



ESTUDIO DE REGLAMENTARIEDAD, PROPUESTAS DE  
ACTUACIÓN Y DISEÑO DE UNA LÍNEA NUEVA DEL  
CIRCUITO 7 DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE  
EÓLICO SIERRA JUÁREZ I, BAJA CALIFORNIA, MÉXICO

DIRECTORA  
M<sup>a</sup> Inmaculada Blázquez García

ALUMNO  
José Manuel Clavaguera López-Puigcerver



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### **1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.**

El autor D. José Manuel Clavaguera López-Puigcerver

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *ESTUDIO DE REGLAMENTARIEDAD, PROPUESTAS DE ACTUACIÓN Y DISEÑO DE UNA LÍNEA NUEVA DEL CIRCUITO 7 DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO SIERRA JUÁREZ I, BAJA CALIFORNIA, MÉXICO*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### **2º. Objeto y fines de la cesión.**

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### **3º. Condiciones de la cesión y acceso**

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### **5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

podieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

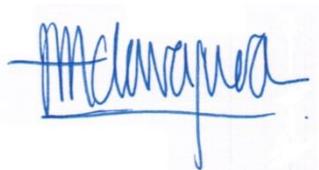
**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 30 de mayo de 2018

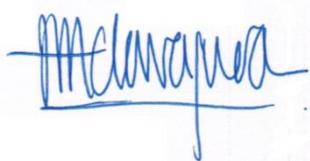
**ACEPTA**



Fdo. José Manuel Clavaguera López-Puigcerver

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *ESTUDIO DE REGLAMENTARIEDAD, PROPUESTAS DE ACTUACIÓN Y DISEÑO DE UNA LÍNEA NUEVA DEL CIRCUITO 7 DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO SIERRA JUÁREZ I, BAJA CALIFORNIA, MÉXICO* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2017/2018. es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: José Manuel Clavaguera López-Puigcerver Fecha: 30/05/2018

Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: M. Inmaculada Blázquez García Fecha: 03/06/2018



## RESUMEN

El parque eólico Sierra Juárez I, situado en la localidad La Rumorosa (municipio de Tecate, estado de Baja California, México), está compuesto por 47 aerogeneradores VESTAS de 3,3MW, y su potencia se evacúa en su totalidad hacia la Southwest Powerlink de EEUU.

La construcción del parque eólico Sierra Juárez I (nombre que ya sugiere una futura ampliación) dio pie a la inevitable necesidad de construir una infraestructura de evacuación de la energía generada. Para ello se diseñaron, con mayor o menor rigor, siete circuitos de 34,5kV que recogían energía de los aerogeneradores y la transportaban hasta la subestación de Sierra Juárez, de donde parte una línea de 220kV hacia los Estados Unidos.

En la práctica, los circuitos fueron fuente de grandes pérdidas (de energía y por tanto económicas) para los dueños del parque, puesto que las múltiples fallas de estos dejaban fuera de servicio a parte del parque con una frecuencia inusitada. La labor recogida aquí, aúna un trabajo de estudio de la reglamentariedad de los circuitos (analizar qué elementos de estos no cumplen con la normativa estatal para instalaciones eléctricas), de propuestas de actuación (posibles remedios al estado actual de la línea), y de diseño completo de una línea nueva.

Del análisis de la instalación existente se obtuvieron una serie de conclusiones:

1. La ingeniería original es deficiente. No existen planos de perfil de la línea, y la puesta en obra da la sensación de haber sido hecha sin una planificación exhaustiva.
2. Aunque diversos elementos están dimensionados cumpliendo con la normativa, no funcionaron bien en la práctica. Esto se debe a que la normativa no predice bien la climatología de la zona. En la Sierra Juárez, se han dado en los últimos años vientos de hasta 152km/h y situaciones de nieve y hielo.

De esas dos conclusiones se extraen diversos problemas generalizados en la línea: cimentaciones inexistentes, gran cantidad de apoyos sin puesta a tierra, apoyos en deformación permanente, vanos que no cumplen distancias de seguridad entre conductores, vanos que no cumplen distancias de seguridad al suelo, apoyos mal atirantados, tirantes puestos en tensión, cables válidos pero no elegidos eficientemente, aisladores mal dimensionados...



Las remediaciones a hacer sobre la línea incluían recambio de cables, retensado de vanos, recambio de apoyos, cimentación de apoyos, instalaciones de puesta a tierra, recambio de aisladores y herrajes e instalación de amortiguadores. El gran costo que esto supone, en relación a la eficiencia del parche que esto es, da lugar a la idea del diseño de una línea nueva.

Para el diseño de la línea nueva, realizado con el apoyo del software PLS-CADD, se consideraron los vientos reales de la zona y las situaciones extremas de temperatura. Con esto claro, se volvió a trazar la línea escogiendo un camino más eficiente, se eligieron apoyos más robustos, un único tipo de conductor, y aisladores, herrajes y accesorios válidos.

La solución hallada para la línea se estima eficiente.

## ABSTRACT

The Sierra Juarez I wind farm, located in the town of La Rumorosa (municipality of Tecate, state of Baja California, Mexico), is composed of 47 VESTAS wind turbines of 3.3 MW, and its power is evacuated in its entirety to the southwest Powerlink, in the USA.

The construction of the Sierra Juarez I wind farm lead to the unavoidable need of building an infrastructure to evacuate the generated energy. To this end, seven 34.5kV circuits were designed, with greater or lesser rigor, which recognized the energy of the wind turbines and the transportation to the Sierra Juárez substation, from where a 220kV line departs to the United States.

In practice, the circuits were the cause of multiple losses, as the multiple failures of these left out of service part of the installation with an unusual frequency. The work presented here, does a study of the regulation of the circuits, proposals for action, and complete design of a new line.

From the analysis of the installation a series of conclusions were drawn:

1. The original engineering is deficient. There are no plans of profile of the line, and it seems like it was built without a thorough planification.
2. Although the elements were dimensioned complying with the regulations, they do not work well in practice. This is because the regulations do not predict the climatology of



the area correctly. In the Sierra Juarez, there are winds of up to 152 km/h and situations of snow and ice have occurred in recent years.

From these conclusions, several generalized problems in the line are drawn: nonexistent foundations, large number of poles without grounding system, permanent deformation in the concrete poles, spans that do not keep the security distance with the ground, spans that do not keep safety distances between conductors, poles badly braced, valid cables but not chosen efficiently, poorly dimensioned insulators ...

The remediations to be made on the line include the change of cables, retension of spans, change of supports, foundation of supports, installations of grounding, change of insulators and fittings and installation of dampers. The great cost that this implies, in relation to the efficiency of the patch that this is, gives rise to the idea of designing a new line.

For the design of the new line, made with the PLS-CADD support software, the real winds of the area and the extreme temperature situations were considered. With this clear, the line was redrawn, more robust towers were chosen, a single type of cable, and different insulators and accessories.

The solution found for the line is considered to be efficient.



## ÍNDICE

I. MEMORIA .....	14
1.1. INTRODUCCIÓN .....	16
1.1.1. CONTEXTO DEL PROYECTO .....	17
1.1.3. MOTIVACIÓN .....	21
1.1.4. OBJETIVO .....	22
1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE.....	22
1.2.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO AÉREO DE LA LÍNEA.....	23
1.2.2. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA.....	26
1.2.3. ACTUACIONES SOBRE LA INFRAESTRUCTURA .....	51
1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LÍNEA NUEVA .....	54
1.3.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO AÉREO DE LA LÍNEA.....	54
1.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA. DISEÑO.....	58
II. CÁLCULOS .....	67
2.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	69
2.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR .....	69
2.1.3. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	69
2.1.4. PARÁMETROS ELÉCTRICOS .....	70
2.1.5. MODELO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA .....	76
2.1.6. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA.....	77
2.1.7. AISLAMIENTO.....	78
2.1.8. PÉRDIDAS DE POTENCIA .....	80
2.1.9. CÁIDA DE TENSIÓN .....	82
2.1.10. EFECTO CORONA .....	83
2.1.11. PUESTA A TIERRA.....	85
2.2. CÁLCULOS MECÁNICOS .....	92
2.2.1. SOLICITACIONES MECÁNICAS SOBRE CONDUCTOR.....	92
2.2.2. SOLICITACIONES MECÁNICAS SOBRE CABLE DE GUARDA .....	110
2.2.3. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	127
2.2.4. CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS.....	129
2.2.5. CÁLCULO DE CIMENTACIONES EN LOS APOYOS DE LAS LÍNEAS .....	145
2.3. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD .....	145
III. PLANOS.....	150



IV. PLIEGO DE CONDICIONES .....	152
VI. PRESUPUESTO .....	155
6.1. PRESUPUESTO ACTUACIONES SOBRE LA LÍNEA .....	157
6.2. PRESUPUESTO LÍNEA NUEVA .....	160
6.2.1. PRESUPUESTOS PARCIALES.....	160
6.2.1.1. Materiales línea aérea .....	160
6.2.1.2. Montaje línea aérea.....	162
6.2.1.4. Varios línea aérea .....	164
6.2.2. PRESUPUESTO GENERAL.....	165
VII. BIBLIOGRAFÍA .....	167



## ÍNDICE DE IMÁGENES

Ilustración 1. Plano del emplazamiento.....	18
Ilustración 2. Relación de fallos del circuito 7.....	19
Ilustración 3. Carta geológica .....	21
Ilustración 4. Cable ACSR .....	29
Ilustración 5. Conductores demasiado tensos .....	32
Ilustración 6. Aisladores entre fases .....	35
Ilustración 7. Apoyos en deformación permanente .....	36
Ilustración 8. Grapa de suspensión armada.....	38
Ilustración 9. Amortiguadores Stockbridge .....	39
Ilustración 10. Apoyos colapsados.....	40
Ilustración 11. Cimentación inexistente .....	41
Ilustración 12. Ejemplo de apoyo antireglamentario.....	43
Ilustración 13. Poste y cruceta.....	47
Ilustración 14. Ejemplo de apoyo .....	48
Ilustración 15. Ejemplo de apoyo .....	48
Ilustración 16. Tirante en tensión.....	49
Ilustración 17. Cascading failure .....	53
Ilustración 18. Comparación de las trazas .....	56
Ilustración 19. Geometría de la cabeza. ....	63
Ilustración 20. Esquema eléctrico de una línea .....	70
Ilustración 21. Cable .....	72
Ilustración 22. Cruceta.....	74
Ilustración 23. Geometría de la cabeza .....	75
Ilustración 24. Modelo en $\pi$ para una línea corta.....	76
Ilustración 25. Matriz de transferencia.....	76
Ilustración 26. Esquema de la línea .....	81
Ilustración 27. Esquema de la línea .....	82
Ilustración 28. Efecto corona en los descargadores de una cadena de aisladores .....	84
Ilustración 29. Conexión circuitos de secuencia ante falta monofásica a tierra .....	86
Ilustración 30. Límite térmico .....	88



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de la línea .....	20
Tabla 2. Potencia en el circuito 7 .....	23
Tabla 3. Trazado aéreo. Tramo 1 .....	23
Tabla 4. Trazado aéreo. Tramo 2 .....	25
Tabla 5. Coordenadas apoyos .....	25
Tabla 6. Relación conductores instalados. Límite estático.....	30
Tabla 7. Relación conductores instalados. EDS.....	31
Tabla 8. Relación conductores instalados. CHS.....	32
Tabla 9. Relación vanos excedidos.....	33
Tabla 10. Relación apoyos instalados .....	37
Tabla 11. Relación apoyos con puesta a tierra .....	42
Tabla 12. Resumen de vanos antirreglamentarios.....	47
Tabla 13. Distancias antirreglamentarias.....	49
Tabla 14. Potencia en el circuito 7. Línea nueva.....	54
Tabla 15. Localización de los nuevos vértices .....	55
Tabla 16. Relación de apoyos .....	57
Tabla 17. Esfuerzo útil por hipótesis. Tipo MILANO.....	61
Tabla 18. Esfuerzo útil por HU. Tipo MILANO .....	62
Tabla 19. Cabeza SM4C.....	63
Tabla 20. Esfuerzo útil por hipótesis. Tipo HALCÓN .....	64
Tabla 21. Esfuerzo útil por HU. Tipo HALCÓN .....	64
Tabla 22. Esfuerzo útil por hipótesis. Tipo HALCON REAL.....	65
Tabla 23. Esfuerzo útil por HU. Tipo HALCÓN REAL.....	65
Tabla 24. Densidades de corriente admisibles.....	78
Tabla 25. Normativa CFE para aisladores.....	79
Tabla 26. Distancia mínima de fuga .....	80
Tabla 27. Resumen pérdidas.....	81
Tabla 28. Parámetros Efecto Corona .....	85
Tabla 29. Resumen parámetros para cálculo PAT.....	88
Tabla 30. Límites tendido conductor .....	94
Tabla 31. Estudio mecánico del conductor (I).....	96
Tabla 32. Estudio mecánico del conductor (II).....	97
Tabla 33. Estudio mecánico del conductor (III).....	99
Tabla 34. Tabla de regulación conductor .....	101
Tabla 35. Límite tendido OPGW.....	111
Tabla 36. Estudio mecánico del cable de guarda (I).....	113
Tabla 37. Estudio mecánico del cable de guarda (II).....	114
Tabla 38. Estudio mecánico del cable de guarda (III).....	116
Tabla 39. Tabla de regulación cable de guarda.....	118
Tabla 40. Hipótesis de carga. Apoyos de suspensión.....	130
Tabla 41. Hipótesis de carga. Apoyos de amarre .....	132





## I. MEMORIA





## 1.1. INTRODUCCIÓN

Uno debiera ser consciente del largo camino que ha recorrido la ingeniería eléctrica en su, digámoslo ya, breve historia. Aunque el ser humano era consciente de determinados fenómenos de la naturaleza e intuía el papel que la electricidad tenía en ellos, no fue hasta 1646 cuando el término *electricidad* fue usado por primera vez por el escritor Thomas Browne en su obra *Pseudodoxia Epidemica*. Muchos han sido los hombres y mujeres que, desde que se acuñó la palabra, han contribuido a lo que hoy algunos nos orgullecemos de llamar ingeniería eléctrica. La discusión entre Volta y Galvani que dio lugar a la invención de la pila (1800), la enunciación del principio de inducción de Michael Faraday y el desarrollo del primer generador eléctrico (1831), las primeras máquinas rotativas de corriente continua (ya perfeccionadas allá por 1880), la unificación que supuso la teoría de Maxwell (1881), los primeros transformadores de núcleo cerrado (1885), el motor de inducción bifásico (1883) desarrollado por Tesla y usado para la central hidroeléctrica de Westinghouse del Niágara (1893) de nada menos que 37MW, y curiosamente funcionando a 25Hz pues las frecuencias industriales todavía no habían sido instauradas, el motor asíncrono trifásico de doble jaula de ardilla y rotor devanado (¡de rendimiento cercano al 80%!) de Dolivo-Dobrowolsky (1888), las máquinas multipolares de Charles E.L. Brown, así como la infame Guerra de las Corrientes que enfrentaría a Edison (quien formaría la compañía ahora conocida como General Electric) con Tesla y Westinghouse son sólo algunos de los hitos que indefectiblemente marcaron la historia de la técnica y de la sociedad, pues la concepción de nuestra vida cotidiana exenta de las prestaciones que nos brinda la electricidad supone un ejercicio de elucubración que debiera ser relegado a las mentes más imaginativas.

Mientras tanto el ingeniero, que ha de tener los pies en el suelo, es consciente del reto que suponen los sistemas eléctricos a día de hoy, y es que desde los años setenta las necesidades energéticas mundiales se han duplicado, rondando ahora el consumo de las 12275 megatoneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Sin ir más lejos, los informes anuales de Red Eléctrica Española (REE de ahora en adelante) cifran el consumo energético español en unos 250TWh en 2016, habiendo alcanzado los 265TWh en 2008. Sirva esto para orientar al lector en cuanto a órdenes de magnitud se refiere.



### 1.1.1. CONTEXTO DEL PROYECTO

México, emplazamiento del proyecto que sigue, opera con otros parámetros y órdenes de magnitud. Se trata de una república democrática, de capital Ciudad de México, situada al sur de América del Norte y de 1.964.375 km<sup>2</sup> (unas cuatro veces Francia), una extensión más que notable y que habrá de tener una influencia importante en la magnitud de la red eléctrica. En él, la producción, el control, el transporte y distribución y la comercialización de la energía eléctrica están llevadas a cabo por la Comisión Federal de Electricidad, empresa fundada en 1937, casi cuarenta años después de la instalación de la primera central de generación mejicana (1879) usada para la industria textil. Previo a la creación de la CFE, la electricidad no llegaba a más de la mitad de los hogares y en los que sí lo hacía el suministro era pobre y de baja calidad. El desarrollo tecnológico ha sido desde entonces más que notable. A principios del siglo XXI la capacidad eléctrica instalada era de 35.385 MW (frente a los 105.075MW instalados en España en octubre de 2017 que abastecen una demanda diaria que ronda, precisamente, los 35.000MW de media), y ascendió hasta 49GW en 2006; ello debería dar una idea del ritmo de crecimiento del sistema eléctrico en unos años. En cuanto a la mejora de calidad en el servicio es de interés comentar los indicadores operativos proporcionados por la CFE: a día de hoy el tiempo de interrupción por usuario en minutos sin afectación es de 34,449, mientras que en 2010 era de 135,643. Se trata de una mejora espléndida.

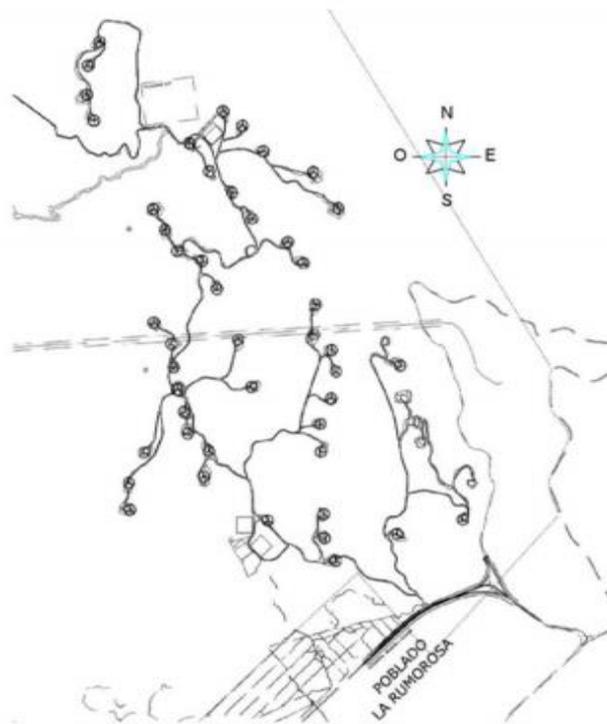
De los 49GW instalados, 73,6% son generados mediante energía térmica, 21,6% de hidroeléctrica, el 2,8% nuclear y el 2% geotérmica. Compárese esto con la distribución española para dar una cierta idea de la magnitud: 19,31% de hidroeléctrica, 7,19% de nuclear (nótese que, a pesar de representar solo un 7% de la potencia instalada total, suelen ser estas centrales las que satisfacen de manera constante entre el 15% y el 30% de la demanda total del país día a día), 44% de térmica (esto es, suma de fuel+gas, carbón, ciclo combinado, solar térmica y térmicas renovables), 21,8% de eólica y casi un 5% de fotovoltaica.

SENER, es el organismo encargado de la energía renovable y de la fijación de políticas en México, y en 2006 puso en marcha un plan para incorporar cerca de 25MW para el servicio público que ha desembocado recientemente, tras la 3ª subasta de energía eléctrica, en la planificación de 15 nuevas centrales de las llamadas energías limpias (nueve centrales solares, cinco eólicas y una de turbogas).

El Parque Eólico Energía Sierra Juárez en la localidad de La Rumorosa (Tecate, Baja California), emplazamiento específico del proyecto que sigue, que inició operaciones en 2015, confirma a



México como un notable proveedor en energías renovables para EE.UU.. El proyecto, pionero en la interconexión eléctrica entre México y Estados Unidos, fue desarrollado por Energía Sierra Juárez, empresa llevada a partes iguales por IEnova e Intergen, junto con CISA Energía y Anemo Energy, contratista de dicha filial. El parque está compuesto por 47 aerogeneradores Vestas de 3,3MW (esto es, un total de 155,1MW) de 690V y una serie de 7 circuitos de recolección y evacuación de la energía a 34,5kV que desembocan en la subestación Sierra Juárez, de la cual parte una línea transfronteriza hacia EE.UU. hacia la subestación de *San Diego East County* y hacia la *Southwest Powerlink*, una línea aérea de 500kV muy próxima a la frontera y que desemboca en la *Miguel Substation*.



*Ilustración 1. Plano del emplazamiento.*

Los fallos frecuentes en las líneas de todo el parque, clasificados por el cliente y resumidos aquí en el siguiente diagrama, tienen la consecución natural del disparo de las protecciones, son los que llevan a donde nos encontramos: IEnova contrató a una empresa española la ingeniería de la línea, y estos últimos a OSPREL para llevar a cabo un estudio de la reglamentariedad de la línea y propuesta de actuación sobre los circuitos 1 a 7 del parque de evacuación a 34,5kV.

El circuito a estudiar, el número 7, fue la sección del parque más propensa a fallar (representa el 28,79% de las fallas de las líneas de la instalación), dándose fallos eléctricos por principalmente por galope (*swing*) de los conductores, bajo condiciones de tormentas de nieve y viento. Puesto



que la información rescatada del proyecto original y la proporcionada por el cliente en algunos casos difiere, será la labor del ingeniero rehacer la ingeniería completa de la línea, reconsiderar todas las decisiones de diseño que fueron implantadas en la instalación y plantear una respuesta eficiente y fiable a los problemas existentes.

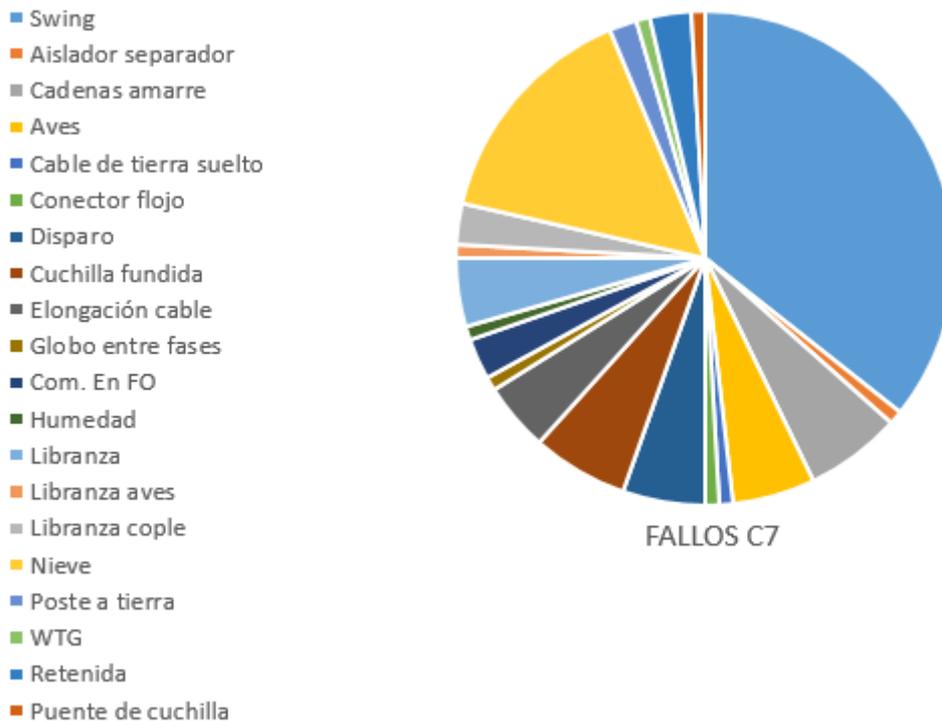


Ilustración 2. Relación de fallos del circuito 7.

El circuito que aquí nos ocupa es el 7, el último de la serie y el más próximo a la subestación. Falló en veinticuatro ocasiones entre diciembre de 2015 (esto es, desde el primer año que operó) y mayo de 2017. Se trata de un circuito de 2856 metros de longitud según la topografía existente, con 6 aerogeneradores dispuestos a lo largo de su traza, situado en el extremo noroeste del parque. Esto significa que estamos ante una línea que transporta 16,5MW. Es una instalación a la intemperie (el circuito se subdivide en 2 tramos aéreos interconectados por un tramo subterráneo de unos 20 metros de longitud) de servicio continuo y a unos 1300 metros de altitud sobre el nivel del mar. Las temperaturas oscilan entre -10°C y 45°C entre los periodos de invierno y verano, y los vientos alcanzan hasta 160 km/h. Los espesores de nieve registrados oscilan entre 15,5 y 300mm.



La instalación existente queda portada por apoyos (tipo PCR) en forma de poste o de pórtico de hormigón reforzado, conductores de acero y aluminio desnudos tipo ACSR y un cable de tierra (decisión cuando menos discutible).

La siguiente tabla resume las características principales de la línea.

*Tabla 1. Características de la línea*

Tipo	Aérea
Circuito	SC
Subconductores (n)	1
Longitud (m)	2833
Frecuencia (Hz)	60
Tensión (kV)	34,5
Potencia	16,5
Apoyos (n)	45

Las cimentaciones, en forma de pila, son de hormigón y la puesta de tierra está hecha a través de picas. Los aislamientos son porcelánicos y adecuados para el nivel de contaminación II registrado en la zona. Podría considerarse, sin embargo, la instalación de aislamientos de otros materiales.

Las fotografías obtenidas dan una idea del estado general de la línea, y permiten apuntar algunas deficiencias observables a primera vista.

#### 1.1.2. EMPLAZAMIENTO

La totalidad del parque eólico tiene unas 5658 hectáreas (56,58 kilómetros cuadrados) y está situado 60 km al oeste de Mexicali y casi 84 km al este de Tecate en la sección este de Ejido Jacumé, al norte del pueblo de La Rumorosa, casi colindante con la frontera con los EE.UU.. Se trata de un terreno escarpado y accidentado, con una altura media de unos 1300 m sobre el nivel del mar.

Desde el punto de vista geológico, y gracias a la Carta Geológica de la imagen proporcionada por el Servicio Geológico Mexicano, se sabe que el terreno tiene afloramientos de arenisca y esquisto bituminoso con piedra caliza marmórea y conglomerado (TRsJmMs), granodiorita y tonalita (KsGd-Tn), y conglomerado polimíctico con pequeñas cantidades de arenisca y esquisto bituminoso (TeCgp-Ar). Conocer la composición y las características del suelo, y en general



cualquier detalle pertinente a este, puede ser de utilidad en el futuro para el cálculo de las cimentaciones y la puesta a tierra.

