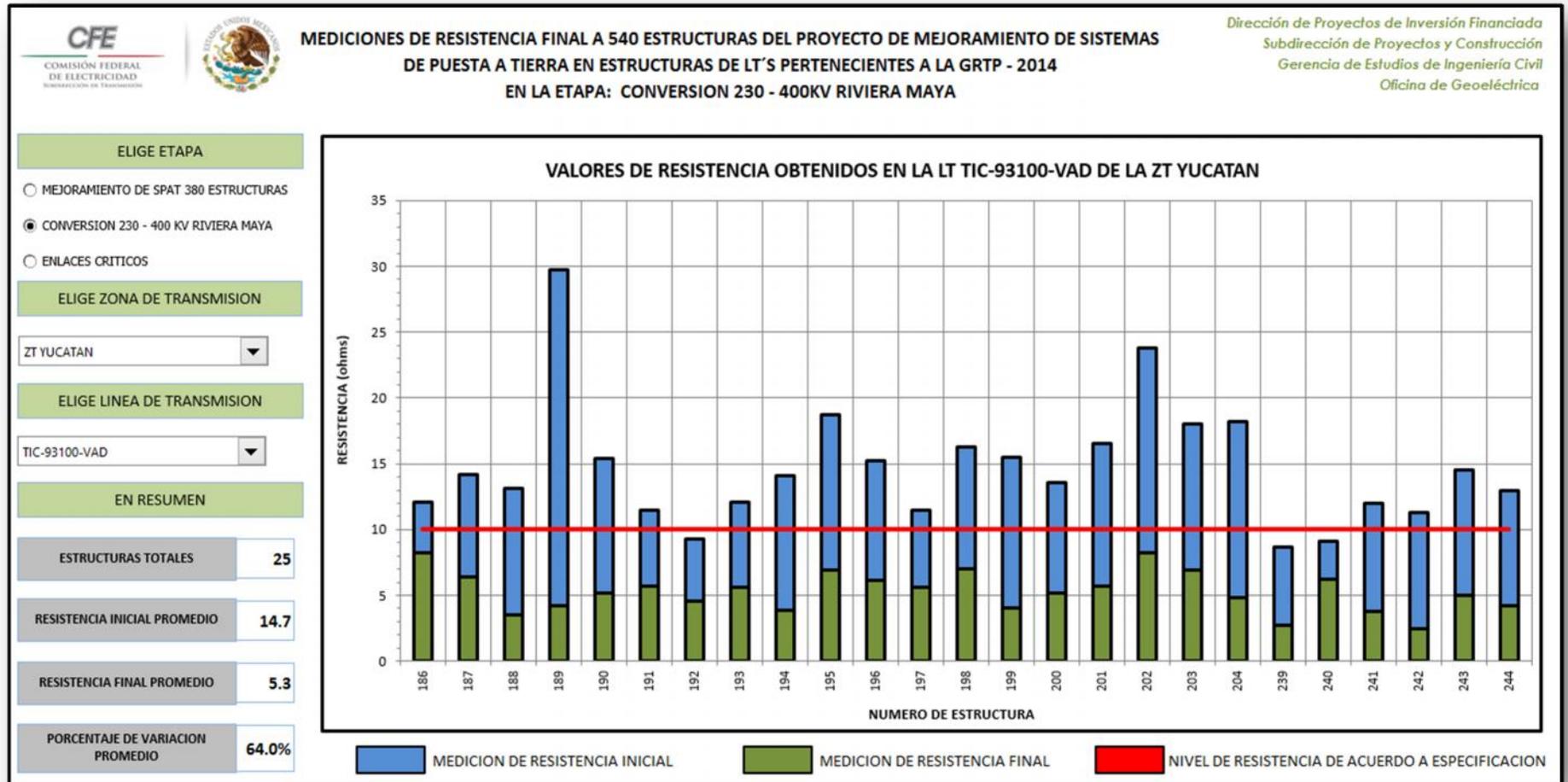
Se realizaron 20 estructuras en total para la LT LRA-73010-MDA en la primera etapa, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 14.8 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 6.9 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 53.2%, para esta LT.