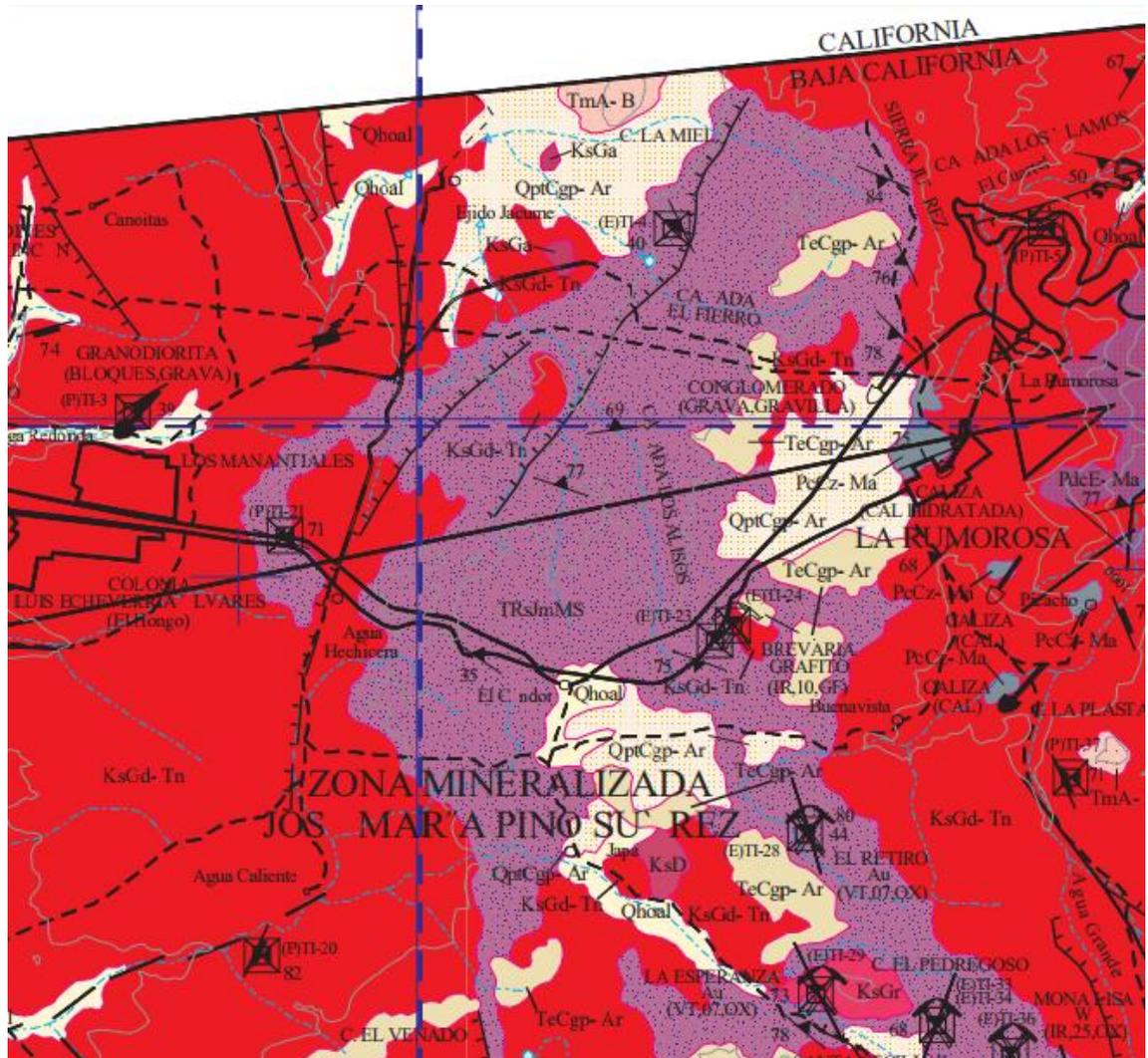


Ilustración 3. Carta geológica

### 1.1.3. MOTIVACIÓN.

El peso de la generación de energía ha sido llevado tradicionalmente y en todo el mundo por métodos como los combustibles fósiles, las centrales hidroeléctricas o las nucleares. Las desventajas (que, como en todo proceso técnico, existen) son harto conocidas. Trasladar parte de ese peso hacia las energías renovables ha sido una idea no sólo acatada por prácticamente la totalidad del mundo si no que ha sido llevada a la práctica con relativa eficiencia en la gran mayoría de países. Esta tendencia mundial no ha acabado de arrastrar a México hasta el



momento, en donde este proyecto, como bien señala el propio gobierno en el *Boletín de prensa 038* sobre la Tercera Subasta de Energía, supondría la definitiva anexión a la tendencia a diversificar las fuentes de energía. Dicha subasta de energía, más que significativa para el modelo de sistema eléctrico mexicano, ha sido la primera en la que se ha permitido entrar a compradores distintos de la CFE que, presentando su oferta de compra, han podido acceder a la compra de los tres productos ofertados: Energía, Potencia y Certificados.

Se trata, pues, de un momento histórico para las energías renovables en México y se estima de gran interés el realizar una ingeniería de calidad en la porción del sistema eléctrico que nos ocupa.

#### 1.1.4. OBJETIVO

El proyecto solicita una serie de recomendaciones de actuaciones que efectuar sobre la línea existente, o la consideración de la construcción de una nueva. Así pues, los objetivos principales del proyectista pueden resumirse en:

- Estudio de la instalación existente. Cotejo frente a la norma.
- Estudio de las condiciones medioambientales y su influencia sobre la instalación.
- Detección de negligencias en el diseño y la construcción.
- Redacción de propuestas de actuación. Presupuesto.
- Diseño de una línea nueva. Una serie de objetivos comprendidos en éste son:
  - Elección del conductor, previa comprobación de su validez.
  - Cálculos eléctricos de la línea.
  - Elección de los apoyos, previa comprobación de su validez.
  - Cálculos mecánicos de la línea.
  - Planos de la instalación: traza, apoyos, perfil de la línea y de la aparamenta seleccionada.
  - Pliego de condiciones.
  - Presupuesto.

#### 1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE

El circuito 7, último de la serie que conforma la totalidad de la instalación de evacuación de



energía del parque eólico de Sierra Juárez I, México, se sitúa en el extremo noroeste de la instalación.

Tabla 2. Potencia en el circuito 7

Circuito	Número de Aerogeneradores	Potencia a evacuar
7	6	19,8 MW

Las seis turbinas que lo conforman se denominan como:

- T-001
- T-002
- T-003
- T-004
- T-027
- T-028

Que, como es deducible, es indicativo del apoyo al que están más próximas y a través del cual incorporan su potencia generada a la línea. La totalidad de la línea, portada por un total de **45 apoyos** tiene 2.833 metros de longitud, donde tan solo 19 de los cuales son subterráneos. Esto es información de la línea construida, y no necesariamente coincidirá con la línea a diseñar. El estudio que sigue únicamente recoge el análisis de los tramos aéreos.

### 1.2.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO AÉREO DE LA LÍNEA

La totalidad de la línea existente queda dividida en dos tramos, cuya disposición de los apoyos queda resumida en las siguientes tablas.

#### TRAMO 1

Tabla 3. Trazado aéreo. Tramo 1

Distancia a origen	Apoyo inicial	Apoyo final	Ángulo con alineación anterior (g)	Longitud (m)
0	C7 - 01	C7 - 02	0	67,19
67,19	C7 - 02	C7 - 03	-4,65	79,97
147,16	C7 - 03	C7 - 04	13,31	61,78



Distancia a origen	Apoyo inicial	Apoyo final	Ángulo con alineación anterior (g)	Longitud (m)
208,94	C7 - 04	C7 - 05	-4,18	71,75
280,68	C7 - 05	C7 - 06	-33,05	69
349,69	C7 - 06	C7 - 08	37,87	108,84
458,53	C7 - 08	C7 - 09	57,97	20,43
478,95	C7 - 09	C7 - 10	-43,87	51,51
530,46	C7 - 10	C7 - 11	10,81	42,02
572,49	C7 - 11	C7 - 12	19,47	51,77
624,26	C7 - 12	C7 - 13	-0,97	50,12
674,38	C7 - 13	C7 - 14	65,58	61,92
736,3	C7 - 14	C7 - 15	1,37	149,82
886,12	C7 - 15	C7 - 16	-2,1	123,28
1009,4	C7 - 16	C7 - 17	9,49	36,46
1045,86	C7 - 17	C7 - 18	57,63	50,53
1096,39	C7 - 18	C7 - 19	0,35	68,87
1165,26	C7 - 19	C7 - 20	0	64,53
1229,79	C7 - 20	C7 - 21	10,62	85,65
1315,44	C7 - 21	C7 - 22	-26,39	79,67
1395,11	C7 - 22	C7 - 23	1,1	71,17
1466,28	C7 - 23	C7 - 24	15,21	57,26
1523,54	C7 - 24	C7 - 25	-0,88	57,95
1581,49	C7 - 25	C7 - 26	-48,06	67,39
1648,87	C7 - 26	C7 - 27	-28,31	45,43
1694,3	C7 - 27	C7 - 28	-21,1	70,08
1764,39	C7 - 28	C7 - 29	-2,17	71,43
1835,82	C7 - 29	C7 - 30	49,33	85,36
1921,18	C7 - 30	C7 - 31	17,35	61,58
1982,76	C7 - 31	C7 - 32	-12,71	66,51
2049,27	C7 - 32	C7 - 33	-18,23	37,01
2086,28	C7 - 33	C7 - 34	-32,55	59,23
2145,51	C7 - 34	C7 - 35	42,97	79,12
2224,63	C7 - 35	C7 - 36	-70,6	0
2224,63	C7 - 36	C7 - 37	0	68,65
2293,28	C7 - 37	C7 - 38	70,59	71,32
2364,6	C7 - 38	C7 - 39	58,29	78,11
2442,71	C7 - 39	C7 - 43	0,16	76,49



## TRAMO 2

Tabla 4. Trazado aéreo. Tramo 2

Distancia a origen	Apoyo inicial	Apoyo final	Ángulo con alineación anterior (g)	Longitud (m)
0	C7 - 40	C7 - 41	0,38	32,28
32,28	C7 - 41	C7 - 42	-0,27	21,52
53,8	C7 - 42	C7 - 43	62,56	134,1
187,9	C7 - 43	C7 - 44	0,28	23,3
211,2	C7 - 44	C7 - 45	-62,93	50,51
261,71	C7 - 45	C7 - 46	0	33,42

Las coordenadas con la geolocalización exacta de cada uno de los apoyos de la línea construida, así como con el tipo de poste instalado, son las recogidas en la siguiente tabla.

Tabla 5. Coordenadas apoyos.

Apoyo inicial	Distancia a origen	X	Y	Z	Structure Name
C7 - 01	0	585606,47	3607395,46	1303,82	RD3G/TAS
C7 - 02	67,19	585600,86	3607462,41	1313,82	TD3G
C7 - 03	147,16	585587,73	3607541,29	1313,71	TD3G
C7 - 04	208,94	585591,9	3607602,93	1314,28	TD3G/TAS
C7 - 05	280,68	585591,51	3607674,68	1309,83	DP3G
C7 - 06	349,69	585553,56	3607732,31	1316,69	RD3G/RD3
C7 - 08 <sup>1</sup>	458,53	585562,11	3607840,81	1351,37	RD3G/RD3G
C7 - 09	478,95	585580,22	3607850,25	1350,45	RD3G/RD3G/TAS
C7 - 10	530,46	585596,65	3607899,07	1351,12	TD3G
C7 - 11	572,49	585617,29	3607935,68	1349,8	TD3G
C7 - 12	624,26	585656,29	3607969,73	1342,4	TS3G
C7 - 13	674,38	585693,48	3608003,32	1340,52	RD3G/RD3G/TAS
C7 - 14	736,3	585750,27	3607978,64	1345,22	HA3G
C7 - 15	886,12	585886,2	3607915,64	1328,38	HA3G
C7 - 16	1009,4	585999,88	3607867,93	1302,76	AD3G
C7 - 17	1045,86	586030,72	3607848,48	1298,38	RD3G/RD3
C7 - 18	1096,39	586030,83	3607797,95	1296,29	TS3G

<sup>1</sup> Nótese que no hay apoyo C7 – 07. Tal es la notación utilizada en el proyecto original. Se entiende que entre los actualmente denominados apoyos C7 – 06 y C7 – 08 se pensaba colocar un apoyo, pues el vano existente entre ellos es particularmente largo.



Apoyo inicial	Distancia a origen	X	Y	Z	Structure Name
C7 - 19	1165,26	586030,55	3607729,08	1301,35	TS3G
C7 - 20	1229,79	586030,24	3607664,55	1306,98	TD3G
C7 - 21	1315,44	586014,05	3607580,45	1294,49	TD3G
C7 - 22	1395,11	586035,33	3607503,67	1292,41	TD3G
C7 - 23	1466,28	586053,02	3607434,73	1280,79	TD3G
C7 - 24	1523,54	586052,2	3607377,48	1269,74	TS3G
C7 - 25	1581,49	586052,27	3607319,53	1268,93	RE3G/RD3
C7 - 26	1648,87	586102,45	3607274,56	1254,33	TD3G
C7 - 27	1694,3	586146,61	3607263,9	1248,98	TD3G
C7 - 28	1764,39	586216,09	3607273,1	1250,24	TD3G
C7 - 29	1835,82	586286,5	3607285,15	1257,85	RD3G/RD3
C7 - 30	1921,18	586352,25	3607230,72	1268,27	TD3G
C7 - 31	1982,76	586385,81	3607179,09	1276,2	TD3G
C7 - 32	2049,27	586433,43	3607132,66	1282,2	TD3G
C7 - 33	2086,28	586466,69	3607116,41	1285,39	RD3G/RD3
C7 - 34	2145,51	586525,54	3607123,13	1298,67	RD3G/RD3/TAS
C7 - 35	2224,63	586589,18	3607076,12	1301,35	RD3G/TAS
C7 - 36	2224,63	586605,19	3607086,98	1298,38	RD3G/TAS
C7 - 37	2293,28	586613,02	3607155,18	1293,27	RD3G/RD3
C7 - 38	2364,6	586682,56	3607171,05	1297,55	RD3G/RD3
C7 - 39	2442,71	586737,38	3607115,4	1298,86	TS3G
C7 - 40	0	586790,91	3607060,76	1299,4	RD3G/TAS
C7 - 41	32,28	586749,13	3606933,34	1304,62	TS3G
C7 - 42	53,8	586742,52	3606912,86	1307,26	AD3G
C7 - 43	187,9	586732,4	3606882,2	1315,45	AD3G/RD3G/TAS
C7 - 44	211,2	586797,97	3607082,97	1299,69	AD3G/TAS
C7 - 45	261,71	586813,51	3607131,03	1302,07	RD3G/RD3
C7 - 46	295,13	586789,87	3607154,65	1299,35	AD3G

### 1.2.2. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA

La sensación general que nos procura un primer análisis de la línea es el de que se trata de un proyecto hecho por gente con pocos conocimientos y experiencia en la construcción de líneas de alta tensión. La ingeniería original de la línea no dispone de planos de perfil, que parece dar a entender que solo se ha trabajado en planta y que buena parte de las decisiones que han llevado al estado actual de la línea fueron tomadas a pie de obra.

Para analizar la problemática se propone un estudio dividido en los apartados que siguen.

#### 1.2.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES



Las características básicas de la instalación son las que siguen.

- Sistema: Corriente Alterna Trifásica.
- Frecuencia (Hz): 60.
- Tensión nominal: 34.5 kV.
- Tensión más elevada de la red: 38 kV.
- Nº de circuitos: generalmente 1, existiendo tramos de doble circuito también.
- Nº de conductores aéreos por fase: 1.
- Tipos de conductor aéreo:
  - Raven ACSR 1/0. Intensidad máxima admisible (A): 240.
  - Pigeon ACSR 3/0. Intensidad máxima admisible (A): 315.
  - Partridge ACSR 266. Intensidad máxima admisible (A): 455.
  - Tipo de cable de fibra óptica: Alumoweld con F.O. hasta 36 fibras.
- Número de cables de fibra óptica: 1.
- Tipo de aislamiento:
  - Aislador de composite.
  - Aislador tipo poste porcelánico.
- Apoyos: Hormigón tipo 12C750 y 15C800
- Cimentaciones: No se conocen.
- Puesta a tierra: Picas de toma de tierra en algunos apoyos.

#### 1.2.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

##### 1.2.2.2.1. CONDUCTOR

El conductor es el elemento encargado del transporte de la potencia a lo largo de la línea. Su correcta elección será de gran importancia, puesto que tendrá impacto en lo eléctrico y lo mecánico de la línea.

La problemática del diseño de conductores para líneas aéreas venía dada por los siguientes condicionantes:

- A) El **cobre** es un gran conductor (tiene una resistividad baja, de  $\rho = 0,0176 \Omega \cdot mm^2/m$ ), y no tiene mal comportamiento mecánico ( $\sigma=427$  MPa) pero no solo es muy caro (unas



3 veces más caro que el Aluminio, opción que se considerará después), sino que también es muy pesado ( $8900\text{kg/m}^3$ ), asunto que repercutirá en la mecánica del conductor y de los apoyos.

- B) El **aluminio** presenta una resistividad buena ( $\rho = 0,0260 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ) y es muy ligero ( $2700 \text{ kg/m}^3$ ), pero tiene una resistencia a tracción muy mala ( $\sigma=165 \text{ MPa}$ ) que lo imposibilita como opción para las líneas aéreas.

Esto por supuesto requiere una cuenta más, que es ver cuánto pesaría un alambre de una resistencia específica (el de aluminio necesitará más sección).

En el caso del cobre, que tendría una sección de  $0,0176\text{mm}^2$ :

$$1,76 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{8900\text{kg}}{\text{m}^3} = 1,57 \cdot 10^{-4}\text{kg/m}$$

O sea  $157 \text{ g/km}$ .

En el caso del aluminio, que tendría una sección de  $0,026\text{mm}^2$ :

$$2,6 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2700\text{kg}}{\text{m}^3} = 7,02 \cdot 10^{-5}\text{kg/m}$$

O sea  $70,2 \text{ g/km}$ .

Es decir, Cobre sería más del doble de pesado que el Aluminio, factor que unido a que el precio del Cobre ronda el triple del Aluminio hace del Cobre un material inviable.

Así, la solución encontrada, y acatada de manera prácticamente internacional en la mayoría de líneas eléctricas, fue el uso de conductores tipo ACSR. Conductores de hilos de aluminio y acero trenzados, cuyo núcleo (acero) soporta la carga mecánica de la línea y cuyas capas exteriores conducen la intensidad.



Ilustración 4. Cable ACSR

La totalidad de las características de los conductores utilizados en la línea original quedan resumidos a continuación. Todos los conductores son de aluminio, concéntricos, tipo ACSR. Se eligieron modelos de dicha clase de conductor que estuviesen normalizados en Méjico.

#### **RAVEN (ACSR 1/0)**

- Material: Aluminio/Acero.
- Composición: 6+1.
- Diámetro cable completo (mm): 10,11
- Sección total (mm<sup>2</sup>): 62,45
- Peso (daN/km): 216,2
- Carga de rotura (daN): 1.910
- Módulo de elasticidad (daN/mm<sup>2</sup>): 5.047
- Coeficiente de dilatación lineal (°C<sup>-1</sup>):  $23,04 \times 10^{-6}$ .
- Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km): 0,535.
- Intensidad máxima admisible (A): 240

#### **PIGEON (ACSR 3/0)**

- Material: Aluminio/Acero.
- Composición: 6+1.
- Diámetro cable completo (mm): 12,75



- Sección total (mm<sup>2</sup>): 99,16
- Peso (daN/km): 343,8
- Carga de rotura (daN): 2.901
- Módulo de elasticidad (daN/mm<sup>2</sup>): 5.047
- Coeficiente de dilatación lineal (°C<sup>-1</sup>): 23,04 × 10<sup>-6</sup>.
- Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km): 0,336.
- Intensidad máxima admisible (A): 315

#### PARTRIDGE (ACSR 266)

- Material: Aluminio/Acero.
- Composición: 26+7.
- Diámetro cable completo (mm): 16,31.
- Sección total (mm<sup>2</sup>): 157,2
- Peso (daN/km): 545,4.
- Carga de rotura (daN): 4.898
- Módulo de elasticidad (daN/mm<sup>2</sup>): 4.723
- Coeficiente de dilatación lineal (°C<sup>-1</sup>): 23,04 × 10<sup>-6</sup>.
- Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km): 0,214.
- Intensidad máxima admisible (A): 455

El uso de diferentes conductores obliga a hacer empalmes, que suponen puntos calientes. Por otra parte, contribuirá al desequilibrio de tracciones en los apoyos, estando estos marcadamente más solicitados. Además, la puesta en obra con un único tipo de cable resulta más sencilla.

En cuanto a la situación mecánica de los conductores, debe estudiarse el estado tensional de estos frente a sus límites estático y dinámicos. Las cargas de rotura, y la tensión máxima utilizando un coeficiente de seguridad de 3 son recogidas en la siguiente tabla.

Tabla 6. Relación conductores instalados. Límite estático

CONDUCTOR	CARGA DE ROTURA (daN)	C.S.	TENSIÓN MÁXIMA (daN)
RAVEN	1910	3	637



CONDUCTOR	CARGA DE ROTURA (daN)	C.S.	TENSIÓN MÁXIMA (daN)
PIGEON	2901		967
PARTRIDGE	4898		1633

Los límites dinámicos sirven como hipótesis de control de vibraciones.

#### HIPÓTESIS EDS (Every Day Stress)

Concierne a las vibraciones de origen eólico del conductor en condiciones normales.

El tense adecuado para la instalación para cada clase de conductor es el recogido en la siguiente tabla.

*Tabla 7. Relación conductores instalados. EDS*

CONDUCTOR	CARGA DE ROTURA (daN)	EDS	TENSIÓN MÁXIMA (daN)
RAVEN	1910	14%	267
PIGEON	2901	14%	406
PARTRIDGE	4898	15%	735



Ilustración 5. Conductores demasiado tensos

### HIPÓTESIS CHS (Cold Hour Stress)

Concierne a las vibraciones de origen eólico del cable en condiciones de 0°C.

El tense adecuado para la instalación para cada clase de conductor es el recogido en la siguiente tabla.

Tabla 8. Relación conductores instalados. CHS

CONDUCTOR	CARGA DE ROTURA (daN)	CHS	TENSIÓN MÁXIMA (daN)
RAVEN	1910	20%	382
PIGEON	2901	20%	580
PARTRIDGE	4898	20%	980



## VANOS EXCEDIDOS

Según las mediciones realizadas en la instalación realizadas por el cliente, y los cálculos que el mismo proporcionó, la relación de vanos excedidos (y la proporción que representan con respecto al total del número de vanos) por cada motivo en sus solicitudes es la que sigue.

*Tabla 9. Relación vanos excedidos*

LÍMITE ESTÁTICO		EDS %		CHS %	
8	17,8%	8	17,8%	8	17,8%

Como se puede intuir de la tabla, se trata de 8 vanos que están en condiciones críticas.

### 1.2.2.2.2. CABLE DE GUARDA

El cable de guarda instalado, cuyo uso es cuando menos discutible, tiene las siguientes características:

#### **OPGW con F.O. hasta 36 fibras.**

- Diámetro cable completo (mm): 14,65.
- Sección resistente (mm<sup>2</sup>): 97,00.
- Peso (daN/km): 575 .
- Carga de rotura (kN): 78 kN.
- Módulo de elasticidad (Gpa): 116.
- Coeficiente de dilatación lineal (°C-1): 1,56 x 10<sup>-5</sup>.
- Margen de temperatura (°C): -40 a 70.
- Máximo número de fibras: 36

Para media tensión la estrategia de protección de la línea ante impactos de tipo rayo no suele ser la colocación de un cable de tierra que apantalle a los conductores. Si un rayo cae sobre el cable de tierra de una línea de una tensión de 34,5 kV (con las distancias de seguridad fase-fase, fase-terreno y fase-tierra pertinentes), la energía de este rayo se trasladará hasta el apoyo (o apoyos) más próximos, bajando por este la intensidad y subiendo así la tensión del apoyo. Dado que la distancia entre el apoyo y las fases no es muy elevada para esta tensión, se producirá un cebado inverso desde el apoyo hasta las fases, produciéndose así la falta. Por lo general en media tensión



se deja que los rayos descarguen sobre las líneas y se espera a que las protecciones de sobreintensidad correspondientes actúen. Por otra parte, para líneas de 400 kV, las intensidades del rayo son de unos 8,5kA, lo que genera un cebado entre fases y apoyo un 90% de las veces; esto hace obligatoria la instalación con cable de tierra. Para líneas de tensiones inferiores las dado que las distancias son mucho menores, la probabilidad de cebado inverso es prácticamente la unidad, tornándose inútil la instalación de cable de tierra.

La Baja California tiene un nivel isocerámico bajo, con entre 0 y 15 días de tormenta al año (DT). La densidad de rayos a tierra (número de rayos a tierra por km<sup>2</sup>) aplicando la fórmula del CIGRE, y asumiendo el caso más desfavorable de 15 días de tormenta al año, es la siguiente:

$$Ng = 0,023 \times (DT^{1.3}) = 0,7774 \text{ impactos por km}^2$$

Y la fórmula acuñada por el IEEE:

$$Ng = 0,04 \times (DT^{1.25}) = 1,1808 \text{ impactos por km}^2$$

Esto, pese a tratarse de un caso pesimista, debiera dar una idea de lo prescindible del cable de tierra.

#### 1.2.2.2.3. HERRAJES Y ACCESORIOS

No se tienen datos ni planos de los herrajes instalados. Estos deberían cumplir con la normativa de la CFE pertinente.

#### 1.2.2.3. AISLAMIENTO

No existen documentos pertenecientes al proyecto original ni listado de materiales adquiridos para comprobar el tipo de aisladores utilizados. A partir de los documentos gráficos se puede saber que se usaron aisladores sintéticos, que parece una acertada decisión dada la gran cantidad de partículas suspendidas en el aire (se trata de una zona arenosa). Estos aisladores deberían cumplir con la norma CFE-52100-65.

Para tensiones de entre 30 y 45Kv, la antigua Unión Fenosa Distribución recomendaba al menos una línea de fuga de 1612mm, y el reglamento mexicano exige 1170mm. A la vista de las imágenes obtenidas se estima la línea de fuga de los aisladores instalados en 800mm, es decir, insuficiente



para el nivel de tensión presente. Podría considerarse el uso de aisladores compuestos (vidrio recubierto de silicona), que aúnan las ventajas de la silicona (no se posaría arena en los aisladores, evitando así el contorneo), y las del vidrio (mejor funcionamiento mecánico, y constructivamente funcionan mejor frente a roturas del aislador, pues el bastón es independiente de las caperuzas); el único inconveniente sería frente al vandalismo, pero no hay registros de vandalismo contra la instalación registrados en la zona.

Por otra parte, se encontraron en obra aisladores dispuestos entre fases (véase la Figura 6 y la Figura 7 FIGURA). Se ha comprobado que esto, no solamente no aisló las fases entre ellas, sino que facilitó el cebado de arcos entre ambas fases y el galope de los conductores; se suelen usar separadores entre conductores de un mismo haz de subconductores para evitar las vibraciones de subvano, pero no es el caso. No debieran haberse instalado, y se recomendará su retirada.



*Ilustración 6. Aisladores entre fases*

#### 1.2.2.4. APOYOS

Que algunos apoyos están excedidos es algo visible a simple vista. El diseño de estos es negligente a todas luces, ya sea por un atirantamiento caótico e ineficiente, o porque, sencillamente, el apoyo no está preparado para soportar los esfuerzos en punta de cruceta. Las siguientes fotos,



los apoyos 03 y 22 en deformación permanente (algo particularmente crítico por tratarse de hormigón, un material que no trabaja bien a flexión), resulta ilustrativo.



*Ilustración 7. Apoyos en deformación permanente*

El uso de una barra fijada a mitad del poste, que se ve en varios lugares de la línea, tiene sentido cuando se quiere reducir la luz de pandeo; en este caso no parece tener mucho sentido, pues los apoyos no trabajan a pandeo, y sólo está ayudando a flectar el poste. Parece que sólo se usó para evitar que el tirante cayese en el camino.

Para las hipótesis de cálculo se consideró siempre un coeficiente de seguridad igual o superior a 1,5. Ello resulta en un total de 36 apoyos sobrecargados, nada menos que un 80% del total. No consuela saber que hay circuitos, como el 2, en donde más del 90% de los apoyos están superados en sus capacidades.



Por otra parte, los apoyos no dan la altura suficiente en muchos casos para guardar la distancia de seguridad con el suelo.

### DESCRIPCIÓN DE LOS APOYOS UTILIZADOS

Los apoyos usados, fueron de los tipos 12CT50 y 15C800 del fabricante CENMEX, y debieran cumplir con la norma CFE-J6200-03. Las distintas configuraciones que se instalaron, con sus diferentes accesorios son:

*Tabla 10. Relación apoyos instalados*

Apoyo	Cantidad
AD3G	3
AD3G/RD3G/TAS	1
AD3G/TAS	1
DP3G	1
HA3G	2
RD3G/RD3	7
RD3G/RD3/TAS	1
RD3G/RD3G	1
RD3G/RD3G/TAS	2
RD3G/TAS	4
RE3G/RD3	1
TD3G	14
TD3G/TAS	1
TS3G	6
<b>TOTAL</b>	<b>45</b>

Los apoyos serían lo suficientemente robustos si las condiciones climáticas del emplazamiento de la línea fueran las habituales para la zona, pero dados las altas velocidades de viento y la presencia de nieve y hielo, los apoyos no resisten los esfuerzos que se dan. Como la ingeniería original se percató de ello, se atirantaron (dígase ya, sin ton ni son) los apoyos. A lo largo de este documento se esta decisión se mostrará como nefasta, ya sea por distancias eléctricas, o por la mecánica de los postes.

#### 1.2.2.5. AMORTIGUADORES.

No se instalaron amortiguadores en la línea. Se recomienda su instalación para la prevención de fenómenos vibratorios (vibración eólica y vibración de subvano). La prevención de vibraciones



debe hacerse mediante la elección de un EDS correcto (ya se ha dicho que en la línea hay vanos demasiado tensados y vanos muy flojos), y mediante la instalación de determinados dispositivos.

Las **grapas de suspensión armada** (Figura 5), elementos para la suspensión de los cables armados con varillas de aleación de aluminio, evitan los daños producidos en el cable por esfuerzos axiales, flectores y por abrasión. El manguito de neopreno tiene la función de disminuir los esfuerzos en el empotramiento. Es un elemento que aumenta la rigidez del cable que amortigua ante vibraciones eólicas.



*Ilustración 8. Grapa de suspensión armada*

Los **amortiguadores de vibración eólica** o los **amortiguadores Stockbridge**, que son al fin y al cabo masas oscilantes que absorben parte de la energía que aportaría el viento al cable y que se manifestaría en forma de vibración. Estos pueden vibrar de 4 modos.

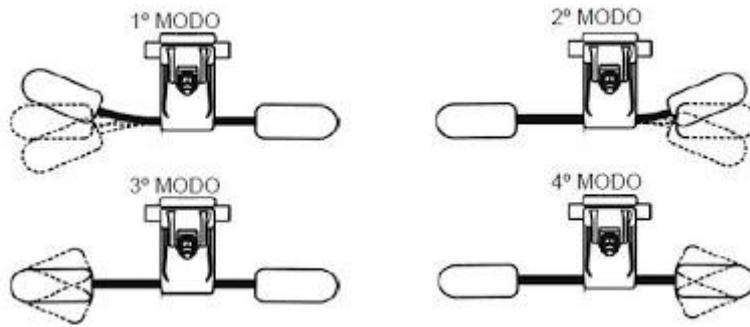


Ilustración 9. Amortiguadores Stockbridge

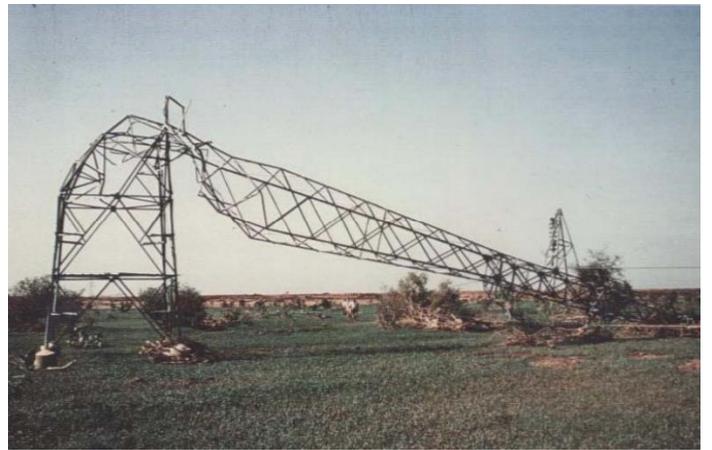
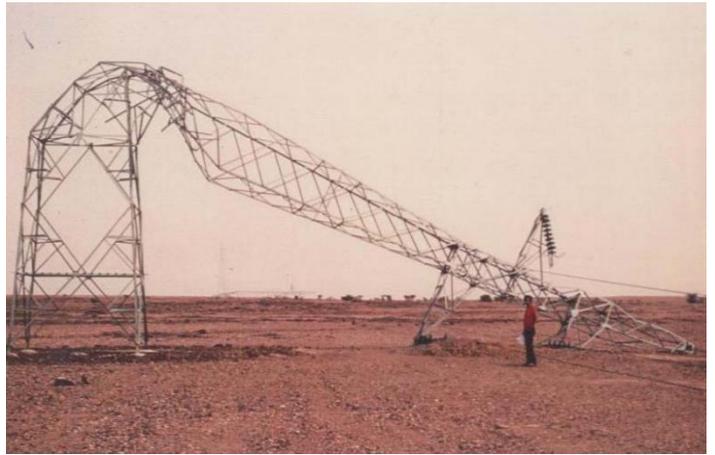
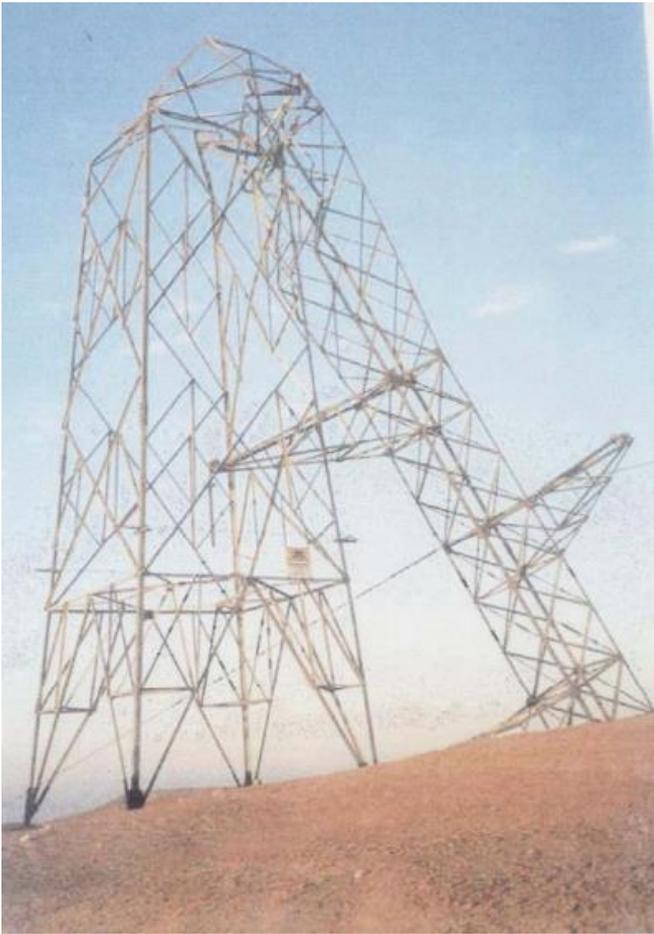
También existen conductores *self-damping* (de auto-amortiguamiento), cuya propia constructividad disipa parte de la energía aportada por el viento. Suelen notarse como ACSR/SD, por ejemplo. En este caso quedan descartados dado su alto precio; podrían considerarse en líneas con problemas graves de vibraciones. También se pueden utilizar conductores wind-motion resistant, de sección no circular y no uniforme.

#### 1.2.2.6. CIMENTACIONES

Habitualmente, los apoyos eléctricos se calculan para que el hierro o hormigón del apoyo colapsen antes que la cimentación. Ejemplo de ello son las siguientes fotografías<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Todas proporcionadas por el profesor Pablo Rodríguez Herrerías, quien diría en una expresión bastante acertada que la torre funciona como “fusible mecánico” para la línea, refiriéndose a la preferencia al diseñar la línea a que falle la torre a la cimentación. Basta con una búsqueda rápida de Google como “torre eléctrica caída” para encontrar que todas fallan del mismo modo.



*Ilustración 10. Apoyos colapsados*

Ello debiera dar una idea de la importancia de diseñar bien las cimentaciones.

No será objeto de este proyecto el cálculo de cimentaciones. Pero ello no exime de hacer un breve comentario del estado de las cimentaciones en la instalación construida.

Como con buena parte de la instalación, no se hallaron documentos, planos o cálculos de cimentaciones para la línea, pero las fotos tomadas en el emplazamiento dan una idea del estado de las cimentaciones.



*Ilustración 11. Cimentación inexistente*

La cimentación es inexistente, o ha sido literalmente desintegrada por corrosión y/o desprendimientos; la solución de los tablones de madera no es eficiente, como cabría esperar. Además, el paso aéreo subterráneo que se observa en la parte izquierda de la foto está descubierto.

No es la única cimentación que se encontró en un estado igual o similar, y del resto de cimentaciones no se puede conocer el estado (aunque se puede intuir). Exigen una remediación inmediata.

#### 1.2.2.7. PUESTA A TIERRA

El documento de la CFE que rige la puesta a tierra de los apoyos de una línea eléctrica es la CFE-00J00-52. La siguiente relación indica qué apoyos tienen puesta a tierra.



Tabla 11. Relación apoyos con puesta a tierra

Apoyo nº	Tipo	PAT
C7-01	RD3G/TAS	Sí
C7-04	TD3G/TAS	Sí
C7-09	RD3G/RD3G/TAS	Sí
C7-13	RD3G/RD3G/TAS	Sí
C7-14	HA3G	Sí
C7-15	HA3G	Sí
C7-16	AD3G	Sí
C7-17	RD3G/RD3	Sí
C7-21	TD3G	Sí
C7-25	RE3G/RD3	Sí
C7-29	RD3G/RD3	Sí
C7-34	RD3G/RD3/TAS	Sí
C7-35	RD3G/TAS	Sí
C7-36	RD3G/TAS	Sí
C7-40	RD3G/TAS	Sí
C7-43	AD3G/RD3G/TAS	Sí
C7-45	RD3G/RD3	Sí

Esto es un total de 17 apoyos de 45 con puesta a tierra. Según la revisión de la instalación que se realizó, y a partir de las fotografías ahí tomadas, el apoyo C7-16 tampoco cuenta con puesta a tierra. Es decir, un 64% de los apoyos no tienen la debida puesta a tierra.

Se trata de una deficiencia grave en la infraestructura, pues la puesta a tierra es de una importancia crítica en las líneas de alta tensión; la puesta a tierra garantiza la seguridad de las personas y animales en caso de cortocircuito (fija las tensiones de paso y contacto aplicadas a niveles seguros), protege de daños a equipos y aparamenta, y actúa de pantalla (en el caso del cable de tierra) ante impactos de tipo rayo.



#### 1.2.2.8. SITUACIÓN ELÉCTRICA DE LA LÍNEA

La siguiente imagen (Figura 10) debiera dar una idea del estado general de la línea:



*Ilustración 12. Ejemplo de apoyo antireglamentario*

Es un diseño caótico, que apenas conserva las distancias mínimas cuando lo hace, y a las que en muchos casos ni se asoma; buena parte de los apoyos que manejan dos circuitos o que suponen una transición aéreo-subterráneo son prácticamente inaccesibles para tareas de mantenimiento (no es una sorpresa que las cuchillas de los seccionadores fallen). Analícese esto con más detenimiento.

#### DISTANCIAS ELÉCTRICAS.



El NOM - 001 – SEDE – 2012, reglamento que rige las Instalaciones Eléctricas y su utilización en México, establece las siguientes distancias como distancias mínimas.

### DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL SUELO Y CAMINOS

La especificación técnica DCCIAMBT, *Construcción de Instalaciones aéreas en media y baja tensión*, de la CFE establece como distancia mínima para líneas de 34,5kV de los conductores al suelo de 7,0 metros. Se considerará dicha distancia.

### SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DE LÍNEA.

El artículo 922 de la NOM-SEDE-001-2012 en su apartado 12 establece las distancias mínimas entre conductores. Éstas se definen para conductores en soportes fijos, pero en el cálculo ha de comprobarse que dicha distancia también se guarda en caso de que los conductores oscilen un ángulo de 30º en aisladores de suspensión. Además, el cálculo ha de realizarse de dos maneras y debe elegirse la distancia que más restrinja el diseño de las dos obtenidas. Así las separaciones horizontales mínimas en el caso de tensiones de 34,5kV, como la que aquí nos ocupa, para los casos de conductores de mismo y distinto circuito, son las siguientes:

#### SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DEL MISMO CIRCUITO

- MÉTODO 1 o según TABLA 922-12(a)(1):  $300\text{mm} + 10 \cdot (U - 8,7) = 558\text{mm}$ , donde U es la tensión nominal de la línea que se calcula en kV. La especificación DCCIAMBT, antes mencionada, marca como distancia mínima en este caso **560mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.
- MÉTODO 2 o según las denominadas *Ecuación 1* y *Ecuación 2* (solo debe aplicarse la pertinente al caso que ocupe, en el caso de esta línea la *Ecuación 2* para los conductores de línea):

*ECUACIÓN 1: para conductores de sección menor de 33,6mm<sup>2</sup>*

$$S = 7,62 \cdot U + 7 \cdot \sqrt{8,5 \cdot f - 5080}$$

*ECUACIÓN 2:*



$$S = 7,62 \cdot U + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot f}$$

La distancia guardada, como se ha dicho, debe ser la mayor de la obtenida de entre los dos métodos.

#### SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DE DISTINTO CIRCUITO

- MÉTODO 1 o según TABLA 922-12(a)(1):  $300\text{mm} + 10 \cdot (U - 8,7) = 558\text{mm}$ , donde U es la tensión nominal de la línea que se calcula en kV. La especificación DCCIAMBT, antes mencionada, marca como distancia mínima en este caso **560mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.
- MÉTODO 2 o según las denominadas *Ecuación 1* y *Ecuación 2* (solo debe aplicarse la pertinente al caso que ocupe, en el caso de esta línea la *Ecuación 2* para los conductores de línea):

*ECUACIÓN 1: para conductores de sección menor de 33,6mm<sup>2</sup>*

$$S = 7,62 \cdot U + 7 \cdot \sqrt{8,5 \cdot f - 5080}$$

*ECUACIÓN 2:*

$$S = 7,62 \cdot U + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot f}$$

La distancia guardada, como se ha dicho, debe ser la mayor de la obtenida de entre los dos métodos.



## SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTORES DE LÍNEA EN LA MISMA ESTRUCTURA

El artículo 922 de la NOM-SEDE-001-2012 en su apartado 13 establece las distancias verticales mínimas entre conductores. Para el caso de conductores forrados del mismo circuito, esta norma no aplica. Así las separaciones verticales mínimas en el caso de tensiones de 34,5kV, como la que aquí nos ocupa, para los casos de conductores de mismo y distinto circuito, son las recogidas en la TABLA 922-13(a) y se muestran aquí:

SEPARACIÓN VERTICAL PARA CONDUCTORES DE LÍNEAS ENTRE 15kV Y 50kV: **1000mm**, aunque la especificación DCCIAMBT de la CFE establece como distancia mínima **1400mm**, así que se diseñará la geometría de la cabeza de los apoyos para salvaguardar ambas distancias.

SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTOR DE UNA LÍNEA DE ENTRE 15kV Y 50kV Y UN CABLE DE COMUNICACIÓN: **1500mm**. La especificación DCCIAMBT, establece la misma distancia mínima para este caso.

## SEPARACIÓN EN CUALQUIER DIRECCIÓN A SOPORTES, ESTRUCTURAS, OTROS CONDUCTORES VERTICALES O DERIVADOS, MENSAJEROS Y RETENIDAS SUJETOS A LA MISMA ESTRUCTURA

El artículo 922 de la NOM-SEDE-001-2012 en su apartado 15 establece la separación mínima a mantener entre conductores y diversos elementos. Éstas se definen para conductores en soportes fijos, pero en el cálculo ha de comprobarse que dicha distancia también se guarda en caso de que los conductores oscilen un ángulo de  $30^{\circ}$  en aisladores de suspensión. Así las separaciones mínimas a determinados elementos de importancia en el caso de tensiones de 34,5kV, como la que aquí nos ocupa, son las siguientes:

### SEPARACIÓN MÍNIMA A SUPERFICIE DE CRUCETAS

Según la TABLA 922-15(a) es:  $S = 75 + 5 \cdot (U - 8,7) = 204\text{mm}$ . La especificación DCCIAMBT, antes mencionada, marca como distancia mínima en este caso **207mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.

### SEPARACIÓN MÍNIMA A ESTRUCTURAS

Según la TABLA 922-15(a) es:  $S = 125 + 5 \cdot (U - 8,7) = 254\text{mm}$ . La especificación DCCIAMBT, marca como distancia mínima en este caso **257mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.



## SEPARACIÓN MÍNIMA A CONDUCTORES VERTICALES O PUENTES

Del mismo circuito: La especificación DCCIAMBT, establece como distancia mínima en este caso **243mm**.

De diferente circuito: La especificación DCCIAMBT, establece como distancia mínima en este caso **408mm**.

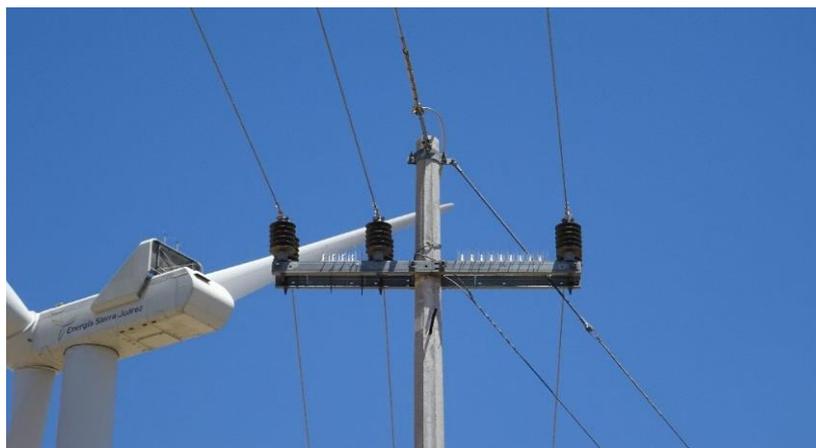
Dadas esas distancias, y con las medidas tomadas en campo se resume en la siguiente tabla el número de vanos antirreglamentarios y la razón de ello:

*Tabla 12. Resumen de vanos antirreglamentarios*

VANOS CON DISTANCIAS ANTIRREGLAMENTARIAS	
AL SUELO	ENTRE FASES
13 (28,9%)	33 (73,3%)

No existen fotos de los vanos con distancias antirreglamentarias al suelo, pues la propia toma de ellas suponía un riesgo para los fotógrafos. Las fotografías mostradas a continuación resultan ilustrativas del grave problema de distancias eléctricas existente

:



*Ilustración 13. Poste y cruceta*



La Figura 11 muestra la cruceta más utilizada en el circuito. Dadas sus dimensiones (2 metros de ancho) la mayor distancia entre fases, ligeramente superior a 1 metro, no es suficiente.



*Ilustración 14. Ejemplo de apoyo*



*Ilustración 15. Ejemplo de apoyo*

Adicionalmente a la distancia horizontal entre fases, este apoyo (Figuras 12 y 13) tampoco guarda la distancia vertical mínima entre crucetas. Adicionalmente, los puentes flojos entre crucetas pasan verdaderamente cerca de partes puestas a tierra, entre ellas los tirantes que quedan amarrados a la parte superior del apoyo. Más indicativo del problema del atirantamiento es la



siguiente imagen, la Figura 14 , en donde un tirante está a escasos milímetros del cable. Puede observarse el ennegrecimiento del tirante, debido a pequeñas descargas (al fin y al cabo pequeñas faltas) del cable al tirante. Obsérvese también que dicho conductor es muy cercano a otra cruceta superior.



Ilustración 16. Tirante en tensión

En general, y como ya se mostró en la Figura 10 (1.2.2.3), la situación de distancias eléctricas es caótica, y requiere acciones de manera urgente.

La siguiente tabla detalla el problema de distancias.

Tabla 13. Distancias antirreglamentarias

Apoyo excedido mecánicamente		Coeficientes de seguridad			Distancias eléctricas entre conductores	Distancias eléctricas al suelo
Apoyo inicial	Apoyo final	C.S. Estático	C.S. CHS	% EDS	%Superación	
C7-01	C7-02	1,08	1,41	10	1%	2,28
C7-02	C7-03	1,03	1,62	9	-63%	OK



Apoyo excedido mecánicamente		Coeficientes de seguridad			Distancias eléctricas entre conductores	Distancias eléctricas al suelo
Apoyo inicial	Apoyo final	C.S. Estático	C.S. CHS	% EDS	%Superación	
C7-03	C7-04	1,12	1,43	9	-38%	OK
C7-04	C7-05	0,99	1,19	11	-41%	OK
C7-05	C7-06	0,93	0,96	14	-36%	OK
C7-06	C7-08	1,1	2,46	7	-64%	3,6
C7-08	C7-09	1,64	0,86	15	35%	OK
C7-09	C7-10	1,45	2,08	6	-32%	5,1
C7-10	C7-11	1,76	3,41	4	-27%	5,02
C7-11	C7-12	1,48	2,65	5	-37%	OK
C7-12	C7-13	1,48	2,56	5	-31%	OK
C7-13	C7-14	1,51	2,49	6	4%	5,48
C7-14	C7-15	0,84	1,82	10	52%	2,54
C7-15	C7-16	0,92	1,86	9	-37%	5,11
C7-16	C7-17	1,05	0,75	18	33%	OK
C7-17	C7-18	1,4	1,61	8	-22%	OK
C7-18	C7-19	0,96	0,86	16	-33%	OK
C7-19	C7-20	1,19	1,36	10	-36%	OK
C7-20	C7-21	1,18	1,81	9	-73%	5,23
C7-21	C7-22	1,06	1,27	11	-58%	OK
C7-22	C7-23	0,97	0,88	16	-39%	4,33
C7-23	C7-24	0,94	0,73	19	-22%	OK
C7-24	C7-25	1,26	1,4	9	-29%	OK
C7-25	C7-26	1,5	2,54	6	-61%	OK
C7-26	C7-27	1,26	1,11	11	-18%	OK
C7-27	C7-28	1,31	1,95	8	-53%	OK
C7-28	C7-29	1,55	2,96	6	-60%	5,58
C7-29	C7-30	1,43	2,8	6	-81%	5,85
C7-30	C7-31	1,04	0,93	15	-30%	OK
C7-31	C7-32	1,12	1,2	11	-40%	OK
C7-32	C7-33	2,12	3,41	4	-19%	OK



Apoyo excedido mecánicamente		Coeficientes de seguridad			Distancias eléctricas entre conductores	Distancias eléctricas al suelo
Apoyo inicial	Apoyo final	C.S. Estático	C.S. CHS	% EDS	%Superación	
C7-33	C7-34	1,8	3,43	5	-2%	OK
C7-34	C7-35	1,79	2,87	6	-12%	4,59
C7-36	C7-37	1,91	3,00	5	-4%	OK
C7-37	C7-38	1,98	3,26	5	-9%	OK
C7-38	C7-39	1,81	2,93	6	-63%	5,45
C7-39	C7-43	1,72	4,1	4	-58%	OK
C7-43	C7-42	0,88	1,51	11	-51%	OK
C7-42	C7-41	1,03	0,69	21	22%	OK
C7-41	C7-40	1,08	0,79	17	5%	OK
C7-44	C7-45	2,16	3,12	5	12%	OK
C7-45	C7-46	4,58	8,91	2	14%	OK

### 1.2.3. ACTUACIONES SOBRE LA INFRAESTRUCTURA

Los cambios a realizar sobre la instalación son drásticos. Con el estado actual de la línea, esta va a seguir fallando y cada vez con mayor frecuencia.

#### 1.2.3.1. ACTUACIONES SOBRE LOS CONDUCTORES

La elección de los conductores fue correcta, pues en todos lados los conductores tenían sección suficiente como para llevar la corriente (o, al fin y al cabo, potencia que llevan. Pero sin embargo la decisión de instalar varios tipos de conductores es discutible, puesto que como se dijo obliga a hacer empalmes, que suponen puntos calientes. Por otra parte, contribuye al desequilibrio de tracciones en los apoyos, estando estos marcadamente más solicitados. Se recomienda instalar en todos los circuitos instalar un único conductor del tipo **PARTRIDGE**, que soporta todas las intensidades.



Además, ya se vio que en una gran cantidad de vanos no se cumplen distancias al suelo: habría que volver a tender esos vanos.

Se vio, también, que otros conductores están excedidos en sus solicitaciones (ya sea por EDS, por CHS, o por tracción máxima). Habría que volver a tender estos vanos.

Por último, los últimos intercambios de información con el cliente nos indican que algunos conductores están fallando y están rompiendo algunos hilos de aluminio. No solo esto es indicativo de todo lo indicado antes, sino que señala la urgencia de actuar sobre la instalación.

### 1.2.3.2. ACTUACIONES SOBRE LOS APOYOS

Son diversas las razones por las que habría que cambiar la totalidad de los apoyos del circuito.

- Buena parte están excedidos en sus solicitaciones. El resto, posiblemente lo estarán.
- Todos, excepto los pórticos y los apoyos con crucetas aislantes, no guardan distancias de seguridad. O se cambian los apoyos, o se sustituyen las crucetas.
- Es necesario retirar los tirantes instalados, pues suponen un problema eléctrico para la línea.

Un fallo en un apoyo puede ser particularmente fatal, pues puede dar lugar a una reacción en cadena (las llamadas *cascading failures*<sup>3</sup> en inglés), que el IEC 60826 *Loading and strength of overhead lines* (Carga y resistencia de líneas aéreas) definió como <sup>4</sup> “[...] una progresión descontrolada de fallas que podría extenderse más allá de la sección fallida, independientemente de la magnitud de la falla inicial”.

El CIGRE, en su libro verde *Overhead Lines*, proporciona un estudio más detallado de sus causas. Algunos ejemplos son proporcionados, entre ellos el del colapso de la línea D/C de 400kV de evacuación de la energía de la central de Vandellós mostrada a continuación<sup>5</sup>. FIGURA 15

---

<sup>3</sup> La bibliografía encontrada al respecto está en su totalidad en inglés, y las traducciones proporcionadas son obra del autor.

<sup>4</sup> En el original “... uncontrolled progression of failure (cascades) which might otherwise extend well beyond the failed section, whatever the extent of the initial failure.”

<sup>5</sup> Fotografía de J. Santana López



*Ilustración 17. Cascading failure*

Queda a la vista que la situación con los apoyos es crítica (que las consecuencias pueden ser graves), y que deben ser intercambiados.

#### 1.2.3.3. ACTUACIONES SOBRE EL AISLAMIENTO

Deben retirarse **todos** los aisladores entre fases, y se habrán de instalar los aisladores con las especificaciones técnicas indicadas en el anexo *CÁLCULOS*.

#### 1.2.3.4. ACTUACIONES SOBRE LAS CIMENTACIONES

Remediar las cimentaciones es complejo. Puesto que se requiere el cambio de los apoyos, se requerirán nuevas cimentaciones.



### 1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LÍNEA NUEVA

Puesto que las actuaciones que se ha concluido deben efectuarse en la instalación incluyen recambio de apoyos y conductores, nuevos aisladores y nuevas cimentaciones, parece que la posibilidad de construir enteramente la línea es, cuando menos, cabal. Se hará una comparativa económica de ambas opciones, pero difícilmente conseguirán las reparaciones sobre la línea existente hacer rendir a las líneas con la eficiencia de una línea nueva. Se detalla a continuación la totalidad del diseño de la línea.

La línea nueva seguirá evacuando la potencia generada por los mismos aerogeneradores.

*Tabla 14. Potencia en el circuito 7. Línea nueva*

Circuito	Número de Aerogeneradores	Potencia a evacuar
7	6	19,8 MW

Las seis turbinas que lo conforman se denominan como:

- T-001
- T-002
- T-003
- T-004
- T-027
- T-028

Lo expuesto aquí referirá con frecuencia a resultados que se presentan en los documentos II y III (cálculos y planos)

#### 1.3.1. DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO AÉREO DE LA LÍNEA

La siguiente tabla resume la localización de los vértices de la línea. Los vértices de una línea son los primeros puntos que se fijan en el diseño.



Tabla 15. Localización de los nuevos vértices

Vértice	X	Y	Z
V1	585605.32	3607395.5	1304.08
V2	585619.96	3607661.1	1300.67
V3	585626.56	3607901.5	1355.3
V4	585698.61	3607990.7	1343.34
V5	586024.52	3607806.3	1297.95
V6	586065.73	3607728.1	1295.3
V7	586151.51	3607505	1282.12
V8	586239.27	3607366.1	1267.27
V9	586460.72	3607282.3	1295.16
V10	586485.07	3607235.2	1294.49
V11	586621.19	3607131.5	1294.24
V12	586752.3	3607089.2	1299.25
V13	586802.98	3607138.2	1300.67

Se ha elegido la localización de los vértices buscando minimizar el impacto ambiental, siendo el criterio principal para ello la no necesidad de construcción de nuevos caminos.

Para la definición de la localización de todos los apoyos se utilizaron vanos de entre 50 y 140 metros aproximadamente.

La siguiente imagen muestra la traza antigua (amarillo), con la nueva traza (línea discontinua).