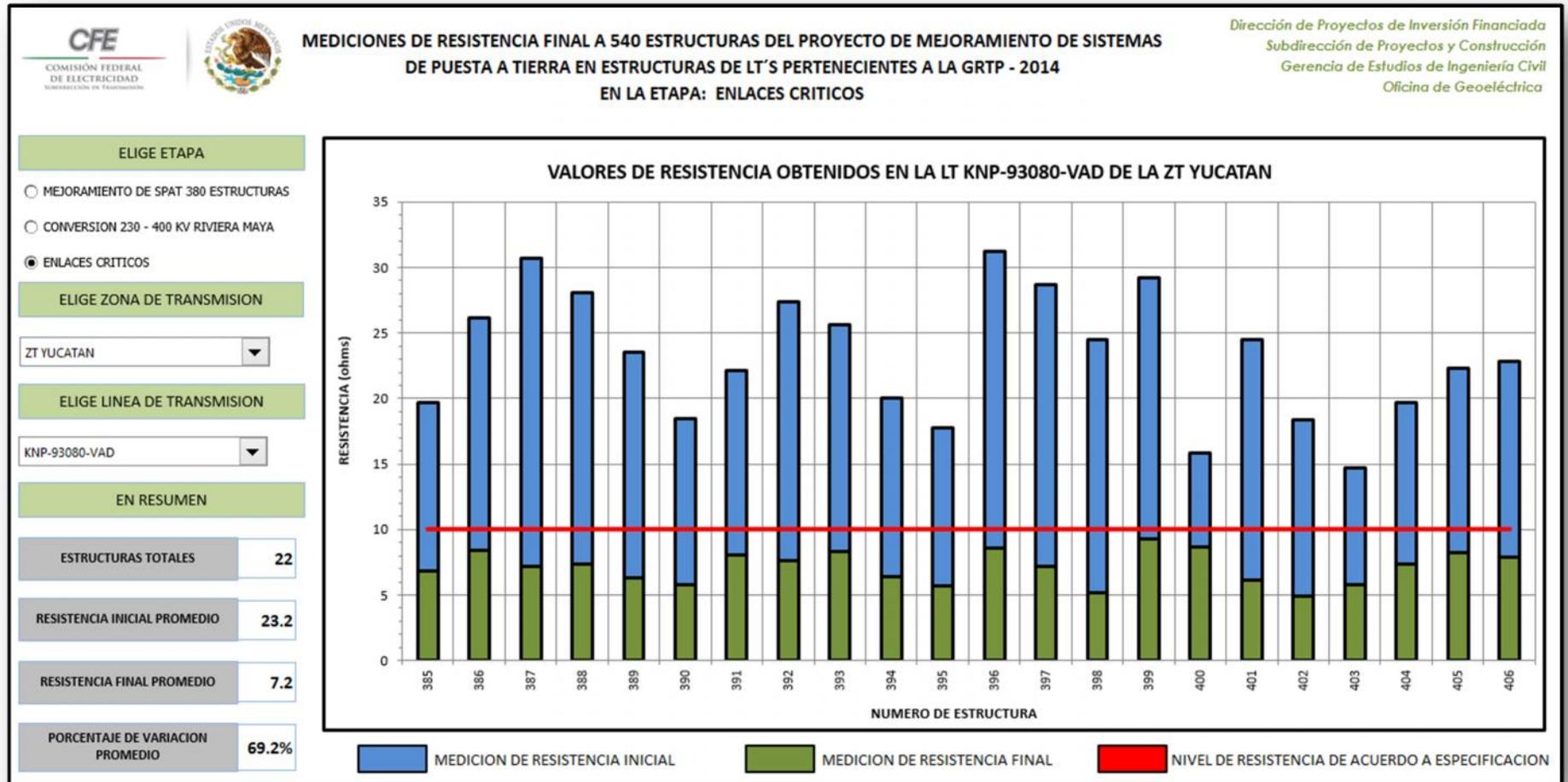
Se realizaron 23 estructuras en total para la LT KNP-93080-VAD, correspondientes a la etapa 1, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 19.1 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 6.1 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 68.2%, para esta LT.



Se realizaron 29 estructuras en total para la LT TIC-93100-VAD, correspondientes a la etapa 1, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 16.4 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 4.0 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 75.4%, para esta LT.



Se realizaron 25 estructuras en total para la LT TIC-93100-VAD, correspondientes a la etapa 2, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 14.7 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 5.3 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 64.0%, para esta LT.

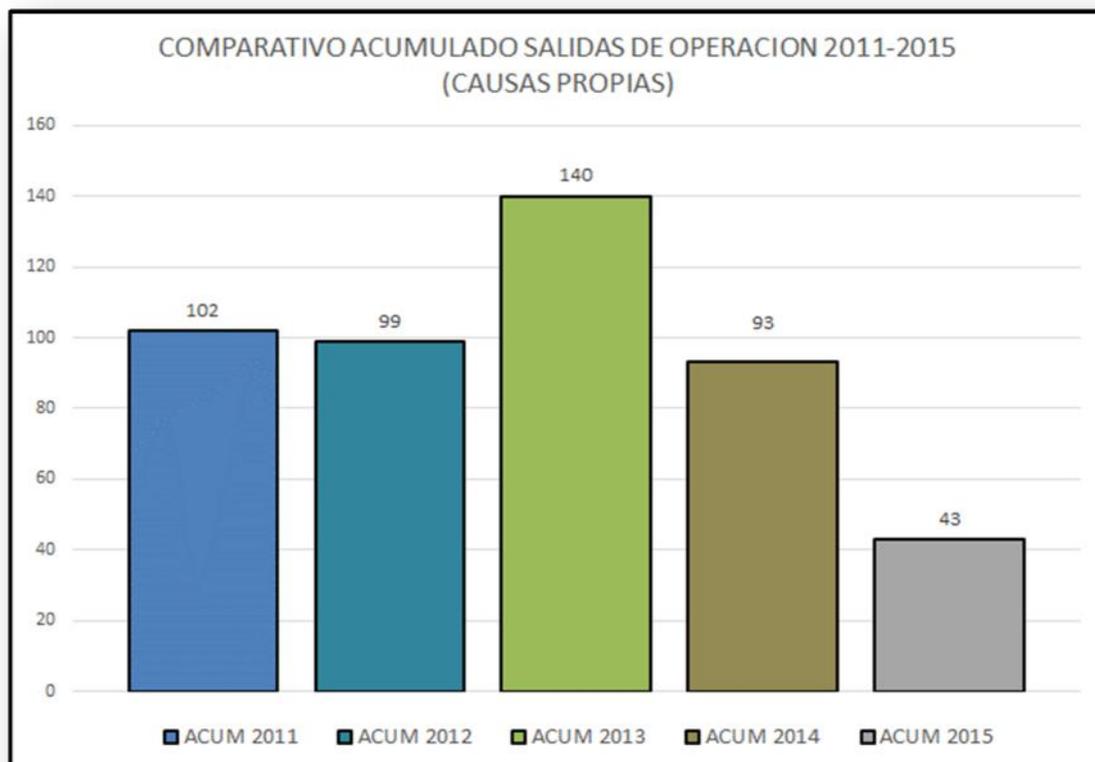


Se realizaron 22 estructuras en total para la LT KNP-93080-VAD, correspondientes a la etapa 3, las cuales tenían una resistencia inicial promedio de 23.2 ohms, para disminuirla a una resistencia final promedio de 7.2 ohms, lo que representa un porcentaje de variación promedio del 69.2%, para esta LT.

Finalmente, las gráficas mostradas anteriormente con los resultados de resistencias de puesta a tierra previa y posterior a la implementación en campo de los sistemas de puesta a tierra diseñados a las 540 estructuras, nos presentan un panorama inmediato de los efectos positivos que tuvo la ejecución del proyecto sobre cada una de las estructuras, al disminuir considerablemente, el valor de resistencia de puesta a tierra previa con respecto a la resistencia de puesta a tierra final, lo cual disminuye considerablemente la probabilidad de que en estas estructuras se presente el fenómeno de flameo inverso y provoque fallas en las líneas de transmisión.

Sin embargo para poder corroborar el funcionamiento de los sistemas implementados durante la ejecución de este proyecto, es necesario recurrir a los datos históricos que lleva la GRTP a lo largo de los años, esto para apreciar la disminución de los eventos de fallas en las LT's a causa de las descargas atmosféricas. El período corresponde a los años 2011 a julio de 2015.

<sup>12</sup>Gráfica 2. Salidas de operación acumuladas de LT's por año, a razón de causas propias.