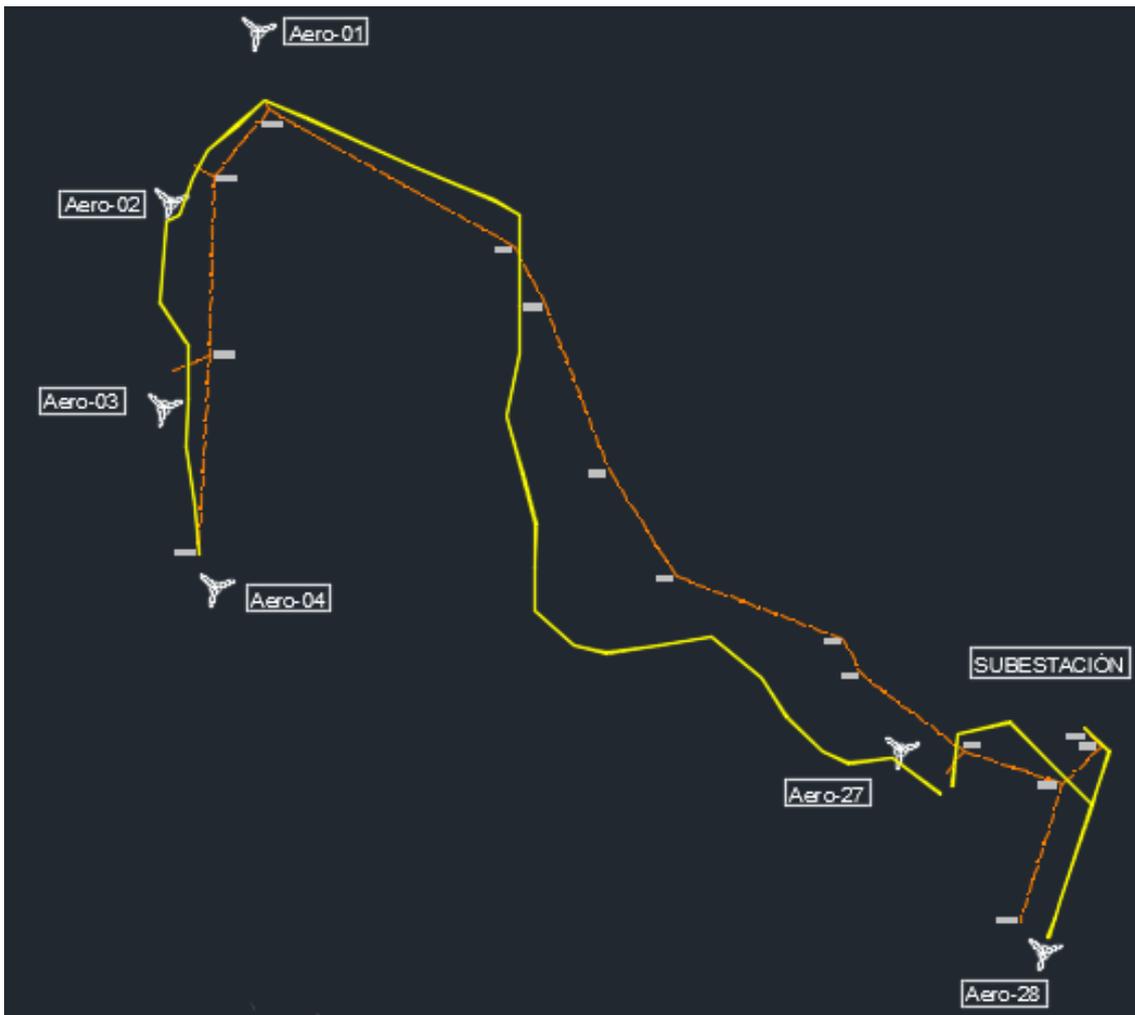


Ilustración 18. Comparación de las trazas

#### 1.3.1.1. RELACIÓN DE APOYOS

Se presenta a continuación una tabla resumen de los apoyos, su descripción y localización



Tabla 16. Relación de apoyos

Nº Apoyo	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Z <sub>UTM</sub>	Función	Tipo	Resistencia	Armado	Altura del fuste (m)	Denominación
1	585605.32	3607395.54	1304.08	Amarre PAS	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	18	HAR-MX-7000-3B-PAS-18
2	585609.99	3607480.37	1313.03	Suspensión	MILANO	1500	SM4C	16	MI-MX-1500-3B-16
3	585619.96	3607661.13	1300.67	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	9000	BANDERA	18	HAR-MX-9000-B-18
4	585624.35	3607820.66	1330.68	Suspensión	HALCÓN REAL	9000	SHR2C	24	HAR-MX-9000-3B-24
5	585626.56	3607901.45	1355.30	Suspensión	HALCÓN REAL	9000	BANDERA	15	HAR-MX-9000-B-15
6	585698.61	3607990.65	1343.34	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	13000	BANDERA	15	HAR-MX-13000-B+90F-15
7	585747.25	3607963.14	1347.12	Suspensión	MILANO	1500	SM4C	16	MI-MX-1500-3B-16
8	585840.31	3607910.51	1329.55	Suspensión	MILANO	1500	SM4C	18	MI-MX-1500-3B-18
9	586024.52	3607806.34	1297.95	Amarre ángulo	HALCÓN	4500	SH2C	19	HA-MX-4500-3B-19
10	586065.73	3607728.06	1295.30	Amarre ángulo	HALCÓN	4500	SH2C	19	HA-MX-4500-3B-19
11	586100.52	3607637.61	1295.05	Suspensión	MILANO	1500	SM4C	16	MI-MX-1500-3B-16
12	586151.51	3607505.04	1282.12	Amarre ángulo	HALCÓN	4500	SH2C	19	HA-MX-4500-3B-19
13	586239.27	3607366.10	1267.27	Amarre ángulo	HALCÓN	4500	SH2C	19	HA-MX-4500-3B-19
14	586337.53	3607328.91	1272.14	Suspensión	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	24	HAR-MX-7000-3B-24
15	586460.72	3607282.29	1295.16	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	15	HAR-MX-7000-PORT
16	586485.07	3607235.23	1294.49	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	15	HAR-MX-7000-PORT
17	586572.81	3607168.38	1293.15	Suspensión	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	24	HAR-MX-7000-3B-24
18	586621.19	3607131.52	1294.24	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	9000	BANDERA	20	HAR-MX-9000-B-20
19	586752.30	3607089.21	1299.25	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	9000	BANDERA	20	HAR-MX-9000-B-20
20	586802.98	3607138.20	1300.67	Amarre ángulo	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	19	HAR-MX-7000-3B-19
21	585572.41	3607642.19	1312.50	Amarre PAS	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	18	HAR-MX-7000-3B-PAS-18
22	585600.32	3607915.68	1351.19	Amarre PAS	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	18	HAR-MX-7000-3B-PAS-18
23	585597.95	3607104.07	1297.90	Amarre PAS	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	18	HAR-MX-7000-3B-PAS-18
24	586695.51	3606904.42	1311.71	Amarre ángulo	MILANO	1500	SM4C	26	MI-MX-1500-3B-26
25	585712.70	3608061.43	1332.98	Amarre PAS	HALCÓN REAL	7000	SHR2C	18	HAR-MX-7000-3B-PAS-18



### 1.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA. DISEÑO

#### 1.3.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA

Las características básicas de la instalación son las que siguen.

- Sistema: Corriente Alterna Trifásica.
- Frecuencia (Hz): 60.
- Tensión nominal: 34.5 kV.
- Tensión más elevada de la red: 38 kV.
- Nº de circuitos: 1
- Nº de conductores aéreos por fase: 1.
- Tipos de conductor aéreo:
  - Partridge ACSR 266. Intensidad máxima admisible (A): 455.
  - Tipo de cable de fibra óptica: Alumoweld con F.O. hasta 36 fibras.
- Número de cables de fibra óptica: 1.
- Tipo de aislamiento:
  - Aislador sintético.
- Apoyos: Celosía IMEDEXSA. Serie Milano, Halcón y Halcón Real
- Cimentaciones: Zapatas monoposte.
- Puesta a tierra: Electrodo de difusión.
- Longitud total: 3096,03m

#### 1.3.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

##### 1.3.2.2.1. CONDUCTOR

Como se adelantó en la sección anterior, se ha elegido un único conductor para favorecer una puesta en obra más sencilla y para disminuir desequilibrios de tracciones. El conductor elegido es el ACSR **PARTRIDGE**, que soportará la intensidad inyectada en la línea por 6 aerogeneradores. Se recogen sus características (no se explicitan aquí a fin de no ser repetitivo) en el epígrafe 2.1.1, *Cálculos Eléctricos. Características del conductor.*



#### 1.3.2.2.2. CABLE DE GUARDA

No se encontraron inconvenientes para el cable de guarda elegido para la instalación original, así que se mantendrá el mismo. Se trata de un cable de guarda con fibras ópticas tipo OPGW de 36 fibras monomodo y clase 0. Cumple con la norma CFE E1000-21 y se caracteriza por una excelente resistencia mecánica.

- Diámetro cable completo (mm): 14,65.
- Sección resistente (mm<sup>2</sup>): 97,00.
- Peso (daN/km): 575.
- Carga de rotura (kN): 78 kN.
- Módulo de elasticidad (GPa): 116.
- Coeficiente de dilatación lineal (°C-1):  $1,56 \times 10^{-5}$ .
- Margen de temperatura (°C): -40 a 70.
- Máximo número de fibras: 36

#### 1.3.2.2.3. HERRAJES Y ACCESORIOS<sup>6</sup>

Aplican las normas NOM-008-CFI-2002 (Sistema General de Unidades de Medida), EN—612584:1997 (Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para los herrajes y accesorios), IEC—60437:1997 (Ensayo de perturbaciones radioeléctricas de aisladores para alta tensión), EN—1706:2010 (Aluminio y aleaciones de aluminio. Piezas moldeadas, composición química y características mecánicas), NMX-J-170-ANCE-2002 (Conectores. Conectores de tipo compresión para líneas aéreas. Especificaciones y métodos de prueba).

Se instalarán elementos en los que la emisión de efluvios se presente a tensiones inferiores a 1,1 veces la tensión nominal de 34,5Kv. El nivel de radio interferencias sobre una resistencia de 300ohmios será inferior a 69Db. Las piezas presentarán una superficie uniforme, libre de discontinuidades, fisuras, poros, crestas, descarbonizaciones o cualquier otra alteración del material. Todas las piezas deberán llevar grabado de forma legible y permanente:

---

<sup>6</sup> No incluye aisladores y amortiguadores, que disponen de su epígrafe particular.



- Referencia de la pieza
- Nombre o anagrama del proveedor y/o fabricante
- Identificación del lote de fabricación
- Rangos de utilización (carga de rotura mínima, diámetros, par de apriete, etc.)

Los elementos preformados irán perfectamente etiquetados e identificados. En los mismos deberá indicarse:

- Nombre del fabricante
- Referencia del conjunto
- Nº de varillas que componen el conjunto
- Diámetro de las varillas
- Gama de utilización

Las varillas estarán libres de rayas y marcas.

Todos los elementos estarán dimensionados para que la carga de fallo sea, cuando menos, la carga nominal de rotura del conductor.

Se instalarán los herrajes indicados en los planos.

### 1.3.2.3. AISLAMIENTO

Se presentan aquí las especificaciones técnicas de aislador que ha de ser escogido (por el cliente) tras los cálculos para la coordinación de aislamiento realizados en el documento de cálculos eléctricos.

Línea de fuga mínima .....	1170 mm
Longitud mínima.....	525 mm
Carga de rotura mínima.....	45kN
Tensión a frecuencia industrial (1 min en seco) .....	145 kV
Tensión a frecuencia industrial (1 min bajo lluvia) .....	130 kV
Tensión a impulso de choque en seco.....	250 kV



#### 1.3.2.4. APOYOS

Se recogen aquí las características esenciales de los apoyos escogidos. Todos ellos pertenecen a los ofrecidos por el fabricante IMEDEXSA.

Son apoyos de cimentación monobloque y se componen de perfiles angulares atornillados. Todos los apoyos disponen de una cúpula para portar el cable de guarda por encima de las fases

#### TIPO MILANO

Tabla 17. Esfuerzo útil por hipótesis. Tipo MILANO

Tipo	MI-1.500	MI-2.000	MI-2.500	MI-3.000	MI-4.000
Esfuerzo útil con viento 120 km/h (C.S.=1,5)	1645	2220	2605	3090	4060
Esfuerzo útil con viento 60 km/h (C.S.=1,5)	1940	2440	2815	3290	4225
Esfuerzo útil sin viento (C.S.=1,5)	2015	2510	2895	3355	4290
Desequilibrio (C.S.=1,2)	2660	3290	3765	4380	5865
Torsión (C.S.=1,2)	1295				
Rotura Protección (C.S.=1,2)	1810	2080	2580	2725	2725
Carga Vertical por Fase	750				



Tabla 18. Esfuerzo útil por HU. Tipo MILANO

Altura nominal		ESFUERZOS				
		1.500	2.000	2.500	3.000	4.000
10	Altura útil (HU)	8,46	8,33	8,25	8,18	8,01
	Peso (kg)	413	431	466	487	596
12	Altura útil (HU)	10,42	10,30	10,22	10,14	9,97
	Peso (kg)	510	528	570	600	738
14	Altura útil (HU)	12,39	12,26	12,18	12,10	11,93
	Peso (kg)	624	645	702	746	910
16	Altura útil (HU)	14,36	14,22	14,14	14,07	13,89
	Peso (kg)	723	762	834	878	1067
18	Altura útil (HU)	16,33	16,20	16,12	16,04	15,86
	Peso (kg)	832	911	970	1041	1273
20	Altura útil (HU)	18,31	18,18	18,09	18,02	17,84
	Peso (kg)	951	1057	1111	1195	1444
22	Altura útil (HU)	20,29	20,16	20,08	20	19,82
	Peso (kg)	1086	1179	1267	1360	1684
24	Altura útil (HU)	22,28	22,14	22,06	21,97	21,80
	Peso (kg)	1218	1327	1428	1534	1876
26	Altura útil (HU)	24,26	24,12	24,04	23,96	23,77
	Peso (kg)	1359	1485	1615	1731	2133
28	Altura útil (HU)	26,25	26,11	26,03	25,95	25,76
	Peso (kg)	1514	1654	1790	1917	2363
30	Altura útil (HU)	28,23	28,10	28,01	27,93	27,74
	Peso (kg)	1652	1806	1985	2123	2608
32	Altura útil (HU)	30,22	30,08	30	29,92	29,73
	Peso (kg)	1840	2005	2197	2344	2858



Se ha elegido la siguiente geometría para la cabeza. (Código IMEDEXSA: SM4C)

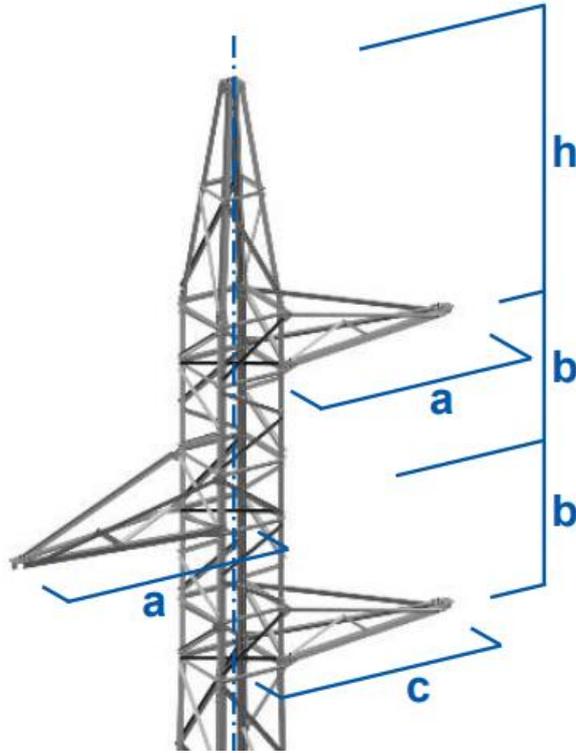


Ilustración 19. Geometría de la cabeza.

Tabla 19. Cabeza SM4C

NOMBRE	DIMENSIONES				PESO	
	a	b	c	h		
SM4C	2	2	2,2	2,3	1500/2000	2500/3000/4000
					374	390



## TIPO HALCÓN

Tabla 20. Esfuerzo útil por hipótesis. Tipo HALCÓN

TIPO	HA-2000	HA-2500	HA-3000	HA-3500	HA-4500	HA-6000
Esfuerzo útil con viento 120 km/h (C.S. = 1.5)	1900	2695	3090	3630	4655	6195
Esfuerzo útil con viento 60 km/h (C.S. = 1.5)	2075	3020	3275	3745	4755	6510
Esfuerzo útil sin viento (C.S. = 1.5)	2170	3150	3370	3820	4840	6640
Desequilibrio (C.S. = 1.2)	2940	4065	4470	5185	6310	8480
Torsión (C.S. = 1.2)	1675	2215				2665
Rotura de protección (C.S. = 1.2)	1880	2345				3500
Carga vertical por fase (1ª Hipótesis)	900					
Carga vertical por fase (2ª, 3ª y 4ª Hipótesis)	1100					

Tabla 21. Esfuerzo útil por HU. Tipo HALCÓN

ALTURA NOMINAL		8	10	12	14	16	19	21	23	26	28	30	32
H	HA-2000	7,16	9,80	11,62	14,19	16,20	18,90	21,00	23,40	25,60	27,69	30,03	31,20
HU	HA-2000	5,74	8,28	10,05	12,57	14,53	17,18	19,25	21,62	23,78	25,85	28,18	29,32
H	HA-2500	7,44	9,80	11,57	14,15	16,11	18,70	21,20	23,00	25,49	27,68	30,00	31,85
HU	HA-2500	5,87	8,14	9,86	12,37	14,29	16,83	19,29	21,05	23,52	25,68	27,98	29,80
H	HA-3000	7,44	9,80	11,75	14,20	16,17	18,75	21,25	23,07	25,65	27,67	29,92	31,90
HU	HA-3000	5,80	8,07	9,95	12,34	14,26	16,80	19,26	21,05	23,59	25,60	27,82	29,77
H	HA-3500	7,50	9,80	11,55	14,20	16,06	18,75	21,25	23,00	25,64	27,88	29,86	32,00
HU	HA-3500	5,78	7,99	9,68	12,26	14,09	16,72	19,18	20,89	23,36	25,53	27,76	29,79
H	HA-4500	7,50	9,54	11,83	14,23	16,32	18,92	21,45	23,10	25,64	27,88	29,86	32,00
HU	HA-4500	5,67	7,62	9,83	12,18	14,22	16,77	19,26	20,87	23,39	25,60	27,55	29,66
H	HA-6000	7,49	9,94	12,04	14,23	16,55	18,89	21,15	23,00	25,65	27,32	30,31	31,80
HU	HA-6000	5,50	7,85	9,87	12,01	14,27	16,56	18,78	20,61	23,19	24,86	27,81	29,30

Para el mismo tipo de armado (en tresbolillo), en el caso de los apoyos TIPO HALCÓN se ha elegido la siguiente geometría.

NOMBRE	DIMENSIONES				PESO		
	a	b	c	h	2000	2500/4500	6000
SH2C	2	2	2,4	3,4	491	543	596



## TIPO HALCÓN REAL

Tabla 22. Esfuerzo útil por hipótesis. Tipo HALCON REAL

TIPO	HAR-2500	HAR-5000	HAR-7000	HAR-9000	HAR-13000
Esfuerzo útil con viento 120 km/h (C.S. = 1.5)	2795	5010	7090	9660	13045
Esfuerzo útil con viento 60 km/h (C.S. = 1.5)	3210	5465	7605	10365	13620
Esfuerzo útil sin viento (C.S. = 1.5)	3330	5625	7815	10580	13735
Desequilibrio (C.S. = 1.2)	4205	7125	9900	12840	17110
Torsión (C.S. = 1.2)	2375	2375	2900	3450	5190
Rotura de protección (C.S. = 1.2)	2230	2500	2950	4000	4000
Carga vertical por fase (1ª Hipótesis)	1000				
Carga vertical por fase (2ª, 3ª y 4ª Hipótesis)	1300		1500		

Tabla 23. Esfuerzo útil por HU. Tipo HALCÓN REAL

ALTURA NOMINAL	ESFUERZO	9	11	13	15	18	20	22	24	27	29	32	34	36
H (total)	HAR-2500	8,40	10,65	12,95	15,04	17,26	19,56	22,06	23,87	26,14	28,60	30,90	33,14	35,14
HU (NORMAL)		6,78	8,95	11,19	13,22	15,41	17,65	20,12	21,92	24,15	26,58	28,85	31,07	33,05
H (total)	HAR-5000	8,65	10,93	13,38	15,33	17,68	19,92	22,38	24,48	26,47	29,08	31,31	33,60	35,60
HU (NORMAL)		6,73	8,93	11,31	13,21	15,50	17,70	20,12	22,20	24,16	26,74	28,94	31,21	33,19
H (total)	HAR-7000	8,78	11,07	13,50	15,48	17,87	20,03	22,52	24,52	26,56	29,06	31,32	33,55	35,72
HU (NORMAL)		6,72	8,93	11,29	13,22	15,58	17,69	20,16	22,14	24,16	26,63	28,89	31,11	33,26
H (total)	HAR-9000	8,58	11,00	13,19	15,09	17,69	19,89	22,28	24,28	26,69	28,77	31,08	33,34	35,68
HU (NORMAL)		6,40	8,74	10,86	12,72	15,25	17,40	19,76	21,73	24,10	26,15	28,44	30,67	32,98
H (total)	HAR-13000	8,56	10,72	13,16	15,31	17,47	19,85	22,07	24,18	26,47	28,78	31,11	33,42	35,75
HU (NORMAL)		6,21	8,27	10,62	12,71	14,81	17,14	19,32	21,39	23,64	25,93	28,23	30,52	32,81

Para el mismo tipo de armado (en tresbolillo), en el caso de los apoyos TIPO HALCÓN REAL se ha elegido la geometría indicada en los planos.

### 1.3.2.5. CIMENTACIONES

No son objeto de este proyecto, pero cabe apuntar que serían zapatas de tipo monobloque con geometría de pata de elefante.



#### 1.3.2.6. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra no dependerá del tipo de apoyo. Distinciones del tipo apoyos frecuentados o no frecuentados tienen cabida en zonas urbanas. En este caso se diseñará un único tipo de puesta a tierra para todos los apoyos de la línea.

Se utilizará el método de **electrodo de difusión**: se dispondrá un cable de cobre de  $25\text{mm}^2$  enterrado perimetralmente a una pica vertical de acero de 7mm de radio y longitud de 1,5m.

#### 1.3.2.7. SEÑALIZACIÓN

La totalidad de los apoyos irán señalizados siguiendo la normativa CFE pertinente.



## II. CÁLCULOS





## 2.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Para los cálculos eléctricos de la línea, que se harán desde cero y se buscará la solución óptima, se tendrán en cuenta las siguientes hipótesis:

- *Tipo de apoyo predominante: IMEDEXSA. HALCON REAL 7000. Disposición en bandera*
- *Conductor de fase: PARTRIDGE*
- *Conductor de tierra: OPGW 53G/68Z*
- *Frecuencia: 60Hz*
- *Temperatura máxima de conductor: 85°C*
- *Cadena de aisladores predominante: suspensión*
- *Longitud (parte aérea): 2,384 km*
- *Altitud media sobre el nivel del mar: 1300 m*
- *Cálculos realizados para resistividad del terreno: 100 Ω.m*

### 2.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

#### **PARTRIDGE (ACSR 266)**

- Material: Aluminio/Acero.
- Composición: 26+7.
- Diámetro cable completo (mm): 16,31.
- Sección total (mm<sup>2</sup>): 157,2
- Peso (daN/km): 545,4.
- Carga de rotura (daN): 4.898
- Módulo de elasticidad (daN/mm<sup>2</sup>): 4.723
- Coeficiente de dilatación lineal (°C<sup>-1</sup>): 23,04 × 10<sup>-6</sup>.
- Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km): 0,214.
- Intensidad máxima admisible (A): 455

### 2.1.3. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Aunque el verdadero parámetro que nos establece el límite térmico del cable es la densidad máxima de corriente, resulta más indicativo el uso del valor de la intensidad por ser su uso más



frecuente, y por ser de cálculo más sencillo; el cálculo de la densidad máxima de corriente, a frecuencias distintas de los 50Hz, como la mexicana, requeriría de ajustes que posiblemente carezcan de la exactitud buscada.

Así, se necesita un conductor que aguante la siguiente intensidad (que llamaremos intensidad nominal):

$$I_{NOM} = \frac{S * 1000/3}{U/\sqrt{3}} = \frac{19,8 * 1000/3}{34,5/\sqrt{3}} = 331,349$$

Puesto que el factor de potencia será muy cercano a 1.

Como ya se ha dicho, el conductor *PARTRIDGE (ACSR 266.8)* admite hasta 455 A. Luego estamos ante un conductor que cumple con las condiciones y es válido para la instalación a diseñar

#### 2.1.4. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Las líneas eléctricas quedan caracterizadas por cuatro parámetros fundamentales, habitualmente expresados por unidad de longitud. La siguiente imagen representa un elemento diferencial  $dx$  de una línea.

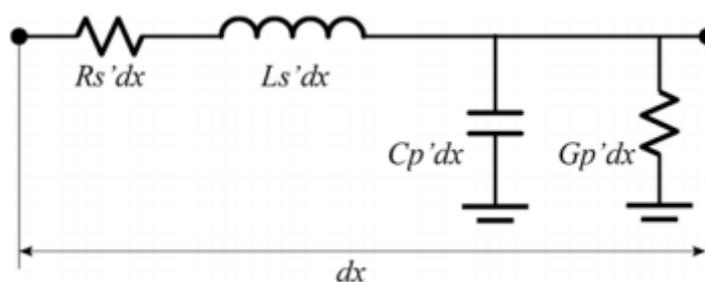


Ilustración 20. Esquema eléctrico de una línea

Los parámetros serie, o características longitudinales, son la resistencia  $R_s'$  [ $\Omega/m$ ] e inductancia  $L_s'$  [ $H/m$ ], y combinadas dan lugar a la impedancia de la línea ( $Z'=R'+j\cdot X'$ ); de ellos depende la caída de tensión de la línea. Los parámetros paralelo, también llamados *shunt* o características transversales de la línea, son la capacidad  $C_p'$  [ $F/m$ ] y conductancia  $G_p'$  [ $S/m$ ] y representan las



fugas o derivaciones de corriente que se producen a lo largo de la línea; combinadas dan lugar a la admitancia de la línea ( $Y' = Gp' + j \cdot B'$ ).

Los parámetros aquí calculados son los resultantes de hacer la reducción al monofásico equivalente simplificada.

**Resistencia serie:** Generalmente, en la física clásica, se ha denominado resistencia a una fuerza que se opone a otra; en teoría de circuitos, el término se refiere a la oposición que un material ejerce frente al paso de la corriente. Su consecuencia más notable son las pérdidas de potencia por efecto Joule (pérdidas en forma de calor). Se trata de la principal razón de pérdida de energía en las líneas eléctricas. Para un material dado, se calcula así:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

En donde  $R$  [ $\Omega$ ] es la susodicha resistencia eléctrica,  $\rho$  [ $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ] es la resistividad a  $20^\circ\text{C}$ , y  $L$  [m] y  $S$  [ $\text{mm}^2$ ] la longitud y sección del cable respectivamente.

La resistividad representa la oposición al paso de la intensidad por unidad de longitud y superficie. Es función de la temperatura.

$$\rho_{20^\circ\text{C}} = \rho_{20^\circ\text{C}} + \rho_{20^\circ\text{C}} \cdot \alpha \cdot (\theta - 20^\circ\text{C})$$

Donde  $\alpha$  es el coeficiente de expansión térmica (propio de un material) [ $^\circ\text{C}^{-1}$ ], y  $\theta$  [ $^\circ\text{C}$ ] la temperatura de cálculo del conductor.

Habitualmente, y siguiendo los criterios a los que llegó REE tras investigar al respecto, en España generalmente se calculan los conductores para poder trabajar hasta  $85^\circ\text{C}$ , temperatura a la cual la resistividad será mayor.

La longitud influye de manera directamente proporcional en la resistencia del conductor. Dada la construcción de los cables utilizados en líneas aéreas (hilos de aluminio y acero trenzados), es complejo conocer la longitud real de los conductores; a esto se le denomina Efecto del trenzado, y se estima que la longitud real es un 2% mayor. Dicha diferencia habrá de verse reflejada en los cálculos.



La sección influye en tanto y en cuanto la resistencia será menor cuanto mayor sea la sección; es decir, los electrones fluirán con mayor facilidad. Por ponerlo en términos al alcance de todo el mundo: “si la vía es más ancha, más coches podrán circular con más facilidad”. Ocurre lo mismo que con la longitud: la sección real no coincide con la teórica, puesto que no se trabaja con conductores macizos. La siguiente imagen, tomada de los apuntes de Pablo Rodríguez Herrerías para la asignatura de *Centrales, subestaciones y líneas* lo muestra de modo ilustrativo:

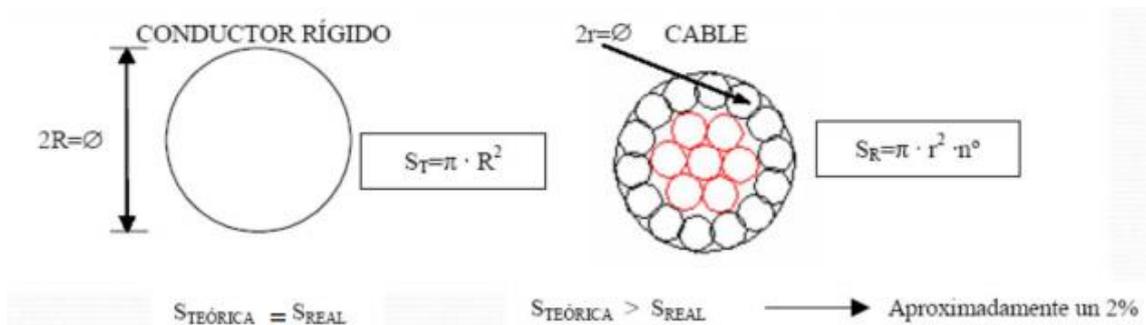


Ilustración 21. Cable

Habr de considerarse, en el cculo de la resistencia, el efecto pelicular (también conocido como efecto piel, efecto kelvin, efecto skin o cortical). El efecto pelicular se manifiesta cuanto mayor es la frecuencia, y se debe a que la variación del flujo magnético es mayor en el centro del conductor, generando dicho fenómeno una menor intensidad en el centro del conductor y una mayor intensidad en la periferia. Puesto que menor sección del conductor está conduciendo, la resistencia será mayor. Se calcula conjuntamente al ajuste por la temperatura como:

$$R'_{TAC} = R'_{20^{\circ}C_{DC}} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20^{\circ}C)) \cdot (1 + ys) \cdot (1 + yp)$$

Donde ys es el coeficiente corrector por efecto pelicular, obtenido mediante fórmulas empíricas. Las fórmulas acuñadas por el IEC 287 para dicho cculo son:

$$x = \sqrt{\frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R'_{s_{DC,T}}}}$$



donde la resistencia del denominador es la corregida por la temperatura.

$$x_s^2 = x^2 \cdot ks$$
$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4}$$

Se pueden encontrar valores orientativos para ks en el standard IEC 287. En este caso se tomará ks=1.0

El efecto proximidad, por último, similar al pelicular, se debe a la existencia de conductores activos cercanos al conductor que se calcula. Su efecto es notablemente inferior al del efecto pelicular y no será considerado. Se pueden encontrar fórmulas para el cálculo del efecto proximidad en el standard IEC 287.

Así, el cálculo de la resistencia serie para esta línea es:

$$R'_{TAC} = 0.214 \cdot (1 + 23 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta - 20^{\circ}C)) \cdot (1 + yp) = 0.215 \Omega/km$$

luego:

$$R_s = 0,215 \cdot 2,384 = 0,5115 \Omega$$

**Inductancia serie o reactancia serie:** modela las caídas de tensión en un conductor provocadas por los campos electromagnéticos generados por el mismo conductor y por los que están próximos a él; las caídas de tensión son consecuencia de la variación de flujo de campo electromagnético, luego la inductancia serie es un parámetro que únicamente aparece en líneas de corriente alterna. Para líneas trifásicas con transposición completa, la inductancia serie se calcula como:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{DMG}{RMG_{EQ}} [H/m]$$



donde  $L$  es la inductancia,  $\mu_0$  la permeabilidad magnética en el vacío,  $DMG$  la distancia media geométrica entre fases en metros, y  $RMG_{EQ}$  el radio medio geométrico del conductor en metros. Estos dos últimos dependen de la geometría del circuito y se calculan como sigue.

El radio medio geométrico se calcula como el radio real del conductor por  $e^{-1/4}$ . La  $DMG$  se calcula como:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{RS} + d_{RT} + d_{ST}}$$

- A) En el caso de la línea ya construida, las crucetas tienen las siguientes dimensiones:

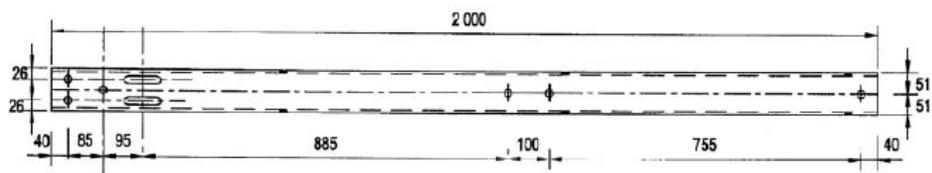


Ilustración 22. Cruceta

Es decir, la  $DMG$  en metros se calcula como:

$$DMG = \sqrt[3]{1,025 \cdot 1,920 \cdot 0,895} = 1,208 \text{ m}$$

- B) En el caso del nuevo diseño, el apoyo más utilizado es el HALCON REAL 7000 en bandera. La disposición de las fases es la siguiente:

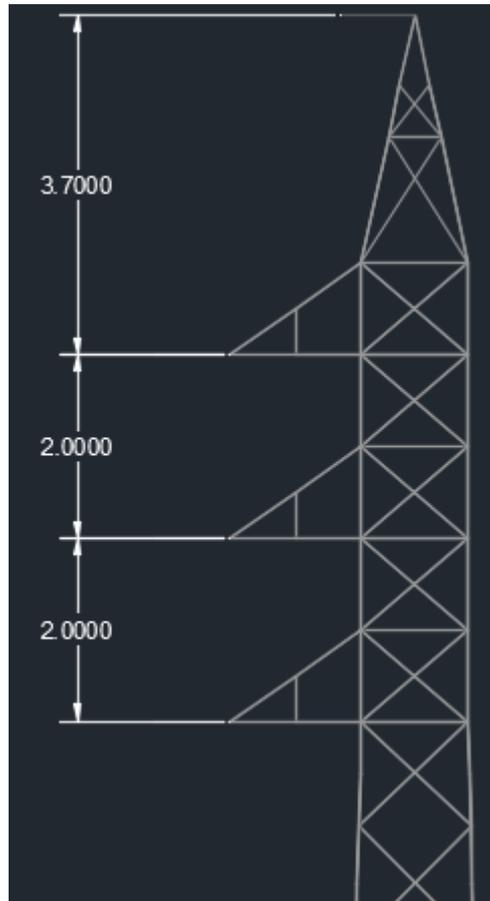


Ilustración 23. Geometría de la cabeza

Es decir, la DMG en metros se calcula como:

$$DMG = \sqrt[3]{2,00 \cdot 2,00 \cdot 4,00} = 2,519 \text{ m}$$

El radio medio geométrico

Luego el cálculo de la **inductancia** es:

A)  $L' = 1.0496 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$ ,  
 $L = 0,002502 \text{ H}$

B)  $L' = 1.1966 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$   
 **$L = 0,002853 \text{ H}$**



Es decir, la impedancia serie de la línea es:

$$Z_s = 0,5115 + j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 0,002853 = 0,5115 + j \cdot 1,07556 \Omega$$

Estos valores servirán para calcular eléctricamente la línea según un modelo u otro. En este caso, y por tratarse de una línea de menos de 10km, se podrán usar modelos de parámetros concentrados y podrá despreciarse el valor de la conductancia.

### 2.1.5. MODELO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA

Los modelos simplificados de línea son un modelo físico que representa una línea en forma de circuito eléctrico que permite operar con sus variables fácilmente. El circuito equivalente de uso más común es, por su sencillez y simetría, el denominado *Esquema en  $\pi$* .

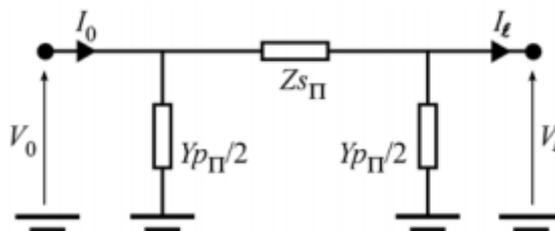


Ilustración 24. Modelo en  $\pi$  para una línea corta<sup>7</sup>

Así, la denominada matriz de transferencia tiene la siguiente apariencia:

$$\begin{bmatrix} V_\ell \\ I_\ell \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_{s\Pi} \cdot Y_{p\Pi}}{2} & -Z_{s\Pi} \\ -\frac{Y_{p\Pi}}{2} \cdot \left( 2 + \frac{Z_{s\Pi} \cdot Y_{p\Pi}}{2} \right) & 1 + \frac{Z_{s\Pi} \cdot Y_{p\Pi}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ I_0 \end{bmatrix}$$

Ilustración 25. Matriz de transferencia

<sup>7</sup> El subíndice  $\ell$ , del inglés load, indica el lado del que está la carga



en donde

$$Z_{S\pi} = Z_c \cdot sh(\gamma l)$$

y

$$\frac{Y_{p\pi}}{2} = \frac{ch(\gamma l) - 1}{Z_{S\pi}} = \frac{ch(\gamma l) - 1}{Z_c \cdot sh(\gamma l)} = \frac{1}{Z_c} th\left(\frac{\gamma l}{2}\right)^8$$

Llevando a cabo dichos cálculos se obtiene la siguiente matriz matriz  $ABCD$  de transferencia:

$$\begin{bmatrix} 0,9999 + j \cdot 2,03025 \cdot 10^{-6} & 0,510328 + j \cdot 1,17573 \\ -5,38468 \cdot 10^{-12} + j \cdot 7,95663 \cdot 10^{-6} & 0,9999 + j \cdot 2,0302 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix}$$

#### 2.1.6. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA

Para calcular la capacidad de transporte de la línea se parte de la densidad máxima de corriente del conductor. La densidad conocida es la del aluminio, y se le aplica el coeficiente reductor por ser un cable ACSR.

Del Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión ITC 07<sup>9</sup> se obtiene la siguiente tabla.

---

<sup>8</sup> Recuérdese. El parámetro *gamma* es la constante de propagación, y se calcula como la raíz del producto de la impedancia serie, y la admitancia paralelo. En las líneas de alta tensión es del orden de  $10^{-6}$

<sup>9</sup> Se utiliza el reglamento español como guía dada su fiabilidad.



Tabla 24. Densidades de corriente admisibles

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Interpolando para la sección 157,2 mm<sup>2</sup>, y utilizando 0,937 como factor reductor (es el pertinente a un cable de composición 26+7):

$$\delta_{MÁX} = 2,716 \cdot 0,937 = 2,5449 \text{ A/mm}^2$$

De donde la intensidad máxima:

$$I_{MÁX} = 2,5449 \cdot 157,2 = 400,06 \text{ A}$$

$$S = \sqrt{3} \cdot 400,06 \cdot 34,5 \text{ kV} = 23,9059 \text{ MVA}$$

Que para un factor de potencia de 0,9 nos da una potencia activa de 21,52MW, es decir, que esta línea (dado que lleva 19,8MW), con el conductor que se ha elegido, está preparada para transportar la potencia que lleva.

### 2.1.7. AISLAMIENTO

Resulta difícil sintetizar la importancia de los aisladores en las líneas eléctricas en unas pocas líneas. Tienen la función de sujetar los conductores de la línea al apoyo, manteniendo el nivel de aislamiento mínimo en régimen de uso habitual y en caso de sobretensiones. Deben soportar las cargas mecánicas y eléctricas pertinentes a la línea. Mecánicamente deben aguantar los esfuerzos



que los conductores ejercen sobre ellos, y eléctricamente deben aguantar las sobretensiones. Tradicionalmente los aisladores han sido fabricados con cerámica (más común en el norte de Europa) o vidrio (muy utilizados en España); en los últimos años se han empezado a utilizar aisladores sintéticos o de composite<sup>10</sup> (bastones de goma de silicona). Los cerámicos tienen dos desventajas notables: en caso de impacto es difícil detectar una rotura, y no es un material hidrófobo, luego necesita ser lavado. Los de vidrio templado tienen múltiples ventajas (es un material económico, se detectan fácilmente las roturas), pero siguen necesitando lavados. Esta última desventaja, común para los aisladores cerámicos y los de vidrio, es la principal baza de los aisladores de composite. En zonas de gran contaminación, o de gran número de partículas en el aire, o cerca del mar (todos casos en que el poso de sólidos en el aislador puede ser tal que el contorneo en este sea probable), los aisladores sintéticos resultan una opción muy interesante. Además, resisten mejor los impactos por vandalismo, asunto que nunca ha de ser despreciado.

Debido a la gran cantidad de arena en el emplazamiento del proyecto, se elegirán aisladores sintéticos.

La norma CFE 52100-65 (Aisladores sintéticos tipo suspensión para tensiones de 13,8kV hasta 138kV) exige lo recogido en la siguiente tabla.

Tabla 25. Normativa CFE para aisladores

Características		Tensión del sistema kV						
		13.8	23	34.5	69	115	138	
Dimensiones	Longitud nominal L (mm)	330 ± 15	430 ± 35	525 ± 55	956 ± 60	1 248 ± 60	1 394 ± 100	
	Distancia mínima de fuga	Véase TABLA 1						
Eléctricas	Tensión de flameo a 60 Hz (kV)	En seco kV	90	130	145	245	370	450
		En húmedo kV	65	110	130	240	333	395
	Tensión crítica de flameo al impulso por rayo (kV)	Impulso positivo	140	215	250	410	612	715
		Impulso negativo	--	--	--	--	--	735
Mecánicas	Resistencia última a la tensión kN	45	45	45	120	120	120	
	Resistencia a la torsión N-m	47	47	47	50	50	50	

<sup>10</sup> El buen trabajo de investigación de REE impulsó el uso de estos en España. Desde REE también se está empezando a no recomendar su uso excepto en situaciones muy particulares pues les han fallado en diversas líneas. Quienes fueron en un primer momento impulsores de esta tecnología ahora son sus principales detractores en este país.



La llamada tabla 1 es la que sigue:

Tabla 26. Distancia mínima de fuga

Nivel de contaminación	Distancia mínima de fuga requerida (mm)					
	13.8 kV	23 kV	34.5 kV	69 kV	115 kV	138 kV
d Alto	375	645	950	1 810	3 075	3 625
e Muy Alto *	465	800	1 170	2 245	3 813	4 495

Dichos requerimientos han de ser satisfechos.

#### 2.1.8. PÉRDIDAS DE POTENCIA

El libro verde del CIGRE para líneas aéreas (*Green Book. Overhead Lines*) considera los siguientes tipos de pérdidas en una línea eléctrica aérea:

- A) Pérdidas por Efecto Joule.

La fórmula es harto conocida.

$$P = R \cdot I^2$$

Se trata de las principales pérdidas en las líneas aéreas, y se dan en los conductores. Así, la selección correcta de los conductores es un asunto de importancia primaria.

En este caso el cálculo ha de ser realizado por tramos (puesto que la intensidad no es la misma a lo largo de toda la línea).

El siguiente esquema, en donde cada aerogenerador añade 3,3MW (o los correspondientes amperios para 34,5Kv) al circuito, representa la línea.

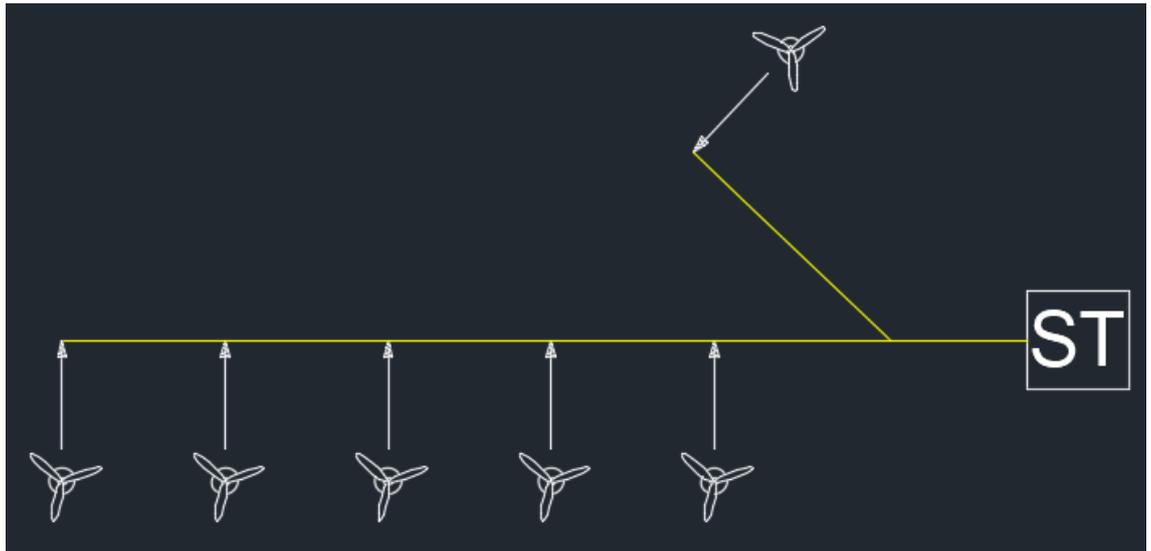


Ilustración 26. Esquema de la línea

Los cálculos son realizados en la siguiente tabla y siguiendo la fórmula de Joule. Como ya se ha indicado, la resistencia por unidad de longitud

Tabla 27. Resumen pérdidas

Tramo	Potencia	Intensidad (A)	Longitud (km)	Resistencia (ohm)	Pérdidas (kW)
1	3,3	61,36	0,45922	0,11067	0,42
2	6,6	122,72	0,24041	0,05793	0,87
3	9,9	184,08	0,11466	0,02763	0,94
4	13,2	245,44	1,32706	0,31982	19,27
5	16,5	306,80	0,13777	0,03320	3,13
6	19,8	368,17	0,07049	0,01698	2,30
					26,92

El número de tramo, también coincide con el número de aerogeneradores.

Es decir, unas pérdidas totales de 26,92Kw, es decir un 0,136% de la potencia total evacuada por la línea. Se trata de un muy buen rendimiento.



B) Pérdidas por Efecto Corona y en los aisladores.

Las pérdidas por efecto corona son estudiadas detalladamente en el epígrafe 2.1.10 y, como se demostrará, son prácticamente despreciables. Las pérdidas por corrientes de fuga en los aisladores podrán ser evitadas mediante el correcto dimensionamiento de estos, asunto que también se tratará en el epígrafe dedicado al aislamiento.

C) Pérdidas por corrientes inducidas.

Se trata de corrientes inducidas por los conductores de fase en el conductor de guarda (o apantallamiento) de la línea. Se trata de pérdidas mínimas, prácticamente indetectables excepto en caso de falla, y que no serán consideradas en el proyecto.

### 2.1.9. CAÍDA DE TENSIÓN

Volviendo a mirar el modelo equivalente de la línea puede verse con cierta sencillez que la tensión al comienzo de la línea difiera de la tensión al final: la diferencia fasorial, claro, es la llamada caída de tensión. Esto, como se ha apuntado antes en este documento, es debido a la oposición que el cable presenta al paso de la corriente (resistencia) y a las interacciones electromagnéticas entre las distintas fases (efectos inductivos y capacitivos). Para líneas largas se precisa tener en cuenta los efectos de las admitancias paralelo en el cálculo de la caída de tensión en la línea, pero puesto que esta línea es de 2,384km (habitualmente se considera que el modelo de línea corta vale para líneas de hasta 10km) se tendrá solo en cuenta el efecto de la impedancia serie.

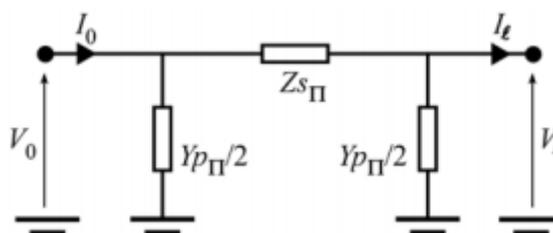


Ilustración 27. Esquema de la línea



La expresión, entonces, para calcular la caída de tensión de la totalidad de la línea es:

$$\Delta U = \frac{R_s + X \cdot \operatorname{tg} \varphi}{U^2} \cdot P \cdot 100(\%) = \frac{0,5115 + 1,07556 \cdot \operatorname{tg}(25,84^\circ)}{34,5^2} \cdot 19,8 \cdot 100(\%) = 1,717\% = 592,37 \text{ V}$$

Un valor inferior al 3% se puede considerar un valor muy razonable.

#### 2.1.10. EFECTO CORONA

Se denomina efecto corona (*corona discharge*) a la descarga eléctrica que se produce desde un conductor cuando el aire que lo rodea ioniza (se carga); esto es, cuando el gradiente de potencial eléctrico del campo eléctrico que rodea al cable supera la rigidez dieléctrica del aire. Ello se manifiesta en forma de pérdidas por calor, luz visible, radiointerferencias y ruido audible (los cables zumban). Es decir, se trata de un efecto secundario que resulta perjudicial para la línea, en tanto y en cuanto supone pérdidas para esta. Se necesita, pues, calcular la tensión crítica disruptiva de la línea,  $U_c$ , para saber si se producirá dicho efecto. Se suele considerar que el efecto corona no es importante si la luz desprendida es roja, y que empezará a serlo si es blanca o azul.

Existen diversas maneras de evitarlo.

Para calcular la tensión crítica disruptiva se utiliza la fórmula de Peek.

$$U_c = n \cdot 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot r \cdot \log \frac{D}{r_{eq}}$$

Donde

- n = número de subconductores.
- mc = coeficiente de rugosidad del conductor.
  - = 1 para hilos de superficie lisa, 0,93÷0,98.
  - = 0,83 ÷ 0,87 para cables.
- mt = coeficiente ambiental.
  - = 0,8 para tiempo húmedo.
  - = 1 para tiempo seco.



$r$  = radio individual del conductor cm

$D$  = distancia media geométrica entre fases (cm).

$\delta$  = densidad relativa aire.  $\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$  en  $\text{kg/m}^3$ .  $\theta$  en  $^{\circ}\text{C}$

$h$  = presión relativa en milímetros de Mercurio

Para la altura topográfica se utiliza la Fórmula de Halley.

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

donde  $y$  = altura topográfica en metros del tramo de línea a considerar.

Se define  $U_{me}$  tensión normal más elevada de la línea, y se calcula como:

$$U_{me} = 1,15 \cdot U_{\text{línea}}(\text{kV}) \text{ o } U_s(\text{kV})$$

$U_s$  es la tensión más elevada de la red, según el RLAT.

Si  $U_c$  es mayor que  $U_{me}$ , no se dará efecto corona. Si  $U_c$  es menor que  $U_{me}$ , lo habrá.

La pérdida de potencia por efecto corona por fase y por kilómetro se calcula del siguiente modo.

$$P_{PER.CORONA} = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r_e}{D_e}} \cdot \left[ \frac{U_{me}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^{-5} [\text{kW/km}]$$

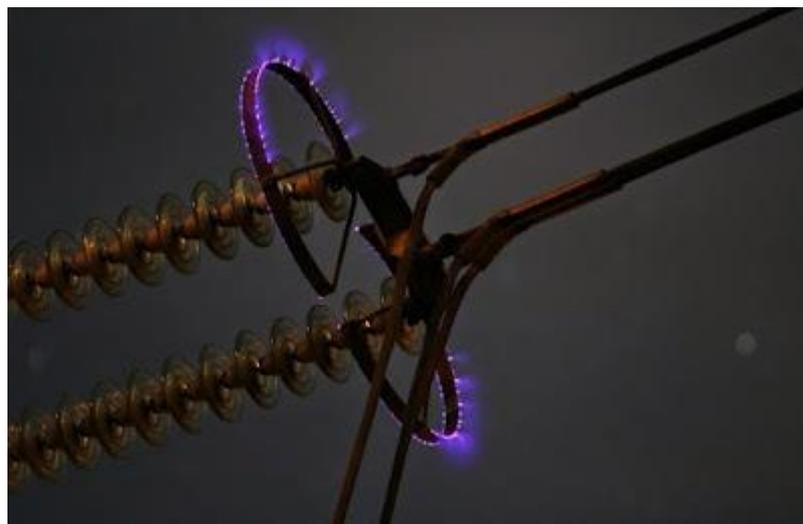


Ilustración 28. Efecto corona en los descargadores de una cadena de aisladores



En este caso no se produce corona. La siguiente tabla recoge los valores pertinentes que lo demuestran.

Tabla 28. Parámetros Efecto Corona

<b>EFFECTO CORONA</b>	
Ulinea (kV)	34.5
Us (kV)	38
delta	0.85
°C	25
h	64.55
$\gamma$ (m)	1300
n	1
m (superficie)	0.85
mt (ambiental)	1
Uc (kV)	135.29

#### 2.1.11. PUESTA A TIERRA

El objetivo de la puesta a tierra de una instalación eléctrica, como ya se dijo en la sección de actuaciones sobre la instalación, es garantizar la seguridad de las personas y animales en caso de cortocircuito (fija las tensiones de paso y contacto aplicadas a niveles seguros), protege de daños a equipos y aparamenta, y actúa de pantalla (en el caso del cable de tierra) ante impactos de tipo rayo.

Una puesta a tierra correctamente diseñada estará bien dimensionada a nivel térmico, mecánico y para aportar seguridad a las personas.

Se deben diseñar los electrodos, las líneas de tierra, y las líneas de enlace.

El documento de la CFE que rige la puesta a tierra de los apoyos de una línea eléctrica es la CFE-00J00-52.

Se deben considerar determinados parámetros para su cálculo:



- Tiempo de despeje: Es el tiempo que tardan los sistemas de protección (en la subestación) en abrir ante una falta. Puesto que no se trata de una línea muy larga, se considerará un tiempo de despeje de 500ms.
- Resistividad del terreno: Es el valor de resistencia eléctrica por unidad de longitud. Es particular para cada material. Es un factor esencial a la hora de calcular las puestas a tierra de una instalación puesto que condicionará la rapidez con que se disiparán las corrientes de cortocircuito.
- Intensidad de cortocircuito: Se trata de un paso algo más copioso. Deben plantearse los circuitos de secuencia para ello. Ante una falta monofásica a tierra a través de una impedancia de falta, la conexión de los circuitos es la siguiente:

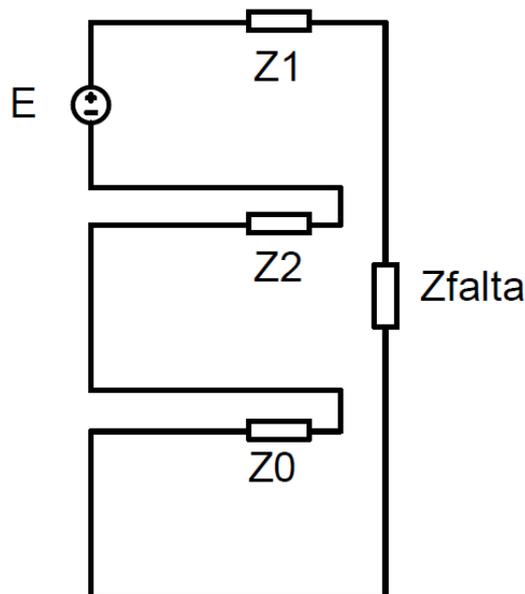


Ilustración 29. Conexión circuitos de secuencia ante falta monofásica a tierra

El cálculo de la intensidad es claro:

$$I_{FALTA} = 3 \cdot \frac{E}{Z1 + Z2 + Z0}$$

Sigue quedando la dificultad de conocer el valor de las impedancias de secuencia. ABB propone las siguientes expresiones:



$$Z1 = Z2 = r_a + j \cdot x_a + j \cdot x_d$$
$$Z0 = r_e + r_a + j \cdot x_a + j \cdot x_e - 2 \cdot j \cdot x_d$$

Y:

$$x_d = 0,2794 \cdot \log \frac{1}{DMG}$$
$$r_e = 0,00477 \cdot f$$
$$x_e = 0,00695 \cdot f \cdot \log \left( 4,6655 \cdot 10^6 \cdot \frac{\rho_s}{f} \right)$$

Donde:

DMG: Distancia Media Geométrica entre conductores en pies [ft]

$x_a$ : Inductancia del conductor a la frecuencia  $f$  del Sistema [ohm/milla]

$r_a$ : Resistencia del conductor en corriente alterna con la frecuencia  $f$  del sistema [ohm/milla]

$f$ : Frecuencia [Hz]

$\rho_s$ : Resistividad del terreno [ohm\*metro]

Se obtienen los siguientes valores:

$$Z1 = Z2 = 0.2146 + j \cdot 0.3741 \text{ ohm/km}$$

$$Z0 = 0.3924 + j \cdot 3,3854 \text{ ohm/km}$$

De donde:

$$I_o = 1,9282 \text{ kA}$$

$$I_F = 5,95 \text{ kA}$$



## DIMENSIONAMIENTO TÉRMICO Y MECÁNICO

Aplica la siguiente fórmula de las normativas internacionales:

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

Ilustración 30. Límite térmico

- I: Valor eficaz de la corriente [kA]
- $A_{mm^2}$ : Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]
- $T_m$ : Temperatura máxima admisible [°C]
- $T_a$ : Temperatura ambiente [°C]
- $T_r$ : Temperatura de referencia del material en la que se reflejan sus propiedades [°C]
- $\alpha_r$ : Coeficiente térmico de la resistividad a la temperatura de referencia [1/°C]
- $\alpha_o$ : Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C [1/°C]
- $\rho_r$ : resistividad del terreno a la temperatura de referencia [ $\Omega m$ ]
- $K_o$ :  $1/ \alpha_o$  [°C]
- $t_c$ : Tiempo de despeje de la falta [s]
- TCAP: Capacidad térmica por unidad de volumen [J/cm<sup>3</sup>°C]

El standard IEEE Std 80-2000 incluye una tabla (Table 1 — Material constants) para el apoyo en el cálculo para la línea de tierra “copper comercial hard-drawn”. Es la siguiente:

Tabla 29. Resumen parámetros para cálculo PAT

$T_m$ (°C)	$\alpha_r$ (1/°C)	$K_0$ (°C)	$\rho_r$ ( $\Omega m$ )	TCAP(J/cm <sup>3</sup> °C)
1084	0,00381	242	1,78	3,42

$$A_{mm^2} = \frac{I_{falta}}{\sqrt{\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \cdot \ln \frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}}} = 20,81 \text{ mm}^2$$



Se pondrá la siguiente sección normalizada más grande, es decir  $25\text{mm}^2$

### DIMENSIONAMIENTO ATENDIENDO A LA PROTECCIÓN HUMANA

Deben calcularse las tensiones de paso y de contacto para cerciorarse de la seguridad para las personas. La *tensión de paso* se define como la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno separados por una distancia de un paso (1 metro), en la dirección del gradiente de potencial máximo. La *tensión de contacto* se define como la diferencia de potencial entre un elemento puesto a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo.