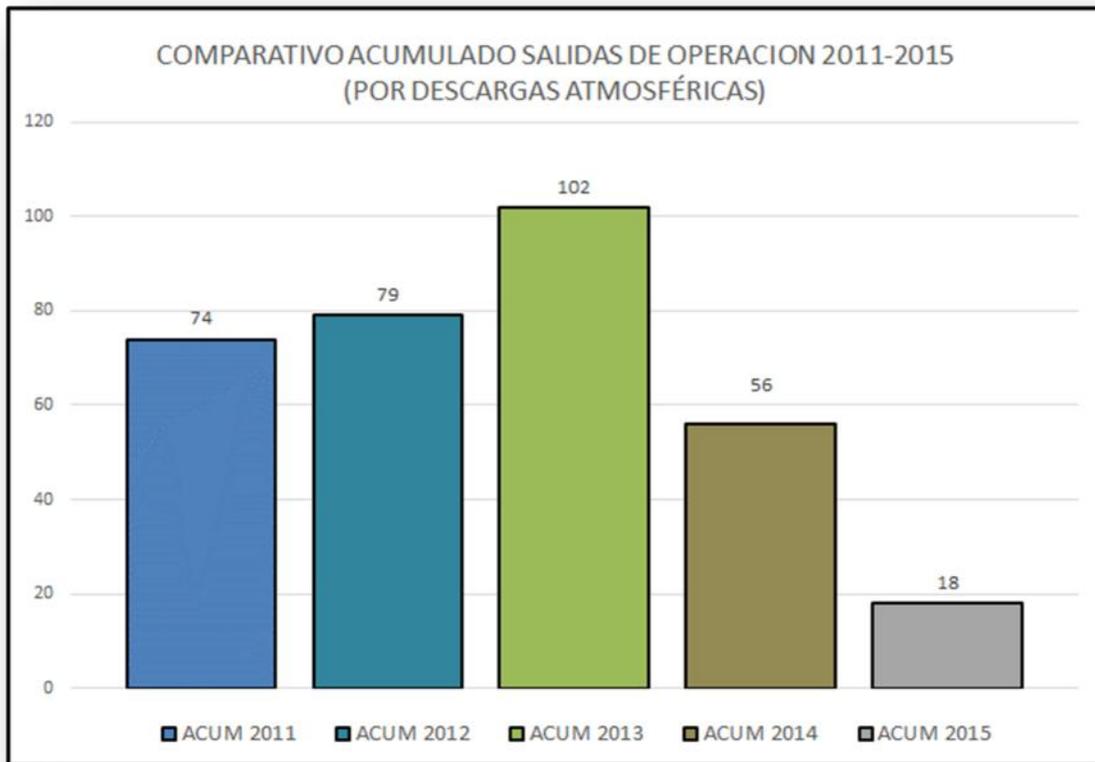


En la gráfica anterior podemos apreciar las salidas de operación acumuladas por año de acuerdo a datos proporcionados por la GRTP, el dato del año 2015 es el acumulado a lo largo de este año hasta el mes de Julio, y se puede apreciar una disminución considerable en el acumulado de salidas de operación, es necesario considerar que se toman en cuenta las fallas por causas propias, incluyendo descargas atmosféricas, quema de maleza, contaminación, vientos fuertes entre otros.

<sup>12</sup> Fuente: Gerencia Regional de Transmisión Peninsular – Julio 2015.

Ahora bien, como las fallas en las que focalizamos los resultados de la implementación de los diseños de puesta a tierra, se basan en las descargas atmosféricas, vemos a continuación la cifra de disminución en este rubro a lo largo del mismo período.

<sup>13</sup>Gráfica 3. Salidas de operación acumuladas de LT's a causa de descargas atmosféricas.



En la gráfica anterior se puede ver más claramente la disminución en el índice de salidas de operación de líneas de transmisión en la zona de influencia de la GRTP, debido a descargas atmosféricas, esto sucede a partir del año 2014 y hasta el mes de julio del 2015, además es necesario indicar que en las estructuras donde se han realizado trabajos de mejoramiento de los sistemas de puesta a tierra no se han presentado fallas por flameo inverso nuevamente.

Con respecto al año 2015, se tienen hasta el mes de julio 18 fallas debido a descargas atmosféricas, sin embargo será necesario comparar este dato al mes de diciembre, ya que por estadísticas, los meses en que más fallas se presentan a causa de descargas atmosféricas suele ser en agosto y septiembre, por lo cual podría incrementarse la cifra para este último año.

Finalmente como podemos apreciar, a partir del año 2014 se presenta una tendencia a la baja en las salidas de operación, tanto en las generales (por causas propias), como las causadas por el fenómeno de flameo inverso, ocasionada mayormente por descargas atmosféricas, esta tendencia cumple con el objetivo fijado al inicio del proyecto, disminuir la probabilidad de tener fallas a causa de estos fenómenos, lo que implica que económicamente hablando, este proyecto representa una buena relación costo-beneficio.