Se calculan como:

$$U_{PASO} = (R_{HUMANO} + 6 \cdot \rho_S \cdot C_S) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_S}}$$

$$U_{CONTACTO} = (R_{HUMANO} + 1,5 \cdot \rho_S \cdot C_S) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_S}}$$

Donde:

$R_{HUMANO}$ : Resistencia media del cuerpo humano (1000  $\Omega$ )

$\rho_S$ : Resistividad del suelo que pisa el humano ( $\Omega \cdot \text{m}$ )

$C_S$ : Factor de corrección de la resistividad del terreno

Este último se calcula como:

$$C_S = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{2 \cdot h_S + 0,09}$$



Donde:

$h_s$ : grosor de la capa del material superficial (m)

$t_s$ : tiempo de apertura de la falta en los interruptores de la subestación más cercana (s)

$\rho$ : resistividad del terreno de la instalación ( $\Omega \cdot m$ )

A falta de las medidas necesarias, bibliografía existente sugiere como valor razonable para terrenos arcillosos compactos una resistividad de  $100 \Omega \cdot m$

Se obtiene:

$$U_{PASO} = 1315,76 \text{ kV}$$

$$U_{PASO} = 329,12 \text{ kV}$$

Ahora es necesario calcular la resistencia del terreno, de la PAT, y de las cimentaciones.

#### RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA

Resistencia de la pica:

$$R_{pica} = \frac{\rho_s}{L} = \frac{100}{1.5} = 66,67 \Omega$$

Resistencia del cable:

$$R_{cable} = \frac{2 \cdot \rho_s}{L} = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 1.5} = 10,6103 \Omega$$

El paralelo de ambos es:

$$R_{PAT} = 9,1535 \Omega$$

#### RESISTENCIA DE LAS CIMENTACIONES



$$R_{\text{cimentación}} = 0,2 \cdot \frac{\rho_{\text{hormigón}}}{\gamma} = 45270,7 \Omega$$

Puesto que la resistencia del cuerpo humano estará en serie con la de la cimentación, se obtiene una resistencia:

$$R_{HC} = 46270,7 \Omega$$

#### RESISTENCIA DEL TERRENO

$$R_G = \frac{\rho_S}{4} \cdot \sqrt{\pi/A} = \frac{100}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{\pi \cdot 1,5^2}} = 25 \Omega$$

La resistencia equivalente para la falta es el paralelo de  $R_{HC}$  y  $R_{PAT}$  en serie con la resistencia del terreno.

Llamando a esta *resistencia total*, se obtiene:

$$R_{tot} = 34,15 \Omega$$

La intensidad que pasa por la persona es una fracción de la intensidad de falta. Haciendo el divisor de intensidad:

$$I_{humano} = 1,17683 A$$

La caída de tensión en la persona será:

$$V_{humano} = 1,17683 \cdot 1000 = 1176,83 V$$

Como el valor es inferior a la tensión de paso, las condiciones de seguridad mínimas se cumplen, y la puesta a tierra diseñada es válida.



## 2.2. CÁLCULOS MECÁNICOS

### 2.2.1. SOLICITACIONES MECÁNICAS SOBRE CONDUCTOR

Se deben hacer comprobaciones mecánicas sobre los conductores de fase escogidos por razones eléctricas (térmicas, al fin y al cabo) para comprobar que cumplen con lo requerido mecánicamente. Se debe comprobar que cumplen con las solicitaciones especificadas más adelante, así como con las distancias mínimas requeridas. El cálculo clásico de líneas es un proceso iterativo algo pesado que funciona del siguiente modo y que ilustra bien qué especificaciones se le han de pedir a un cable; este proceso no ha sido seguido en el cálculo de este proyecto pues se ha utilizado el software PLS - CADD<sup>11</sup>. El proceso es, a grandes rasgos, el siguiente:

1. Se elige un conductor que cumpla con las especificaciones térmicas. Se elige una condición inicial a la que se tiende el cable, habitualmente EDS (*Every Day Stress*). Se elige un valor para este, habitualmente entre el 16% y el 22% de la tensión de rotura del conductor.
2. Se utiliza la ecuación de cambio de condiciones para comprobar las condiciones finales a las que podrá estar sometido el conductor<sup>12</sup>. Son de interés las condiciones de flecha máxima (generalmente altas temperaturas) y de tracción máxima (generalmente altos vientos y bajas temperaturas).
3. Si las condiciones finales de flecha máxima cumplen con distancias eléctricas al suelo, se prosigue en el cálculo (punto 4). Si no, se ha de volver a elegir el conductor a uno con menor flecha<sup>13</sup>, o a elegir un valor de EDS más alto que tienda el conductor más tenso y este quede más separado del suelo y a recalcular la condición final de flecha máxima; es decir, volver al punto 1.
4. Si las condiciones finales de tracción máxima están por debajo de los límites establecidos, el conductor elegido será válido para un tendido en la condición elegida.

---

<sup>11</sup> Más adelante se especificará cómo se diseñó la línea con este programa.

<sup>12</sup> Especificadas más adelante.

<sup>13</sup> Cada vez con más frecuencia se utilizan conductores de alta temperatura-baja frecuencia.



Los conductores de fase a utilizar en la construcción de la línea serán de Aluminio-Acero del tipo 266.8 kcmil 26/7 PARTRIDGE ACSR AW2 (General Cable), con las características previamente indicadas.

Los cálculos mecánicos se realizan con una hipótesis de viento de 152 km/h.

Para esta velocidad, se obtiene una presión de viento de:

$$Pv = 50 \left( \frac{152}{120} \right)^2 = 80,22 \text{ daN/m}^2$$

Las hipótesis consideradas para el cálculo de la línea quedan recogidas en la siguiente tabla.



Tabla 30. Límites tendido conductor

Límites de Tendido Conductor Fase							
	Temperatura (°C) Conductor/ambiente	Viento	Hielo	% de la resistencia máxima de Tracción	Tense Máximo Permitido (daN)	Tense Máximo Alcanzado (daN)	Condición del Cable
H1: Tensión Diaria EDS	20°C / 20°C	Sin Viento	Sin Hielo	22.00	869	633	Final después de carga máxima
H2: Flecha Máxima	85°C / 50°C	Sin Viento	Sin Hielo	22.00	869	489	Final después de fluencia metálica 10 años
H3: Viento Máximo (152km/h)	15°C / 15°C	629Pa	Sin Hielo	33.00	1303.5	1078	Inclal por carga máxima
H4: Flecha Mínima	-10°C / -10°C	Sin Viento	Sin Hielo	33.00	1303.5	1184	Final después de carga máxima
H5: Viento Reducido (65km/h)	-10°C / -10°C	115Pa	5mm 0.913daN/dm <sup>3</sup>	33.00	1303.5	1180	Inclal por carga máxima
H6: Balanceo de Cables	16°C / 16°C	285 Pa	Sin Hielo	22.00	869	777	Final después de carga máxima
H7: Condición de Rayo	15°C / 15°C	41.2 Pa	Sin Hielo	22.00	869	589	Final después de fluencia metálica 10 años



- Constante de catenaria máxima H3: Viento máximo (152 km/h)=900m
- Constante de catenaria máxima H5: Viento Reducido (65 km/h)=12500m



## ESTUDIO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tabla 31. Estudio mecánico del conductor (I)

Apoyo		Vano(m)	EDS				Flecha máxima (85°C)				Flecha mínima			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
1	2	84.96	554	12	1088	0.83	369	8	725	1.25	741	16	1454	0.62
2	3	181.04	554	12	1088	3.77	369	8	725	5.67	741	16	1454	2.82
3	4	159.58	586	13	1151	2.83	351	8	689	4.73	845	18	1659	1.96
4	5	81.56	586	13	1151	0.74	351	8	689	1.23	845	18	1659	0.51
5	6	113.23	629	13	1236	1.31	324	7	636	2.54	971	20	1907	0.85
6	7	53.76	541	11	1062	0.34	378	8	742	0.49	696	15	1366	0.27
7	8	106.91	541	11	1062	1.36	378	8	742	1.94	696	15	1366	1.05
8	9	211.39	541	12	1062	5.31	378	8	742	7.60	696	15	1366	4.13
9	10	88.20	710	15	1393	0.69	289	6	567	1.70	1130	24	2219	0.43
10	11	96.87	605	13	1187	0.99	341	7	669	1.75	899	19	1766	0.66
11	12	142.11	605	13	1187	2.13	341	7	669	3.79	899	19	1766	1.44
12	13	164.66	546	12	1072	3.20	374	8	735	4.67	713	15	1400	2.45
13	14	105.31	617	13	1211	1.16	334	7	656	2.14	934	20	1834	0.77
14	15	131.71	617	13	1211	1.82	334	7	656	3.36	934	20	1834	1.20
15	16	52.98	832	17	1633	0.22	214	4	420	0.85	1306	27	2564	0.14



Apoyo		Vano(m)	EDS				Flecha máxima (85°C)				Flecha mínima			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
16	17	110.32	685	14	1344	1.14	301	6	591	2.60	1086	23	2132	0.72
17	18	61.19	685	14	1344	0.35	301	6	591	0.79	1086	23	2132	0.22
18	19	139.23	579	12	1137	2.13	354	7	696	3.48	822	17	1614	1.50
19	20	72.15	767	16	1505	0.44	258	5	507	1.31	1220	25	2394	0.28
3	21	49.24	843	18	1655	0.18	205	4	403	0.76	1320	28	2592	0.12
5	22	27.77	897	19	1762	0.06	149	3	292	0.34	1381	29	2711	0.04
6	25	74.14	764	16	1499	0.46	262	6	514	1.35	1214	26	2384	0.29
18	23	33.91	885	19	1737	0.08	167	4	328	0.45	1367	29	2684	0.05
19	24	191.48	523	11	1026	4.49	391	8	767	6.00	634	13	1244	3.70

Tabla 32. Estudio mecánico del conductor (II)

Apoyo		Vano (m)	Viento máximo (152km/h)				Viento reducido (65 km/h)				Balanceo de cables			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
1	2	84.96	1008	21	900	1.01	996	21	1150	0.79	713	15	1035	0.87
2	3	181.04	1008	21	900	4.56	996	21	1150	3.57	713	15	1035	3.97
3	4	159.58	1008	21	900	3.62	1053	23	1216	2.68	740	16	1073	3.04



Apoyo		Vano (m)	Viento máximo (152km/h)				Viento reducido (65 km/h)				Balanceo de cables			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
4	5	81.56	1008	21	900	0.94	1053	22	1216	0.70	740	16	1073	0.79
5	6	113.23	1003	21	895	1.80	1119	24	1292	1.25	772	16	1120	1.44
6	7	53.76	1009	21	900	0.40	971	20	1120	0.33	702	15	1018	0.36
7	8	106.91	1009	21	900	1.60	971	20	1120	1.29	702	15	1018	1.41
8	9	211.39	1009	21	900	6.26	971	21	1120	5.03	702	15	1018	5.54
9	10	88.20	1008	21	899	1.07	1214	25	1401	0.69	831	17	1206	0.80
10	11	96.87	1008	21	900	1.30	1083	23	1249	0.94	754	16	1093	1.07
11	12	142.11	1008	21	900	2.82	1083	23	1249	2.03	754	16	1093	2.32
12	13	164.66	1008	21	900	3.81	981	21	1132	3.03	706	15	1025	3.35
13	14	105.31	1008	21	900	1.56	1101	23	1271	1.11	763	16	1107	1.27
14	15	131.71	1008	21	900	2.45	1101	23	1271	1.74	763	16	1107	1.99
15	16	52.98	1008	21	900	0.39	1332	28	1537	0.23	921	19	1336	0.27
16	17	110.32	1008	21	900	1.71	1187	25	1370	1.12	814	17	1181	1.30
17	18	61.19	1008	21	900	0.52	1187	25	1370	0.34	814	17	1181	0.40
18	19	139.23	1008	21	900	2.69	1042	22	1202	2.01	734	15	1065	2.28
19	20	72.15	1008	21	900	0.74	1272	27	1468	0.45	873	18	1266	0.52
3	21	49.24	1008	21	900	0.34	1342	28	1549	0.20	930	19	1348	0.23
5	22	27.77	1008	21	900	0.11	1389	29	1602	0.06	972	20	1409	0.07



Apoyo		Vano (m)	Viento máximo (152km/h)				Viento reducido (65 km/h)				Balanceo de cables			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
6	25	74.14	1011	21	902	0.77	1269	27	1465	0.47	871	18	1264	0.55
18	23	33.91	1008	21	900	0.16	1377	29	1589	0.09	961	20	1393	0.10
19	24	191.48	1008	21	900	5.12	932	20	1076	4.28	685	14	994	4.63

Tabla 33. Estudio mecánico del conductor (III)

Apoyo		Vano (m)	Condición de rayo			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
1	2	84.96	582	12	1133	0.80
2	3	181.04	582	12	1133	3.62
3	4	159.58	623	13	1214	2.69
4	5	81.56	623	13	1214	0.70
5	6	113.23	680	14	1323	1.22
6	7	53.76	565	12	1100	0.33
7	8	106.91	565	12	1100	1.31
8	9	211.39	565	12	1100	5.12
9	10	88.20	776	16	1510	0.64
10	11	96.87	647	14	1260	0.93
11	12	142.11	647	14	1260	2.01



Apoyo		Vano (m)	Condición de rayo			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
12	13	164.66	572	12	1114	3.08
13	14	105.31	663	14	1290	1.09
14	15	131.71	663	14	1290	1.71
15	16	52.98	913	19	1777	0.20
16	17	110.32	747	16	1453	1.06
17	18	61.19	747	16	1453	0.32
18	19	139.23	615	13	1196	2.02
19	20	72.15	840	18	1636	0.41
3	21	49.24	926	19	1802	0.17
5	22	27.77	982	21	1911	0.05
6	25	74.14	837	18	1630	0.43
18	23	33.91	968	20	1884	0.08
19	24	191.48	542	11	1054	4.37

## 2.2.1.1. TABLA DE TENDIDO

Tabla 34. Tabla de regulación conductor

Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
1	2	-5	156,59	84,96	0,66	702,29
		0	156,59	84,96	0,69	666,95
		5	156,59	84,96	0,73	634,79
		10	156,59	84,96	0,76	605,17
		15	156,59	84,96	0,8	578,51
		20	156,59	84,96	0,83	554,16
		25	156,59	84,96	0,87	531,78
		30	156,59	84,96	0,9	511,41
		35	156,59	84,96	0,94	492,72
		40	156,59	84,96	0,97	475,75
		45	156,59	84,96	1	460,13
		50	156,59	84,96	1,03	445,51
2	3	-5	156,59	181,04	2,98	702,29
		0	156,59	181,04	3,13	666,95
		5	156,59	181,04	3,29	634,79
		10	156,59	181,04	3,45	605,17
		15	156,59	181,04	3,61	578,51
		20	156,59	181,04	3,77	554,16
		25	156,59	181,04	3,93	531,78
		30	156,59	181,04	4,09	511,41
		35	156,59	181,04	4,24	492,72
		40	156,59	181,04	4,4	475,75
		45	156,59	181,04	4,55	460,13
		50	156,59	181,04	4,69	445,51
3	4	-5	135,24	159,58	2,09	792,47
		0	135,24	159,58	2,23	743,6
		5	135,24	159,58	2,38	698,33
		10	135,24	159,58	2,52	657,51
		15	135,24	159,58	2,68	619,81



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		20	135,24	159,58	2,83	586,08
		25	135,24	159,58	2,99	555,66
		30	135,24	159,58	3,14	528,27
		35	135,24	159,58	3,3	503,22
		40	135,24	159,58	3,45	480,95
		45	135,24	159,58	3,6	460,74
		50	135,24	159,58	3,75	442,24
4	5	-5	135,24	81,56	0,54	792,47
		0	135,24	81,56	0,58	743,6
		5	135,24	81,56	0,62	698,33
		10	135,24	81,56	0,66	657,51
		15	135,24	81,56	0,7	619,81
		20	135,24	81,56	0,74	586,08
		25	135,24	81,56	0,78	555,66
		30	135,24	81,56	0,82	528,27
		35	135,24	81,56	0,86	503,22
		40	135,24	81,56	0,9	480,95
		45	135,24	81,56	0,94	460,74
		50	135,24	81,56	0,98	442,24
5	6	-5	112,61	113,23	0,91	906,58
		0	112,61	113,23	0,97	843,44
		5	112,61	113,23	1,05	783,48
		10	112,61	113,23	1,13	728,29
		15	112,61	113,23	1,21	676,61
		20	112,61	113,23	1,3	629,31
		25	112,61	113,23	1,4	587,29
		30	112,61	113,23	1,5	548,46
		35	112,61	113,23	1,59	514,82
		40	112,61	113,23	1,69	484,59
		45	112,61	113,23	1,79	457,85



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		50	112,61	113,23	1,89	433,9
6	7	-5	168,89	53,76	0,28	663,95
		0	168,89	53,76	0,29	634,83
		5	168,89	53,76	0,3	608,28
		10	168,89	53,76	0,32	584
		15	168,89	53,76	0,33	561,65
		20	168,89	53,76	0,34	540,92
		25	168,89	53,76	0,35	522,22
		30	168,89	53,76	0,37	504,83
		35	168,89	53,76	0,38	488,77
		40	168,89	53,76	0,39	473,88
		45	168,89	53,76	0,4	459,99
		50	168,89	53,76	0,41	447,31
7	8	-5	168,89	106,91	1,1	663,95
		0	168,89	106,91	1,16	634,83
		5	168,89	106,91	1,21	608,28
		10	168,89	106,91	1,26	584
		15	168,89	106,91	1,31	561,65
		20	168,89	106,91	1,36	540,92
		25	168,89	106,91	1,4	522,22
		30	168,89	106,91	1,45	504,83
		35	168,89	106,91	1,5	488,77
		40	168,89	106,91	1,55	473,88
		45	168,89	106,91	1,59	459,99
		50	168,89	106,91	1,64	447,31
8	9	-5	168,89	211,39	4,34	663,95
		0	168,89	211,39	4,53	634,83
		5	168,89	211,39	4,73	608,28
		10	168,89	211,39	4,93	584
		15	168,89	211,39	5,13	561,65



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		20	168,89	211,39	5,32	540,92
		25	168,89	211,39	5,51	522,22
		30	168,89	211,39	5,7	504,83
		35	168,89	211,39	5,89	488,77
		40	168,89	211,39	6,08	473,88
		45	168,89	211,39	6,26	459,99
		50	168,89	211,39	6,44	447,31
9	10	-5	88,16	88,2	0,47	1056,92
		0	88,16	88,2	0,5	983,39
		5	88,16	88,2	0,54	912,61
		10	88,16	88,2	0,59	841,9
		15	88,16	88,2	0,64	774,19
		20	88,16	88,2	0,7	709,65
		25	88,16	88,2	0,76	648,44
		30	88,16	88,2	0,83	593,71
		35	88,16	88,2	0,91	544,19
		40	88,16	88,2	0,99	500,06
		45	88,16	88,2	1,07	461,49
		50	88,16	88,2	1,16	428,65
10	11	-5	125,55	96,87	0,71	840,61
		0	125,55	96,87	0,76	785,86
		5	125,55	96,87	0,81	734,54
		10	125,55	96,87	0,87	686,79
		15	125,55	96,87	0,93	643,48
		20	125,55	96,87	0,99	604,75
		25	125,55	96,87	1,05	569,24
		30	125,55	96,87	1,11	537,05
		35	125,55	96,87	1,18	509,02
		40	125,55	96,87	1,24	483,33
		45	125,55	96,87	1,3	460,44



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		50	125,55	96,87	1,36	440,01
11	12	-5	125,55	142,11	1,53	840,61
		0	125,55	142,11	1,64	785,86
		5	125,55	142,11	1,75	734,54
		10	125,55	142,11	1,88	686,79
		15	125,55	142,11	2	643,48
		20	125,55	142,11	2,13	604,75
		25	125,55	142,11	2,26	569,24
		30	125,55	142,11	2,4	537,05
		35	125,55	142,11	2,53	509,02
		40	125,55	142,11	2,67	483,33
		45	125,55	142,11	2,8	460,44
				50	125,55	142,11
12	13	-5	163,74	164,66	2,56	679,17
		0	163,74	164,66	2,68	647,26
		5	163,74	164,66	2,81	618,61
		10	163,74	164,66	2,93	592,55
		15	163,74	164,66	3,06	568,41
		20	163,74	164,66	3,18	546,22
		25	163,74	164,66	3,3	526,05
		30	163,74	164,66	3,42	507,54
		35	163,74	164,66	3,54	490,36
		40	163,74	164,66	3,66	474,52
		45	163,74	164,66	3,78	460,05
				50	163,74	164,66
13	14	-5	119,9	105,31	0,82	871,57
		0	119,9	105,31	0,87	813,64
		5	119,9	105,31	0,94	757,61
		10	119,9	105,31	1,01	706,48
		15	119,9	105,31	1,08	659,69



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		20	119,9	105,31	1,15	616,66
		25	119,9	105,31	1,23	578,27
		30	119,9	105,31	1,31	543,88
		35	119,9	105,31	1,39	512,87
		40	119,9	105,31	1,46	485,3
		45	119,9	105,31	1,54	460,49
		50	119,9	105,31	1,62	438,5
14	15	-5	119,9	131,71	1,28	871,57
		0	119,9	131,71	1,37	813,64
		5	119,9	131,71	1,47	757,61
		10	119,9	131,71	1,57	706,48
		15	119,9	131,71	1,69	659,69
		20	119,9	131,71	1,8	616,66
		25	119,9	131,71	1,92	578,27
		30	119,9	131,71	2,05	543,88
		35	119,9	131,71	2,17	512,87
		40	119,9	131,71	2,29	485,3
		45	119,9	131,71	2,42	460,49
		50	119,9	131,71	2,54	438,5
15	16	-5	52,98	52,98	0,15	1228,82
		0	52,98	52,98	0,16	1151,29
		5	52,98	52,98	0,17	1072,1
		10	52,98	52,98	0,18	992,63
		15	52,98	52,98	0,2	912,91
		20	52,98	52,98	0,21	831,57
		25	52,98	52,98	0,24	752,96
		30	52,98	52,98	0,27	674,29
		35	52,98	52,98	0,3	598,64
		40	52,98	52,98	0,34	529,21
		45	52,98	52,98	0,38	464,75



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		50	52,98	52,98	0,44	408,6
16	17	-5	95,58	110,32	0,77	1014,53
		0	95,58	110,32	0,82	944,52
		5	95,58	110,32	0,89	874,56
		10	95,58	110,32	0,96	807,59
		15	95,58	110,32	1,04	744,49
		20	95,58	110,32	1,13	684,7
		25	95,58	110,32	1,23	629,86
		30	95,58	110,32	1,34	580,17
		35	95,58	110,32	1,45	535,81
		40	95,58	110,32	1,56	496,19
		45	95,58	110,32	1,68	461,44
		50	95,58	110,32	1,8	431,7
17	18	-5	95,58	61,19	0,24	1014,53
		0	95,58	61,19	0,25	944,52
		5	95,58	61,19	0,27	874,56
		10	95,58	61,19	0,3	807,59
		15	95,58	61,19	0,32	744,49
		20	95,58	61,19	0,35	684,7
		25	95,58	61,19	0,38	629,86
		30	95,58	61,19	0,41	580,17
		35	95,58	61,19	0,45	535,81
		40	95,58	61,19	0,48	496,19
		45	95,58	61,19	0,52	461,44
		50	95,58	61,19	0,55	431,7
18	19	-5	139,14	139,23	1,6	773,25
		0	139,14	139,23	1,7	727,05
		5	139,14	139,23	1,8	684,51
		10	139,14	139,23	1,91	646,49
		15	139,14	139,23	2,02	610,91



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		20	139,14	139,23	2,13	579,34
		25	139,14	139,23	2,24	550,37
		30	139,14	139,23	2,36	524,46
		35	139,14	139,23	2,47	500,9
		40	139,14	139,23	2,58	479,76
		45	139,14	139,23	2,68	460,31
		50	139,14	139,23	2,79	442,79
19	20	-5	72,14	72,15	0,29	1143,5
		0	72,14	72,15	0,31	1067,25
		5	72,14	72,15	0,33	990,79
		10	72,14	72,15	0,36	914,19
		15	72,14	72,15	0,4	838,92
		20	72,14	72,15	0,43	766,54
		25	72,14	72,15	0,48	695,76
		30	72,14	72,15	0,53	628,16
		35	72,14	72,15	0,58	566,94
		40	72,14	72,15	0,65	511,6
		45	72,14	72,15	0,72	463,12
		50	72,14	72,15	0,79	420,96
3	21	-5	49,14	49,24	0,12	1243,36
		0	49,14	49,24	0,13	1164,74
		5	49,14	49,24	0,14	1085,78
		10	49,14	49,24	0,15	1006,53
		15	49,14	49,24	0,17	924,22
		20	49,14	49,24	0,18	843,06
		25	49,14	49,24	0,2	763,17
		30	49,14	49,24	0,23	683,19
		35	49,14	49,24	0,26	604,66
		40	49,14	49,24	0,29	532,26
		45	49,14	49,24	0,33	464,76



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		50	49,14	49,24	0,38	405,49
5	22	-5	27,47	27,77	0,04	1305,05
		0	27,47	27,77	0,04	1226,18
		5	27,47	27,77	0,04	1146,92
		10	27,47	27,77	0,05	1064,58
		15	27,47	27,77	0,05	981,85
		20	27,47	27,77	0,06	897,37
		25	27,47	27,77	0,06	812,55
		30	27,47	27,77	0,07	725,99
		35	27,47	27,77	0,08	639,14
		40	27,47	27,77	0,09	552,07
		45	27,47	27,77	0,11	467,9
		50	27,47	27,77	0,13	386,83
6	25	-5	73,59	74,14	0,31	1139,47
		0	73,59	74,14	0,33	1063,15
		5	73,59	74,14	0,36	986,63
		10	73,59	74,14	0,39	911,37
		15	73,59	74,14	0,42	836,05
		20	73,59	74,14	0,46	763,63
		25	73,59	74,14	0,51	694,28
		30	73,59	74,14	0,56	628,16
		35	73,59	74,14	0,62	566,94
		40	73,59	74,14	0,69	512,36
		45	73,59	74,14	0,76	464,66
		50	73,59	74,14	0,83	423,29
18	23	-5	33,74	33,91	0,06	1290,67
		0	33,74	33,91	0,06	1211,54
		5	33,74	33,91	0,06	1132,03
		10	33,74	33,91	0,07	1050,81
		15	33,74	33,91	0,08	967,84



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		20	33,74	33,91	0,08	884,55
		25	33,74	33,91	0,09	799,52
		30	33,74	33,91	0,1	714,21
		35	33,74	33,91	0,12	630,17
		40	33,74	33,91	0,13	545,99
		45	33,74	33,91	0,16	466,35
		50	33,74	33,91	0,19	393,06
19	24	-5	191,08	191,48	3,83	611,45
		0	191,08	191,48	3,96	591,09
		5	191,08	191,48	4,09	571,96
		10	191,08	191,48	4,22	554,46
		15	191,08	191,48	4,35	537,9
		20	191,08	191,48	4,48	522,65
		25	191,08	191,48	4,61	508,36
		30	191,08	191,48	4,73	494,88
		35	191,08	191,48	4,85	482,39
		40	191,08	191,48	4,97	470,73
		45	191,08	191,48	5,09	459,71
		50	191,08	191,48	5,21	449,35

### 2.2.2. SOLICITACIONES MECÁNICAS SOBRE CABLE DE GUARDA

El cable de tierra a utilizar en la construcción de la línea será de tipo compuesto de fibra óptica OPGW, con las características indicadas previamente:



Tabla 35. Límite tendido OPGW

Límites de Tendido Conductores Protección							
	Temperatura (°C) Conductor/ambiente	Viento	Hielo	% de la resistencia máxima de Tracción	Tense Máximo Permitido (daN)	Tense Máximo Permitido (daN)	Condición del Cable
H1: Tensión Diaria EDS	20°C / 20°C	Sin Viento	Sin Hielo	22.00	1584	615	Final despues de carga máxima
H2: Flecha Máxima	85°C / 50°C	Sin Viento	Sin Hielo	22.00	1584	558	Final después de fluencia metálica 10 años
H3: Viento Máximo (152km/h)	15°C / 15°C	629Pa	Sin Hielo	33.00	2376	1031	Inlcial por carga máxima
H4: Flecha Mínima	-10°C / -10°C	Sin Viento	Sin Hielo	33.00	2376	1202	Final despues de carga máxima
H5: Viento Reducido (65km/h)	-10°C / -10°C	115Pa	5mm 0.913daN/dm3	33.00	2376	1210	Inlcial por carga máxima
H6: Balanceo de Cables	16°C / 16°C	285 Pa	Sin Hielo	22.00	1584	729	Final despues de carga máxima
H7: Condición de Rayo	15°C / 15°C	41.2 Pa	Sin Hielo	22.00	1584	615	Final después de fluencia metálica 10 años

-Constante de catenaria máxima H3: Viento máximo (152 km/h)=900m



-Constante de catenaria máxima H5: Viento Reducido (65 km/h)=12500m



## ESTUDIO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA

Tabla 36. Estudio mecánico del cable de guarda (I)

Apoyo		Vano(m)	EDS				Flecha máxima (85°C)				Flecha mínima			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
1	2	84.96	553	8	949	0.95	411	6	705	1.28	685	10	1174	0.77
2	3	181.04	553	8	949	4.32	411	6	705	5.83	685	10	1174	3.50
3	4	159.58	563	8	965	3.38	387	6	664	4.90	754	11	1293	2.52
4	5	81.56	563	8	965	0.86	387	6	664	1.25	754	11	1293	0.64
5	6	113.23	577	8	989	1.67	358	5	614	2.69	870	12	1493	1.11
6	7	53.76	550	8	943	0.42	422	6	724	0.54	658	9	1129	0.35
7	8	106.91	550	8	943	1.53	422	6	724	1.99	658	9	1129	1.27
8	9	211.39	550	8	943	6.01	422	6	724	7.83	658	9	1129	5.02
9	10	88.20	606	8	1039	0.94	311	4	533	1.84	1098	15	1884	0.52
10	11	96.87	568	8	974	1.21	375	5	643	1.83	800	11	1372	0.86
11	12	142.11	568	8	974	2.59	375	5	643	3.93	800	11	1372	1.84
12	13	164.66	551	8	945	3.59	417	6	716	4.75	669	9	1148	2.96
13	14	105.31	572	8	981	1.42	367	5	629	2.21	830	12	1424	0.97
14	15	131.71	572	8	981	2.22	367	5	629	3.46	830	12	1424	1.53



Apoyo		Vano(m)	EDS				Flecha máxima (85°C)				Flecha mínima			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
15	16	52.98	687	10	1179	0.30	217	3	373	0.94	1463	20	2509	0.14
16	17	110.32	597	8	1023	1.49	325	5	557	2.74	1028	14	1763	0.87
17	18	61.19	597	8	1023	0.45	325	5	557	0.83	1028	14	1763	0.26
18	19	139.23	561	8	962	2.47	390	5	670	3.55	743	10	1274	1.86
19	20	72.15	640	9	1097	0.57	268	4	460	1.35	1288	18	2210	0.28
3	21	49.24	693	10	1189	0.28	211	3	362	0.91	1478	21	2535	0.13
5	22	27.77	758	11	1299	0.09	133	2	228	0.49	1628	23	2792	0.04
6	25	74.14	638	9	1094	0.60	270	4	462	1.43	1282	18	2199	0.30
18	23	33.91	739	10	1268	0.13	158	2	270	0.60	1594	22	2735	0.06
19	24	191.48	544	8	933	5.02	440	6	754	6.21	622	9	1067	4.39

Tabla 37. Estudio mecánico del cable de guarda (II)

Apoyo		Vano (m)	Viento máximo (152km/h)				Viento reducido (65 km/h)				Balanceo de cables			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
1	2	84.96	955	13	900	1.01	972	14	1073	0.84	678	9	948	0.95
2	3	181.04	955	13	900	4.56	972	14	1073	3.82	678	10	948	4.33
3	4	159.58	955	14	900	3.62	1025	15	1132	2.88	688	10	963	3.38
4	5	81.56	955	13	900	0.93	1025	15	1132	0.74	688	10	963	0.86



Apoyo		Vano (m)	Viento máximo (152km/h)				Viento reducido (65 km/h)				Balanceo de cables			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
5	6	113.23	955	13	899	1.84	1106	16	1221	1.35	705	10	986	1.68
6	7	53.76	956	13	900	0.43	949	13	1049	0.37	673	9	942	0.42
7	8	106.91	956	13	900	1.60	949	13	1049	1.37	673	9	942	1.53
8	9	211.39	956	14	900	6.30	949	14	1049	5.40	673	10	942	6.01
9	10	88.20	955	13	900	1.09	1251	17	1382	0.71	737	10	1031	0.95
10	11	96.87	955	13	900	1.31	1058	15	1169	1.01	695	10	973	1.21
11	12	142.11	955	13	900	2.81	1058	15	1169	2.16	695	10	973	2.60
12	13	164.66	955	13	900	3.78	959	14	1059	3.21	675	10	945	3.59
13	14	105.31	955	13	899	1.54	1079	15	1192	1.16	699	10	978	1.42
14	15	131.71	955	13	899	2.42	1079	15	1192	1.83	699	10	978	2.23
15	16	52.98	955	13	900	0.39	1509	21	1666	0.21	817	11	1143	0.31
16	17	110.32	955	13	899	1.70	1207	17	1333	1.15	726	10	1016	1.50
17	18	61.19	955	13	899	0.51	1207	17	1333	0.35	726	10	1016	0.46
18	19	139.23	955	13	900	2.64	1018	14	1125	2.11	687	10	961	2.47
19	20	72.15	955	13	900	0.69	1380	19	1524	0.41	771	11	1079	0.58
3	21	49.24	954	13	898	0.37	1521	21	1680	0.20	823	11	1152	0.28
5	22	27.77	954	13	899	0.13	1643	23	1815	0.06	884	12	1237	0.09
6	25	74.14	955	13	899	0.74	1377	19	1521	0.43	771	11	1079	0.61



Apoyo		Vano (m)	Viento máximo (152km/h)				Viento reducido (65 km/h)				Balanceo de cables			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)	Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
18	23	33.91	954	13	899	0.18	1613	23	1781	0.09	866	12	1212	0.13
19	24	191.48	955	13	900	5.21	917	13	1013	4.63	666	9	932	5.02

Tabla 38. Estudio mecánico del cable de guarda (III)

Apoyo		Vano (m)	Condición de rayo			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
1	2	84.96	573	8	978	0.92
2	3	181.04	573	8	978	4.20
3	4	159.58	589	9	1004	3.24
4	5	81.56	589	8	1004	0.83
5	6	113.23	612	9	1045	1.58
6	7	53.76	567	8	968	0.40
7	8	106.91	567	8	968	1.49
8	9	211.39	567	8	968	5.85
9	10	88.20	663	9	1132	0.87
10	11	96.87	599	8	1021	1.15
11	12	142.11	599	8	1021	2.47
12	13	164.66	570	8	972	3.49



Apoyo		Vano (m)	Condición de rayo			
Inicial	Final		Tensión H (daN)	%	Parámetro (m)	Flecha (m)
13	14	105.31	605	9	1032	1.35
14	15	131.71	605	8	1032	2.11
15	16	52.98	795	11	1356	0.26
16	17	110.32	646	9	1103	1.39
17	18	61.19	646	9	1103	0.42
18	19	139.23	586	8	1000	2.37
19	20	72.15	721	10	1231	0.50
3	21	49.24	804	11	1372	0.24
5	22	27.77	896	13	1529	0.07
6	25	74.14	718	10	1226	0.54
18	23	33.91	872	12	1487	0.11
19	24	191.48	558	8	951	4.92



### 2.2.2.1. TABLA DE TENDIDO

Tabla 39. Tabla de regulación cable de guarda

Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
1	2	-5	156.62	84.96	0.8	657.04
		0	156.62	84.96	0.83	632.58
		5	156.62	84.96	0.86	610.03
		10	156.62	84.96	0.89	589.79
		15	156.62	84.96	0.92	570.69
		20	156.62	84.96	0.95	553.5
		25	156.62	84.96	0.98	537.46
		30	156.62	84.96	1.01	522.57
		35	156.62	84.96	1.04	508.83
		40	156.62	84.96	1.06	496.04
		45	156.62	84.96	1.09	484.02
		50	156.62	84.96	1.12	472.96
2	3	-5	156.62	181.04	3.64	657.04
		0	156.62	181.04	3.78	632.58
		5	156.62	181.04	3.92	610.03
		10	156.62	181.04	4.06	589.79
		15	156.62	181.04	4.19	570.69
		20	156.62	181.04	4.32	553.5
		25	156.62	181.04	4.45	537.46
		30	156.62	181.04	4.58	522.57
		35	156.62	181.04	4.71	508.83
		40	156.62	181.04	4.83	496.04
		45	156.62	181.04	4.95	484.02
		50	156.62	181.04	5.06	472.96
3	4	-5	135.24	159.58	2.67	711.61
		0	135.24	159.58	2.82	674.14



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		5	135.24	159.58	2.96	641.27
		10	135.24	159.58	3.1	612.22
		15	135.24	159.58	3.24	586.24
		20	135.24	159.58	3.38	562.55
		25	135.24	159.58	3.51	541.15
		30	135.24	159.58	3.64	522.06
		35	135.24	159.58	3.77	504.11
		40	135.24	159.58	3.89	488.07
		45	135.24	159.58	4.01	473.18
		50	135.24	159.58	4.13	459.64
4	5	-5	135.24	80.83	0.68	711.61
		0	135.24	80.83	0.72	674.14
		5	135.24	80.83	0.76	641.27
		10	135.24	80.83	0.79	612.22
		15	135.24	80.83	0.83	586.24
		20	135.24	80.83	0.86	562.55
		25	135.24	80.83	0.9	541.15
		30	135.24	80.83	0.93	522.06
		35	135.24	80.83	0.96	504.11
		40	135.24	80.83	0.99	488.07
		45	135.24	80.83	1.03	473.18
		50	135.24	80.83	1.06	459.64
5	6	-5	114.04	114.66	1.2	803.63
		0	114.04	114.66	1.29	744.74
		5	114.04	114.66	1.39	693.51
		10	114.04	114.66	1.48	649.16
		15	114.04	114.66	1.58	610.17
		20	114.04	114.66	1.67	576.53
		25	114.04	114.66	1.76	547.49
		30	114.04	114.66	1.85	520.74



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		35	114.04	114.66	1.94	497.82
		40	114.04	114.66	2.02	477.19
		45	114.04	114.66	2.1	458.48
		50	114.04	114.66	2.18	441.68
6	7	-5	168.79	55.88	0.36	636.22
		0	168.79	55.88	0.37	615.97
		5	168.79	55.88	0.38	597.63
		10	168.79	55.88	0.39	580.45
		15	168.79	55.88	0.4	564.41
		20	168.79	55.88	0.42	549.51
		25	168.79	55.88	0.43	535.77
		30	168.79	55.88	0.44	522.98
		35	168.79	55.88	0.45	510.96
		40	168.79	55.88	0.46	499.52
		45	168.79	55.88	0.47	488.84
		50	168.79	55.88	0.48	478.92
7	8	-5	168.79	106.91	1.32	636.22
		0	168.79	106.91	1.36	615.97
		5	168.79	106.91	1.4	597.63
		10	168.79	106.91	1.45	580.45
		15	168.79	106.91	1.49	564.41
		20	168.79	106.91	1.53	549.51
		25	168.79	106.91	1.57	535.77
		30	168.79	106.91	1.61	522.98
		35	168.79	106.91	1.64	510.96
		40	168.79	106.91	1.68	499.52
		45	168.79	106.91	1.72	488.84
		50	168.79	106.91	1.75	478.92
8	9	-5	168.79	211.62	5.19	636.22
		0	168.79	211.62	5.36	615.97



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		5	168.79	211.62	5.53	597.63
		10	168.79	211.62	5.69	580.45
		15	168.79	211.62	5.85	564.41
		20	168.79	211.62	6.01	549.51
		25	168.79	211.62	6.17	535.77
		30	168.79	211.62	6.32	522.98
		35	168.79	211.62	6.47	510.96
		40	168.79	211.62	6.61	499.52
		45	168.79	211.62	6.76	488.84
		50	168.79	211.62	6.9	478.92
9	10	-5	88.43	88.47	0.58	987.44
		0	88.43	88.47	0.64	890.31
		5	88.43	88.47	0.71	802.35
		10	88.43	88.47	0.79	726.64
		15	88.43	88.47	0.86	661.63
		20	88.43	88.47	0.94	605.81
		25	88.43	88.47	1.02	559.17
		30	88.43	88.47	1.1	519.42
		35	88.43	88.47	1.18	485.79
		40	88.43	88.47	1.25	455.98
		45	88.43	88.47	1.32	431.15
		50	88.43	88.47	1.39	409.38
10	11	-5	125.5	96.91	0.92	747.67
		0	125.5	96.91	0.98	701.79
		5	125.5	96.91	1.04	662.03
		10	125.5	96.91	1.09	626.86
		15	125.5	96.91	1.15	595.52
		20	125.5	96.91	1.21	568.01
		25	125.5	96.91	1.26	543.55
		30	125.5	96.91	1.31	521.39



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		35	125.5	96.91	1.37	501.53
		40	125.5	96.91	1.42	483.58
		45	125.5	96.91	1.47	467.17
		50	125.5	96.91	1.52	452.09
11	12	-5	125.5	142.04	1.97	747.67
		0	125.5	142.04	2.1	701.79
		5	125.5	142.04	2.23	662.03
		10	125.5	142.04	2.35	626.86
		15	125.5	142.04	2.47	595.52
		20	125.5	142.04	2.59	568.01
		25	125.5	142.04	2.71	543.55
		30	125.5	142.04	2.83	521.39
		35	125.5	142.04	2.94	501.53
		40	125.5	142.04	3.05	483.58
		45	125.5	142.04	3.15	467.17
		50	125.5	142.04	3.26	452.09
12	13	-5	163.41	164.33	3.07	644.71
		0	163.41	164.33	3.18	622.93
		5	163.41	164.33	3.29	602.68
		10	163.41	164.33	3.39	584.34
		15	163.41	164.33	3.49	567.16
		20	163.41	164.33	3.59	551.12
		25	163.41	164.33	3.69	536.61
		30	163.41	164.33	3.79	522.87
		35	163.41	164.33	3.88	510.27
		40	163.41	164.33	3.98	498.06
		45	163.41	164.33	4.07	487
		50	163.41	164.33	4.16	476.32
13	14	-5	120.04	105.06	1.05	771.44
		0	120.04	105.06	1.12	720.2



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		5	120.04	105.06	1.2	675.85
		10	120.04	105.06	1.27	636.86
		15	120.04	105.06	1.34	602.46
		20	120.04	105.06	1.42	571.88
		25	120.04	105.06	1.48	545.14
		30	120.04	105.06	1.55	521.45
		35	120.04	105.06	1.62	500.06
		40	120.04	105.06	1.68	480.58
		45	120.04	105.06	1.75	463.01
		50	120.04	105.06	1.81	447.36
14	15	-5	120.04	131.72	1.65	771.44
		0	120.04	131.72	1.76	720.2
		5	120.04	131.72	1.88	675.85
		10	120.04	131.72	1.99	636.86
		15	120.04	131.72	2.11	602.46
		20	120.04	131.72	2.22	571.88
		25	120.04	131.72	2.33	545.14
		30	120.04	131.72	2.44	521.45
		35	120.04	131.72	2.54	500.06
		40	120.04	131.72	2.64	480.58
		45	120.04	131.72	2.74	463.01
		50	120.04	131.72	2.84	447.36
15	16	-5	52.98	52.99	0.16	1318.11
		0	52.98	52.99	0.17	1179.67
		5	52.98	52.99	0.2	1044.29
		10	52.98	52.99	0.22	915.03
		15	52.98	52.99	0.26	794.95
		20	52.98	52.99	0.3	687.11
		25	52.98	52.99	0.35	593.04
		30	52.98	52.99	0.4	514.27



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		35	52.98	52.99	0.45	452.33
		40	52.98	52.99	0.51	401.87
		45	52.98	52.99	0.57	362.13
		50	52.98	52.99	0.62	330.8
16	17	-5	95.38	110.31	0.96	929.25
		0	95.38	110.31	1.06	842.82
		5	95.38	110.31	1.16	767.11
		10	95.38	110.31	1.27	700.57
		15	95.38	110.31	1.38	644.75
		20	95.38	110.31	1.49	596.58
		25	95.38	110.31	1.6	555.3
		30	95.38	110.31	1.71	520.13
		35	95.38	110.31	1.82	489.56
		40	95.38	110.31	1.92	462.82
		45	95.38	110.31	2.02	439.9
		50	95.38	110.31	2.12	419.27
17	18	-5	95.38	60.82	0.29	929.25
		0	95.38	60.82	0.32	842.82
		5	95.38	60.82	0.35	767.11
		10	95.38	60.82	0.39	700.57
		15	95.38	60.82	0.42	644.75
		20	95.38	60.82	0.45	596.58
		25	95.38	60.82	0.49	555.3
		30	95.38	60.82	0.52	520.13
		35	95.38	60.82	0.55	489.56
		40	95.38	60.82	0.58	462.82
		45	95.38	60.82	0.61	439.9
		50	95.38	60.82	0.64	419.27
18	19	-5	137.68	137.77	1.97	703.93
		0	137.68	137.77	2.07	668.76



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		5	137.68	137.77	2.17	637.42
		10	137.68	137.77	2.27	609.14
		15	137.68	137.77	2.37	583.92
		20	137.68	137.77	2.47	560.99
		25	137.68	137.77	2.56	540.36
		30	137.68	137.77	2.65	522.03
		35	137.68	137.77	2.74	504.85
		40	137.68	137.77	2.83	489.19
		45	137.68	137.77	2.92	474.69
		50	137.68	137.77	3	461.33
19	20	-5	70.47	70.49	0.31	1158.91
		0	70.47	70.49	0.35	1032.71
		5	70.47	70.49	0.39	918.75
		10	70.47	70.49	0.45	812.43
		15	70.47	70.49	0.5	719.89
		20	70.47	70.49	0.57	639.59
		25	70.47	70.49	0.63	573.06
		30	70.47	70.49	0.7	517.24
		35	70.47	70.49	0.77	472.13
		40	70.47	70.49	0.83	433.91
		45	70.47	70.49	0.9	402.58
		50	70.47	70.49	0.96	375.84
3	21	-5	51.09	51.18	0.14	1333.42
		0	51.09	51.18	0.16	1194.98
		5	51.09	51.18	0.18	1056.54
		10	51.09	51.18	0.21	927.28
		15	51.09	51.18	0.24	804.13
		20	51.09	51.18	0.28	693.23
		25	51.09	51.18	0.32	594.57
		30	51.09	51.18	0.37	514.28



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		35	51.09	51.18	0.43	449.28
		40	51.09	51.18	0.48	398.06
		45	51.09	51.18	0.54	356.78
		50	51.09	51.18	0.59	324.69
5	22	-5	29.58	29.86	0.04	1480.36
		0	29.58	29.86	0.05	1332.74
		5	29.58	29.86	0.06	1185.12
		10	29.58	29.86	0.06	1040.56
		15	29.58	29.86	0.07	896
		20	29.58	29.86	0.09	757.56
		25	29.58	29.86	0.1	628.3
		30	29.58	29.86	0.13	508.23
		35	29.58	29.86	0.16	409.57
		40	29.58	29.86	0.2	332.34
		45	29.58	29.86	0.24	278.06
		50	29.58	29.86	0.27	239.08
6	25	-5	34.5	72.17	0.33	1152.79
		0	34.5	72.17	0.37	1029.65
		5	34.5	72.17	0.42	914.15
		10	34.5	72.17	0.48	810.9
		15	34.5	72.17	0.54	718.36
		20	34.5	72.17	0.6	638.05
		25	34.5	72.17	0.67	573.06
		30	34.5	72.17	0.75	517.24
		35	34.5	72.17	0.82	472.13
		40	34.5	72.17	0.89	434.68
		45	34.5	72.17	0.96	403.34
		50	34.5	72.17	1.02	377.37
18	23	-5	35.81	35.97	0.07	1443.62
		0	35.81	35.97	0.07	1299.06



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
		5	35.81	35.97	0.08	1154.51
		10	35.81	35.97	0.09	1009.95
		15	35.81	35.97	0.11	871.51
		20	35.81	35.97	0.13	739.19
		25	35.81	35.97	0.15	619.11
		30	35.81	35.97	0.19	511.27
		35	35.81	35.97	0.22	421.79
		40	35.81	35.97	0.27	355.27
		45	35.81	35.97	0.31	305.58
		50	35.81	35.97	0.35	268.13
19	24	-5	192.92	193.32	4.5	606.79
		0	192.92	193.32	4.61	592.66
		5	192.92	193.32	4.71	579.3
		10	192.92	193.32	4.82	566.7
		15	192.92	193.32	4.92	554.87
		20	192.92	193.32	5.02	543.81
		25	192.92	193.32	5.12	533.32
		30	192.92	193.32	5.22	523.21
		35	192.92	193.32	5.32	513.67
		40	192.92	193.32	5.41	504.71
		45	192.92	193.32	5.51	496.13
		50	192.92	193.32	5.6	487.94

### 2.2.3. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

#### 2.2.3.1. SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

Utilizando la llamada Ecuación 1 y Ecuación 2 del reglamento mexicano, se puede saber la distancia mínima que debe haber entre conductores.



Apoyo Inicial	Apoyo Final	Flecha Máxima (m)	Flecha viento	Distancia EC1 (m)	Distancia EC 2(m)	Distancia Real (m)	Superación (m)
1	2	1.25	1.01	0.56	0.28	4.47	3.91
2	3	5.67	4.56		0.29	3.51	2.95
3	4	4.73	3.62		0.29	2.04	1.48
4	5	1.23	0.94		0.28	3.49	2.93
5	6	2.54	1.8		0.28	1.99	1.43
6	7	0.49	0.4		0.27	3.53	2.97
7	8	1.94	1.6		0.28	3.49	2.93
8	9	7.6	6.26		0.30	3.48	2.92
9	10	1.7	1.07		0.28	3.46	2.90
10	11	1.75	1.3		0.28	3.43	2.87
11	12	3.79	2.82		0.29	3.50	2.94
12	13	4.67	3.81		0.29	3.41	2.85
13	14	2.14	1.56		0.28	3.56	3.00
14	15	3.36	2.45		0.28	3.46	2.90
15	16	0.85	0.39		0.27	2.10	1.54
16	17	2.6	1.71		0.28	2.00	1.44
17	18	0.79	0.52		0.27	3.43	2.87
18	19	3.48	2.69		0.28	1.88	1.32
19	20	1.31	0.74		0.28	1.81	1.25
3	21	0.76	0.34		0.27	3.42	2.86
5	22	0.34	0.11	0.27	3.39	2.83	
6	25	1.35	0.77	0.28	3.55	2.99	
18	23	0.45	0.16	0.27	3.46	2.90	
19	24	6	5.12	0.29	3.46	2.90	

### 2.2.3.3. DESVIACIÓN DE CADENAS

A continuación se resume el ángulo de oscilación máximo que podrá tener lugar en la línea.

Desviación de Cadenas			
Nº	Apoyo	Función	Ángulo Oscilación (°)
1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	Amarre PAS	0.00
2	MI-MX-1500-3B-16	Suspensión	25.98
3	HAR-MX-9000-B-18	Amarre ángulo	0.00
4	HAR-MX-9000-3B-24	Suspensión	55.44
5	HAR-MX-9000-B-15	Suspensión	22.68
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	Amarre ángulo	0.00



<b>Desviación de Cadenas</b>			
<b>Nº</b>	<b>Apoyo</b>	<b>Función</b>	<b>Ángulo Oscilación (º)</b>
7	MI-MX-1500-3B-16	Suspensión	20.34
8	MI-MX-1500-3B-18	Suspensión	36.60
9	HA-MX-4500-3B-19	Amarre ángulo	0.00
10	HA-MX-4500-3B-19	Amarre ángulo	0.00
11	MI-MX-1500-3B-16	Suspensión	37.32
12	HA-MX-4500-3B-19	Amarre ángulo	0.00
13	HA-MX-4500-3B-19	Amarre ángulo	0.00
14	HAR-MX-7000-3B-24	Suspensión	52.32
15	HAR-MX-7000-PORT	Amarre ángulo	0.00
16	HAR-MX-7000-PORT	Amarre ángulo	0.00
17	HAR-MX-7000-3B-24	Suspensión	36.00
18	HAR-MX-9000-B-20	Amarre ángulo	0.00
19	HAR-MX-9000-B-20	Amarre ángulo	0.00
20	HAR-MX-7000-3B-19	Amarre ángulo	0.00
21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	Amarre PAS	0.00
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	Amarre PAS	0.00
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	Amarre PAS	0.00
24	MI-MX-1500-3B-26	Amarre ángulo	0.00
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	Amarre PAS	0.00

#### 2.2.4. CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS

Se detalla a continuación el cálculo mecánico de los apoyos de la línea.