<sup>13</sup> Fuente: Gerencia Regional de Transmisión Peninsular – Julio 2015.

## 9. CONCLUSIONES.

El proyecto denominado “**Mejoramiento de sistemas de puesta a tierra con contra-antenas y electrodos verticales a 540 estructuras y estudio geofísico de resistividad en LT’s de la GRTP – 2014**”, solicitado por la GRTP a la GEIC de la Comisión Federal de Electricidad, tiene gran relevancia en el sistema eléctrico de la zona peninsular, teniendo como principal función, disminuir la probabilidad de que se presenten fallas a causa del fenómeno de flameo inverso, provocado principalmente por la presencia de descargas atmosféricas en las estructuras que soportan las líneas de transmisión o en sus cercanías, que pueden derivar en daños a los aislamientos entre los conductores y la estructura de soporte, teniendo como consecuencia salidas de operación de las líneas de transmisión, lo que representa pérdidas económicas considerables, así como deficiencias en los parámetros de confiabilidad del servicio eléctrico en la región.

Derivado de la ejecución del proyecto, realizado por la GEIC, a través del departamento de Sismotectónica y Exploración Geofísica y del departamento de Geoelectrónica, podemos concluir lo siguiente:

- El objetivo principal del proyecto, disminuir los índices de salida de operación de las líneas de transmisión, se ha cumplido satisfactoriamente, ya que de acuerdo a los datos estadísticos de la GRTP, del año 2013 al 2014, las fallas en las líneas de transmisión de la zona a consecuencia de descargas atmosféricas, ha disminuido considerablemente, teniendo en el 2013 la cantidad de 102 fallas, por cierto un año atípico en cuanto a condiciones climatológicas en la zona peninsular y disminuyendo en el 2014 a 56 fallas.
- Continuando con las estadísticas, se tiene que en el período de enero a julio del año 2015, únicamente se han presentado 18 fallas en líneas de transmisión a causa de descargas atmosféricas, lo cual tiene una tendencia hacia la baja comparado con los años 2013 y 2014 visto en el punto anterior, sin embargo es necesario considerar que con base a estadísticas anuales, los meses donde se presenta el mayor número de salidas de operación son agosto y septiembre a lo largo de los años, por lo cual, la cifra actual de 18 fallas podría incrementarse, sin embargo no a los niveles del año 2013.
- Se realizó un estudio detallado de manera particular para cada una de las 540 estructuras asignadas por la GRTP, obteniendo secciones geoelectrónicas del terreno donde se ubica cada una de las estructuras, consiguiendo los valores de resistividad idóneos a diferentes profundidades, permitiendo elaborar los diseños del sistema de puesta a tierra para cada estructura en particular, logrando alcanzar el estrato menos resistivo del terreno, propiciando la instalación de sistemas efectivos. Los datos de resistividad, así como las profundidades de los diferentes estratos del terreno son sumamente importantes para la elaboración de los diseños, representan la parte medular de un buen diseño de puesta a tierra.

- Los sistemas de puesta a tierra con que contaban inicialmente algunas estructuras presentaban deficiencias evidentes, motivo por el cual demasiadas estructuras tenían valores de resistencia de puesta a tierra bastante elevados, entre las deficiencias se pudieron observar soldaduras mal aplicadas entre las estructuras y el cable de puesta a tierra, las varillas que formaban parte del electrodo vertical fueron instalados a golpes, y debido a las condiciones superficiales del terreno de la región, instalarlo de esta manera provoca daños en el recubrimiento de cobre, dejando descubierto el acero de la varilla, lo que reduce considerablemente la vida útil del material, algunas estructuras presentaban evidencias de vandalismo, es decir robo del cable de puesta a tierra, motivo por el cual se decidió encofrar el cable nuevo en la cimentación.
- Debido al tipo de condiciones que se encontraron en algunas estructuras antes de la implementación, la instalación de los sistemas nuevos se realizó con personal altamente capacitado, de acuerdo a los procedimientos estipulados tanto internos como de los proveedores de materiales y con supervisión continua por personal de la GEIC, asegurando una instalación adecuada, duradera y eficiente. Además la calidad de los materiales tiene gran importancia en el buen funcionamiento de los sistemas.
- Con los resultados obtenidos, reafirmamos la importancia de diseñar sistemas de puesta a tierra adecuados en los sistemas eléctricos, ya que en muchas ocasiones se subestima la importancia de contar con buenos sistemas de puesta a tierra, lo que provoca daños e inestabilidad en los sistemas eléctricos y por consecuencia representan pérdidas económicas considerables.

Finalmente, en la parte personal puedo concluir que este proyecto ha sido parte fundamental para mi desarrollo profesional dentro de la GEIC, gracias a los resultados positivos que aún en el año 2015 se siguen visualizando, y que me permiten colocarme como un buen líder de proyecto, además de abrir nuevas oportunidades para nuevos retos que siempre serán bienvenidos. De igual manera he ganado mayor confianza de parte de mis superiores en la GEIC y del personal de la GRTP, quienes solicitan se realicen más trabajos de mejoramiento de los sistemas de puesta a tierra de más estructuras con el mismo objetivo.

Sin embargo, todo lo anterior no podría haber sido así, de no contar con conocimientos sólidos y una formación profesional como la impartida en la Universidad Nacional Autónoma de México, precisamente en la Facultad de Ingeniería, donde además de dotarnos de conocimientos sólidos y muy completos, se nos forma para resolver y dar soluciones a cualquier problema que nos enfrentemos, se nos inculca también la parte humanística, parte indispensable cuando se interactúa con gran cantidad de personas, ya sea bajo tus indicaciones o involucrados indirectamente en el proyecto, y como no recordarlo también, el trabajo bajo presión, cualidades sin las cuales, este importante proyecto tal vez tendría otra historia.

## 10. BIBLIOGRAFÍA.

- [1]. NOM-001-SEDE-2005. Instalaciones eléctricas (Utilización).
- [2]. STD-80-2000 IEEE Guía de seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de AC.
- [3]. STD-81-1983 IEEE Guía para la medición de resistividad de tierra, impedancia de tierra y potenciales de superficie en tierra de un sistema de puesta a tierra.
- [4]. STD-837-1989 IEEE Estándares de calidad para conexiones permanentes utilizadas en sistemas de puesta a tierra de subestaciones.
- [5]. CFE-00JL0-28-2008. Redes de tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 a 400 kV.
- [6]. CFE-J1000-50-2000. Diseño de torres y sus cimentaciones para líneas de transmisión.
- [7]. CFE-DCDLTA01. Diseño de líneas de transmisión aéreas.
- [8]. CFE 56100-16-2011. Electrodo para tierra.
- [9]. CFE DY700-26-2015. Conexiones de soldadura exotérmica para sistemas de puesta a tierra de líneas, subestaciones eléctricas y redes subterráneas de distribución y transmisión.
- [10]. CFE E0000-33-2013. Alambre y cable de acero con recubrimiento de cobre soldado.
- [11]. NRF-017-CFE-2008. Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).
- [12]. NRF-018-CFE-2004. Aisladores tipo suspensión de porcelana o de vidrio templado.
- [13]. NRF-043-CFE-2011. Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensiones de 69 kV a 400 kV.
- [14]. NRF-044-CFE-2006. Aisladores de suspensión sintéticos para líneas de transmisión en tensiones de 161 kV a 400 kV.
- [15]. NMX-J-098-ANCE-1999. Sistemas Eléctricos de Potencia – Suministro – Tensiones Eléctricas Normalizadas.
- [16]. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA.  
Enríquez Harper, Gilberto.  
Noriega Editores.
- [17]. MANUAL DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.  
Enríquez Harper, Gilberto.  
Sección IEEE México.

- [18]. ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.  
Stevenson D. William.  
Segunda edición 1982.  
McGraw Hill, segunda edición.
- [19]. ALTA TENSIÓN Y SISTEMAS DE POTENCIA.  
Siegert A. Carl.  
Segunda edición 1983.  
Editorial Limusa.
- [20]. APUNTES DE SISTEMAS DE POTENCIA.  
Chazaro Aparicio Ramón.  
Editorial Universidad Veracruzana.  
Textos Universitarios.
- [21]. HF EARTH RESISTANCE MEASURING INSTRUMENT HW2S  
Manual de usuario ABB HW2A.  
ABB AG.  
Service Power Technologies.
- [22]. HIGH FREQUENCY EARTH TESTER.  
Manual de Usuario TM25R.  
Megabras Industria Electrónica.