## 2.2.4.1. ACCIONES A CONSIDERAR

Tabla 40. Hipótesis de carga. Apoyos de suspensión

Descripción de Hipótesis Carga Torre de Suspensión								
Hipótesis	Nº	Descripción	Tense	Comentario	Factor de Carga Global	Factor Carga Peso Torre	Coefficiente Minoración Capacidad Máxima Permissible Estructura	Presión Viento última Sobre Estructura (1 cara, wind on face)
Normal	1	Viento transversal	100% Tmax H3	+15°C / Viento Max H3 Sin desbalance	1.0*1,2=1,2	1.1*1.2=1.32	0.9	3812*1.2=4574.4Pa
Normal	2	Viento a 45º	100% Tmax H3	+15°C / Viento Max H3 Sin desbalance	1.0*1,2=1,2	1.1*1.2=1.32	0.9	3812*1.2=4574.4Pa
Normal	3	Viento Reducido Transversal + Hielo	100% Tmax H5	-10°C / Viento Max H5 Sin desbalance	1.0*1,2=1,2	1.1*1.2=1.32	0.9	697*1.2=836.4Pa
Normal	4	Viento Reducido a 45º + Hielo	100% Tmax H5	-10°C / Viento Max H5 Sin desbalance	1.0*1,2=1,2	1.1*1.2=1.32	0.9	697*1.2=836.4Pa
Montaje	5	Tendido	100% Tred H5	-10°C / Viento Max H5 Sin desbalance Todos	1.0	1.1	0.9	697Pa



Descripción de Hipótesis Carga Torre de Suspensión

Hipótesis	Nº	Descripción	Tense	Comentario	Factor de Carga Global	Factor Carga Peso Torre	Coefficiente Minoración Capacidad Máxima Permissible Estructura	Presión Viento última Sobre Estructura (1 cara, wind on face)
				conductores instalados				
Anormal	6	Desequilibrio de un solo vano	Vano normal 100% Tred H5 / Vano Desq. 85% Tred H5	-10°C / Viento Max H5 Todos conductores instalados	1.0	1.1	0.9	697Pa
Anormal	7	Rotura Conductor Protección	Cond. Sano 100% Tred H5 / Cond. Roto 0% Tred H5	-10°C / Viento Reducido H5 1 Conductor Protección, resto instalados	1.0	1.1	0.9	697Pa
Anormal	8	Rotura Conductor Fase	Cond. Sano 100% Tred H5 / Cond. Roto 50% Tred H5	-10°C / Viento Reducido H5 1 Conductor fase resto instalados	1.0	1.1	0.9	697Pa



Tabla 41. Hipótesis de carga. Apoyos de amarre

Descripción de Hipótesis Carga Torre de Amarre								
Hipótesis	Nº	Descripción	Tense	Comentario	Factor de Carga Global	Factor Carga Peso Torre	Coefficiente Minoración Capacidad Máxima Permisible Estructura	Presión Viento última Sobre Estructura (1 cara, wind on face)
Normal	1	Viento transversal	100% Tmax H3	+15°C / Viento Max H3 Sin desbalance	1.18*1,2=1,416	1.18*1,2=1,416	0.9	3812*1.416=5398Pa
Normal	2	Viento a 45º	100% Tmax H3	+15°C / Viento Max H3 Sin desbalance	1.18*1,2=1,416	1.18*1,2=1,416	0.9	3812*1.416=5398Pa
Normal	3	Viento Reducido Transversal + Hielo	100% Tmax H5	-10°C / Viento Max H5 Sin desbalance	1.18*1,2=1,416	1.18*1,2=1,416	0.9	697*1.416=986,95Pa
Normal	4	Viento Reducido a 45º + Hielo	100% Tmax H5	-10°C / Viento Max H5 Sin desbalance	1.18*1,2=1,416	1.18*1,2=1,416	0.9	697*1.416=986,95Pa
Montaje	5	Tendido	100% Tred H5	-10°C / Viento Max H5 Sin desbalance Todos conductores instalados	1.18	1.19	0.9	697*1.18=822,4Pa



Descripción de Hipótesis Carga Torre de Amarre								
Hipótesis	Nº	Descripción	Tense	Comentario	Factor de Carga Global	Factor Carga Peso Torre	Coficiente Minoración Capacidad Máxima Permisible Estructura	Presión Viento última Sobre Estructura (1 cara, wind on face)
Anormal	6	Desequilibrio de un solo vano	Vano normal 100% Tred H5 / Vano Desq. 75% Tred H5	-10°C / Viento Max H5 Todos conductores instalados	1.18	1.18	0.9	697*1.18=822,4Pa
Anormal	7	Rotura Conductor Protección	Cond. Sano 100% Tred H5 / Cond. Roto 0% Tred H5	-10°C / Viento Reducido H5 1 Conductor Protección, resto instalados	1.18	1.18	0.9	697*1.18=822,4Pa
Anormal	8	Rotura Conductor Fase	Cond. Sano 100% Tred H5 / Cond. Roto 0% Tred H5	-10°C / Viento Reducido H5 1 Conductor fase resto instalados	1.18	1.18	0.9	697*1.18=822,4Pa



#### 2.2.4.2. TABLAS DE CÁLCULO DE APOYOS

Las siguientes tablas resumen las cargas que han de soportar los apoyos, y el coeficiente de seguridad con que estos están dimensionados.

Las iniciales V, T, L, se refieren, como es habitual en la ingeniería de líneas, a las cargas vertical, transversal y longitudinal en punta de cruceta de los apoyos, es decir, los llamados árboles de carga.



Hipótesis 1. VIENTO TRANSVERSAL

Hipótesis 1ª		Solicitaciones						CS					
		Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	57	43	1006	46	38	954	>3	2.86	>3	>3	1.75	>3
2	MI-MX-1500-3B-16	202	111	3	200	119	1	2.18	>3	>3	1.46	>3	>3
3	HAR-MX-9000-B-18	51	938	366	43	879	368	>3	>3	2.35	>3	>3	>3
4	HAR-MX-9000-3B-24	86	51	3	87	109	2	>3	-	2.25	>3	-	2.73
5	HAR-MX-9000-B-15	154	971	237	139	936	149	>3	-	2.47	>3	-	>3
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	62	1006	22	114	926	898	>3	-	2.65	2.28	-	>3
7	MI-MX-1500-3B-16	240	47	4	119	143	2	>3	-	2.22	>3	-	2.69
8	MI-MX-1500-3B-18	110	160	3	25	665	22	2.24	>3	>3	2.04	>3	>3
9	HA-MX-4500-3B-19	44	711	25	72	194	1	>3	>3	2.28	>3	>3	2.78
10	HA-MX-4500-3B-19	62	210	1	80	106	0	>3	-	2.73	2.80	-	>3
11	MI-MX-1500-3B-16	77	120	1	134	51	2	>3	-	2.01	2.40	-	2.34
12	HA-MX-4500-3B-19	123	44	1	128	489	9	>3	-	2.31	>3	-	2.85



13	HA-MX-4500-3B-19	151	506	10	90	106	1	2.10	>3	2.63	1.92	>3	2.65
14	HAR-MX-7000-3B-24	73	89	3	151	759	16	>3	-	2.89	2.81	-	>3
15	HAR-MX-7000-PORT	162	832	32	50	348	3	>3	-	2.27	>3	-	2.77
16	HAR-MX-7000-PORT	29	361	5	184	76	2	>3	>3	>3	>3	>3	>3
17	HAR-MX-7000-3B-24	175	85	1	25	235	6	>3	-	2.97	2.01	-	>3
18	HAR-MX-9000-B-20	108	957	306	76	903	15	2.50	-	2.64	1.83	-	>3
19	HAR-MX-9000-B-20	17	813	601	40	639	711	>3	>3	>3	>3	>3	>3
20	HAR-MX-7000-3B-19	38	669	755	73	23	953	>3	-	2.16	1.69	-	2.59
21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	76	1	1007	122	13	948	>3	-	2.48	>3	-	>3
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	140	68	998	79	16	951	>3	-	2.87	2.97	-	>3
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	91	55	1003	118	86	954	>3	-	2.64	>3	-	>3
24	MI-MX-1500-3B-26	115	80	1008	30	14	361	>3	-	2.73	2.58	-	>3
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	130	0	1003	52	21	417	2.97	>3	>3	1.84	>3	>3

Hipótesis 2. VIENTO a 45º

Hipótesis 2ª	Solicitaciones		CS	
	Conductor	OPGW	Conductor	OPGW



Nº	Apoyo	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	38	24	763	29	21	721	1.85	-	>3	>3	2.99	>3
2	MI-MX-1500-3B-16	169	89	1	170	66	0	>3	>3	2.47	2.89	1.75	2.05
3	HAR-MX-9000-B-18	49	915	361	41	846	357	2.60	>3	>3	>3	-	2.45
4	HAR-MX-9000-3B-24	80	121	3	83	58	1	2.14	2.08	1.64	1.89	2.09	>3
5	HAR-MX-9000-B-15	152	957	220	132	887	129	>3	1.50	1.62	1.84	1.99	2.16
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	29	563	29	87	437	890	2.45	1.94	1.87	>3	1.84	-
7	MI-MX-1500-3B-16	153	25	0	109	10	0	1.55	2.02	2.97	2.93	1.80	>3
8	MI-MX-1500-3B-18	98	12	0	23	344	91	2.24	2.38	2.65	>3	-	2.87
9	HA-MX-4500-3B-19	15	376	200	64	85	54	1.85	-	>3	1.48	2.67	1.88
10	HA-MX-4500-3B-19	54	96	115	77	18	0	2.68	>3	>3	>3	2.55	>3
11	MI-MX-1500-3B-16	72	20	0	114	102	43	2.50	>3	1.52	2.17	2.84	1.79
12	HA-MX-4500-3B-19	98	105	92	50	380	43	2.78	2.62	2.60	2.20	2.48	>3
13	HA-MX-4500-3B-19	68	399	97	83	18	0	2.49	2.64	2.95	2.02	1.66	>3
14	HAR-MX-7000-3B-24	69	42	1	120	499	164	2.60	2.48	1.89	>3	2.22	1.93
15	HAR-MX-7000-PORT	128	578	218	20	315	150	1.64	-	2.00	>3	>3	-
16	HAR-MX-7000-PORT	12	361	165	140	1	0	1.84	2.14	2.87	2.50	2.42	>3
17	HAR-MX-7000-3B-24	141	2	0	3	224	39	>3	>3	1.96	2.93	2.49	2.29
18	HAR-MX-9000-B-20	108	957	306	64	842	289	1.55	-	1.79	3.00	2.40	1.89
19	HAR-MX-9000-B-20	8	715	519	40	684	668	1.73	2.06	2.78	>3	>3	2.02



20	HAR-MX-7000-3B-19	38	721	705	71	19	918	2.81	2.64	2.62	>3	>3	-
21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	74	3	983	115	1	896	1.68	1.74	>3	2.38	2.65	-
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	137	80	979	79	16	951	2.74	>3	>3	>3	-	>3
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	91	55	1003	110	67	828	>3	1.88	2.02	>3	-	1.84
24	MI-MX-1500-3B-26	106	63	881	234	0	0	>3	1.80	1.88	2.45	>3	>3
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	120	62	932	186	22	0	>3	1.55	>3	>3	2.85	>3

*Hipótesis 3. TENDIDO*

Hipótesis 3ª		Solicitaciones						CS					
		Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	686	13	1176	53	12	1146	2.60	2.48	>3	2.62	2.53	2.94
2	MI-MX-1500-3B-16	1113	13	1	360	37	0	1.84	2.26	0.50	2.27	2.18	>3
3	HAR-MX-9000-B-18	96	1464	605	105	1641	726	1.70	>3	-	2.39	-	2.21
4	HAR-MX-9000-3B-24	938	54	0	185	34	0	2.20	-	>3	2.11	>3	>3
5	HAR-MX-9000-B-15	323	1594	369	359	1917	281	2.68	1.94	-	2.10	-	2.68
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	673	1144	47	158	1025	1216	2.16	2.16	-	2.43	-	3.00



7	MI-MX-1500-3B-16	1138	15	0	247	44	0	1.69	-	>3	>3	2.45	>3
8	MI-MX-1500-3B-18	988	47	1	39	771	348	2.53	2.17	>3	1.53	2.10	2.31
9	HA-MX-4500-3B-19	769	770	282	141	185	228	2.87	2.28	2.72	1.78	-	2.37
10	HA-MX-4500-3B-19	882	185	155	173	33	0	2.10	>3	1.89	1.92	2.29	>3
11	MI-MX-1500-3B-16	923	35	0	258	191	117	2.66	2.38	>3	2.61	1.74	2.95
12	HA-MX-4500-3B-19	994	194	119	158	727	133	2.37	2.27	1.90	1.93	>3	1.81
13	HA-MX-4500-3B-19	574	739	131	189	33	0	1.74	2.47	2.49	1.60	32.70	>3
14	HAR-MX-7000-3B-24	916	4	0	294	1116	477	1.63	2.90	>3	2.17	2.99	2.02
15	HAR-MX-7000-PORT	1056	1085	275	85	681	346	>3	1.74	274.90	1.75	2.31	1.98
16	HAR-MX-7000-PORT	723	627	165	365	24	0	2.50	1.61	165.30	2.21	-	>3
17	HAR-MX-7000-3B-24	1087	24	0	19	416	218	2.04	2.58	>3	>3	1.73	2.17
18	HAR-MX-9000-B-20	225	1554	473	149	1431	362	1.56	1.81	1.95	1.97	1.65	2.28
19	HAR-MX-9000-B-20	26	928	592	87	1120	1182	1.89	2.35	1.99	2.07	-	>3
20	HAR-MX-7000-3B-19	82	1027	1094	172	7	1794	2.38	-	-	2.32	>3	2.53
21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	157	31	1583	320	4	1937	>3	30.70	2.12	2.24	1.86	2.26
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	289	130	1631	204	5	1902	2.39	2.11	2.12	2.23	2.28	2.65
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	183	111	1620	214	27	1081	2.49	1.93	2.14	1.72	2.45	>3
24	MI-MX-1500-3B-26	209	11	1100	196	9	1096	2.02	>3	2.44	2.34	2.07	2.26
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	238	45	1495	205	27	1002	2.72	1.81	2.50	2.18	2.39	2.07



Hipótesis 4. DESEQUILIBRIO

Hipótesis 4ª		Solicitaciones						CS					
		Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	24	13	747	18	12	729	2.73	2.48	1.80	2.41	2.01	2.41
2	MI-MX-1500-3B-16	234	21	149	232	37	146	2.14	2.60	2.04	1.92	>3	2.72
3	HAR-MX-9000-B-18	43	931	382	47	1044	459	2.30	2.03	1.76	1.89	2.17	2.62
4	HAR-MX-9000-3B-24	156	33	158	153	34	153	>3	2.52	2.54	2.32	1.90	2.46
5	HAR-MX-9000-B-15	165	1013	236	183	1218	180	2.57	1.78	2.07	2.26	2.65	2.18
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	33	728	27	90	635	1052	2.59	1.96	2.59	2.29	1.87	1.77
7	MI-MX-1500-3B-16	241	9	146	144	44	143	2.23	-	2.21	2.21	2.06	2.17
8	MI-MX-1500-3B-18	137	47	146	17	572	5	1.90	1.93	1.80	2.41	2.08	>3
9	HA-MX-4500-3B-19	4	574	52	81	145	457	>3	2.60	>3	2.13	2.10	2.51
10	HA-MX-4500-3B-19	76	145	402	106	33	159	>3	2.30	2.50	2.63	2.75	2.67
11	MI-MX-1500-3B-16	105	35	163	146	132	337	2.31	2.00	2.05	1.84	-	2.42
12	HA-MX-4500-3B-19	137	133	345	75	525	144	-	2.53	2.49	2.07	2.08	2.76
13	HA-MX-4500-3B-19	86	534	150	140	33	162	2.36	2.32	1.91	>3	2.57	2.32
14	HAR-MX-7000-3B-24	128	7	165	191	814	53	>3	2.34	1.99	1.83	>3	2.11



15	HAR-MX-7000-PORT	200	805	77	29	508	587	2.04	2.37	2.19	2.36	2.39	1.76
16	HAR-MX-7000-PORT	1	462	429	234	24	181	>3	1.84	1.77	1.94	2.04	2.70
17	HAR-MX-7000-3B-24	215	24	178	3	305	435	1.87	1.98	-	2.72	2.61	2.23
18	HAR-MX-9000-B-20	116	987	302	106	1031	10	2.23	2.08	2.28	1.96	2.07	1.98
19	HAR-MX-9000-B-20	33	584	385	58	948	1003	2.35	2.15	2.57	2.22	2.34	2.65
20	HAR-MX-7000-3B-19	55	869	929	114	7	1521	2.68	1.90	2.54	2.61	>3	2.30
21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	105	25	1342	213	4	1642	2.36	2.73	2.17	2.19	>3	2.67
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	192	109	1383	136	5	1612	2.16	2.56	2.49	2.37	>3	2.27
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	122	93	1373	143	27	916	1.93	>3	2.67	2.51	2.10	2.46
24	MI-MX-1500-3B-26	139	14	933	133	21	457	2.24	>3	>3	2.20	2.54	-
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	159	37	1267	155	69	880	1.85	>3	2.44	2.75	>3	-

*Hipótesis 5. ROTURA CONDUCTOR PROTECCIÓN*

Hipótesis 5ª		Solicitaciones						CS					
		Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T



1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	43	13	996	0	0	0	1.74	2.48	2.40	>3	>3	>3
2	MI-MX-1500-3B-16	242	17	1	109	12	972	2.45	2.48	>3	1.78	>3	>3
3	HAR-MX-9000-B-18	142	71	54	26	11	972	2.06	1.98	2.03	2.58	>3	2.29
4	HAR-MX-9000-3B-24	126	40	0	290	23	1023	2.14	1.90	>3	2.42	1.92	2.03
5	HAR-MX-9000-B-15	401	788	73	238	338	966	2.33	2.03	2.11	1.99	2.17	2.41
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	51	970	39	66	75	1103	2.18	2.63	1.85	2.09	2.15	2.33
7	MI-MX-1500-3B-16	258	9	0	88	8	949	2.65	>3	>3	1.75	>3	1.68
8	MI-MX-1500-3B-18	159	47	0	70	15	949	2.56	2.58	>3	1.83	>3	1.97
9	HA-MX-4500-3B-19	13	659	239	50	295	902	>3	2.38	2.03	2.43	1.81	1.85
10	HA-MX-4500-3B-19	88	161	131	1	86	1248	2.25	2.54	2.42	>3	2.34	1.87
11	MI-MX-1500-3B-16	115	35	0	10	13	1058	2.56	2.59	>3	>3	>3	>3
12	HA-MX-4500-3B-19	163	157	101	2	84	1055	2.49	2.55	1.74	>3	1.68	2.01
13	HA-MX-4500-3B-19	118	621	111	31	283	916	1.86	2.08	1.82	2.11	2.25	2.48
14	HAR-MX-7000-3B-24	111	2	0	166	15	1079	2.12	>3	>3	2.12	2.60	1.71
15	HAR-MX-7000-PORT	204	923	234	154	403	1001	2.36	2.45	2.51	2.20	2.08	2.38
16	HAR-MX-7000-PORT	18	528	140	4	324	1473	1.68	2.56	2.41	>3	2.12	>3
17	HAR-MX-7000-3B-24	225	24	0	156	15	1206	1.72	2.41	2.26	1.92	2.35	>3
18	HAR-MX-9000-B-20	22	348	142	35	195	1191	>3	1.87	1.68	2.31	2.39	2.42
19	HAR-MX-9000-B-20	99	1166	189	97	507	883	2.57	1.75	1.85	>3	2.34	2.30
20	HAR-MX-7000-3B-19	55	869	929	58	948	1003	1.77	2.49	1.87	>3	>3	2.02



21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	105	25	1342	114	7	1521	1.70	2.55	1.93	>3	>3	2.01
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	192	109	1383	213	4	1642	2.15	2.23	2.65	2.04	>3	1.81
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	122	93	1373	136	5	1612	2.23	2.51	1.96	2.60	>3	1.95
24	MI-MX-1500-3B-26	139	14	933	143	27	916	2.23	>3	2.02	2.59	2.16	2.43
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	159	37	1267	120	32	814	2.22	>3	1.93	1.79	2.30	2.36

*Hipótesis 6. ROTURA CONDUCTOR FASE*

Hipótesis 6ª		Solicitaciones						CS					
		Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	51	13	1176	42	12	1146	2.20	2.48	1.84	>3	>3	2.91
2	MI-MX-1500-3B-16	242	15	1	240	37	0	1.66	>3	>3	2.19	>3	>3
3	HAR-MX-9000-B-18	168	80	64	145	15	60	1.93	2.02	>3	2.34	>3	>3
4	HAR-MX-9000-3B-24	126	48	1	123	34	0	2.02	2.06	>3	1.82	>3	>3
5	HAR-MX-9000-B-15	473	931	89	476	830	90	1.75	1.87	1.71	1.87	2.47	2.09
6	HAR-MX-13000-B+90F-15	61	1145	39	125	1025	1216	2.03	2.44	1.76	2.52	1.62	-



7	MI-MX-1500-3B-16	258	16	0	251	23	1	1.85	>3	>3	2.47	2.30	>3
8	MI-MX-1500-3B-18	159	47	0	165	44	0	2.37	1.98	>3	2.27	2.56	>3
9	HA-MX-4500-3B-19	15	771	282	31	771	348	1.89	1.92	2.29	2.48	1.74	1.65
10	HA-MX-4500-3B-19	104	185	155	111	185	228	2.53	1.68	2.29	2.00	2.36	1.87
11	MI-MX-1500-3B-16	115	35	0	115	33	0	2.38	2.16	>3	2.03	1.89	>3
12	HA-MX-4500-3B-19	192	194	119	203	191	117	2.43	1.93	1.85	1.88	1.71	1.86
13	HA-MX-4500-3B-19	138	739	131	124	727	133	2.06	1.96	2.57	2.26	1.81	2.37
14	HAR-MX-7000-3B-24	76	29	0	126	33	0	2.16	>3	2.45	2.39	>3	>3
15	HAR-MX-7000-PORT	281	1059	261	231	1116	477	1.61	2.08	2.20	1.62	2.12	2.10
16	HAR-MX-7000-PORT	46	630	164	67	681	346	2.43	1.96	2.44	2.26	2.24	1.68
17	HAR-MX-7000-3B-24	182	8	0	243	24	0	2.54	>3	>3	1.67	1.63	>3
18	HAR-MX-9000-B-20	25	407	169	15	416	218	1.69	1.68	2.03	>3	1.89	2.27
19	HAR-MX-9000-B-20	117	1375	227	117	1431	362	1.64	1.60	1.80	2.13	-	1.82
20	HAR-MX-7000-3B-19	64	1031	1090	69	1120	1182	2.55	2.26	1.76	>3	2.24	2.47
21	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	59	39	1583	135	7	1794	2.34	2.01	1.80	2.37	>3	-
22	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	227	153	1629	252	4	1937	1.72	1.98	2.58	2.55	>3	-
23	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	144	130	1619	160	5	1902	2.05	2.43	2.04	1.62	>3	-
24	MI-MX-1500-3B-26	164	9	1100	169	27	1081	>3	2.33	2.05	2.47	>3	-
25	HAR-MX-7000-3B-PAS-18	107	36	1497	85	8	1240	>3	2.27	2.42	2.15	>3	-



## 2.2.5. CÁLCULO DE CIMENTACIONES EN LOS APOYOS DE LAS LÍNEAS

Como se ha apuntado antes, el cálculo de cimentaciones no es objeto de este proyecto. A sugerencia del fabricante de apoyos, las torres se cimentarían con zapatas monobloque de geometría de pata de elefante.

## 2.3. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Como ya se definieron en *Situación eléctrica de la línea* (sección 1.2.2.8), la distancia de seguridad son las siguientes, y siguen la normativa oficial mexicana NOM-SEDE-001-2012, que en su artículo 922 sobre las líneas aéreas definen las distancias mínimas. Otros documentos como la especificación técnica DCCIAMBT, *Construcción de Instalaciones aéreas en media y baja tensión*, de la Comisión Federal de la Electricidad (CFE), que únicamente sirven a modo de guía de recomendación, también fueron consultados.

### **DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL SUELO Y CAMINOS**

La especificación técnica DCCIAMBT, *Construcción de Instalaciones aéreas en media y baja tensión*, de la CFE establece como distancia mínima para líneas de 34,5kV de los conductores al suelo de 7,0 metros. Se considerará dicha distancia.

### **SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DE LÍNEA.**

El artículo 922 de la NOM-SEDE-001-2012 en su apartado 12 establece las distancias mínimas entre conductores. Éstas se definen para conductores en soportes fijos, pero en el cálculo ha de comprobarse que dicha distancia también se guarda en caso de que los conductores oscilen un ángulo de 30° en aisladores de suspensión. Además, el cálculo ha de realizarse de dos maneras y debe elegirse la distancia que más restrinja el diseño de las dos obtenidas. Así las separaciones horizontales mínimas en el caso de tensiones de 34,5kV, como la que aquí nos ocupa, para los casos de conductores de mismo y distinto circuito, son las siguientes:

#### SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DEL MISMO CIRCUITO



- MÉTODO 1 o según TABLA 922-12(a)(1):  $300\text{mm} + 10 \cdot (U - 8,7) = 558\text{mm}$ , donde U es la tensión nominal de la línea que se calcula en kV. La especificación DCCIAMBT, antes mencionada, marca como distancia mínima en este caso **560mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.
- MÉTODO 2 o según las denominadas *Ecuación 1* y *Ecuación 2* (solo debe aplicarse la pertinente al caso que ocupe, en el caso de esta línea la *Ecuación 2* para los conductores de línea):

*ECUACIÓN 1: para conductores de sección menor de  $33,6\text{mm}^2$*

$$S = 7,62 \cdot U + 7 \cdot \sqrt{8,5 \cdot f - 5080}$$

*ECUACIÓN 2:*

$$S = 7,62 \cdot U + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot f}$$

La distancia guardada, como se ha dicho, debe ser la mayor de la obtenida de entre los dos métodos.

#### SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DE DISTINTO CIRCUITO

- MÉTODO 1 o según TABLA 922-12(a)(1):  $300\text{mm} + 10 \cdot (U - 8,7) = 558\text{mm}$ , donde U es la tensión nominal de la línea que se calcula en kV. La especificación DCCIAMBT, antes mencionada, marca como distancia mínima en este caso **560mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.
- MÉTODO 2 o según las denominadas *Ecuación 1* y *Ecuación 2* (solo debe aplicarse la pertinente al caso que ocupe, en el caso de esta línea la *Ecuación 2* para los conductores de línea):



*ECUACIÓN 1: para conductores de sección menor de 33,6mm<sup>2</sup>*

$$S = 7,62 \cdot U + 7 \cdot \sqrt{8,5 \cdot f - 5080}$$

*ECUACIÓN 2:*

$$S = 7,62 \cdot U + 8 \cdot \sqrt{2,12 \cdot f}$$

La distancia guardada, como se ha dicho, debe ser la mayor de la obtenida de entre los dos métodos.

#### **SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTORES DE LÍNEA EN LA MISMA ESTRUCTURA**

El artículo 922 de la NOM-SEDE-001-2012 en su apartado 13 establece las distancias verticales mínimas entre conductores. Para el caso de conductores forrados del mismo circuito, esta norma no aplica. Así las separaciones verticales mínimas en el caso de tensiones de 34,5kV, como la que aquí nos ocupa, para los casos de conductores de mismo y distinto circuito, son las recogidas en la TABLA 922-13(a) y se muestran aquí:

SEPARACIÓN VERTICAL PARA CONDUCTORES DE LÍNEAS ENTRE 15kV Y 50kV: **1000mm**, aunque la especificación DCCIAMBT de la CFE establece como distancia mínima **1400mm**, así que se diseñará la geometría de la cabeza de los apoyos para salvaguardar ambas distancias.

SEPARACIÓN VERTICAL ENTRE CONDUCTOR DE UNA LÍNEA DE ENTRE 15kV Y 50kV Y UN CABLE DE COMUNICACIÓN: **1500mm**. La especificación DCCIAMBT, establece la misma distancia mínima para este caso.

#### **SEPARACIÓN EN CUALQUIER DIRECCIÓN A SOPORTES, ESTRUCTURAS, OTROS CONDUCTORES VERTICALES O DERIVADOS, MENSAJEROS Y RETENIDAS SUJETOS A LA MISMA ESTRUCTURA**

El artículo 922 de la NOM-SEDE-001-2012 en su apartado 15 establece la separación mínima a mantener entre conductores y diversos elementos. Éstas se definen para conductores en



soportes fijos, pero en el cálculo ha de comprobarse que dicha distancia también se guarda en caso de que los conductores oscilen un ángulo de  $30^{\circ}$  en aisladores de suspensión. Así las separaciones mínimas a determinados elementos de importancia en el caso de tensiones de 34,5kV, como la que aquí nos ocupa, son las siguientes:

#### SEPARACIÓN MÍNIMA A SUPERFICIE DE CRUCETAS

Según la TABLA 922-15(a) es:  $S = 75 + 5 \cdot (U - 8,7) = 204\text{mm}$ . La especificación DCCIAMBT, antes mencionada, marca como distancia mínima en este caso **207mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.

#### SEPARACIÓN MÍNIMA A ESTRUCTURAS

Según la TABLA 922-15(a) es:  $S = 125 + 5 \cdot (U - 8,7) = 254\text{mm}$ . La especificación DCCIAMBT, marca como distancia mínima en este caso **257mm**. Se escoge la segunda, por ser más restrictiva.

#### SEPARACIÓN MÍNIMA A CONDUCTORES VERTICALES O PUENTES

Del mismo circuito: La especificación DCCIAMBT, establece como distancia mínima en este caso **243mm**.

De diferente circuito: La especificación DCCIAMBT, establece como distancia mínima en este caso **408mm**.





### III. PLANOS



osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ I

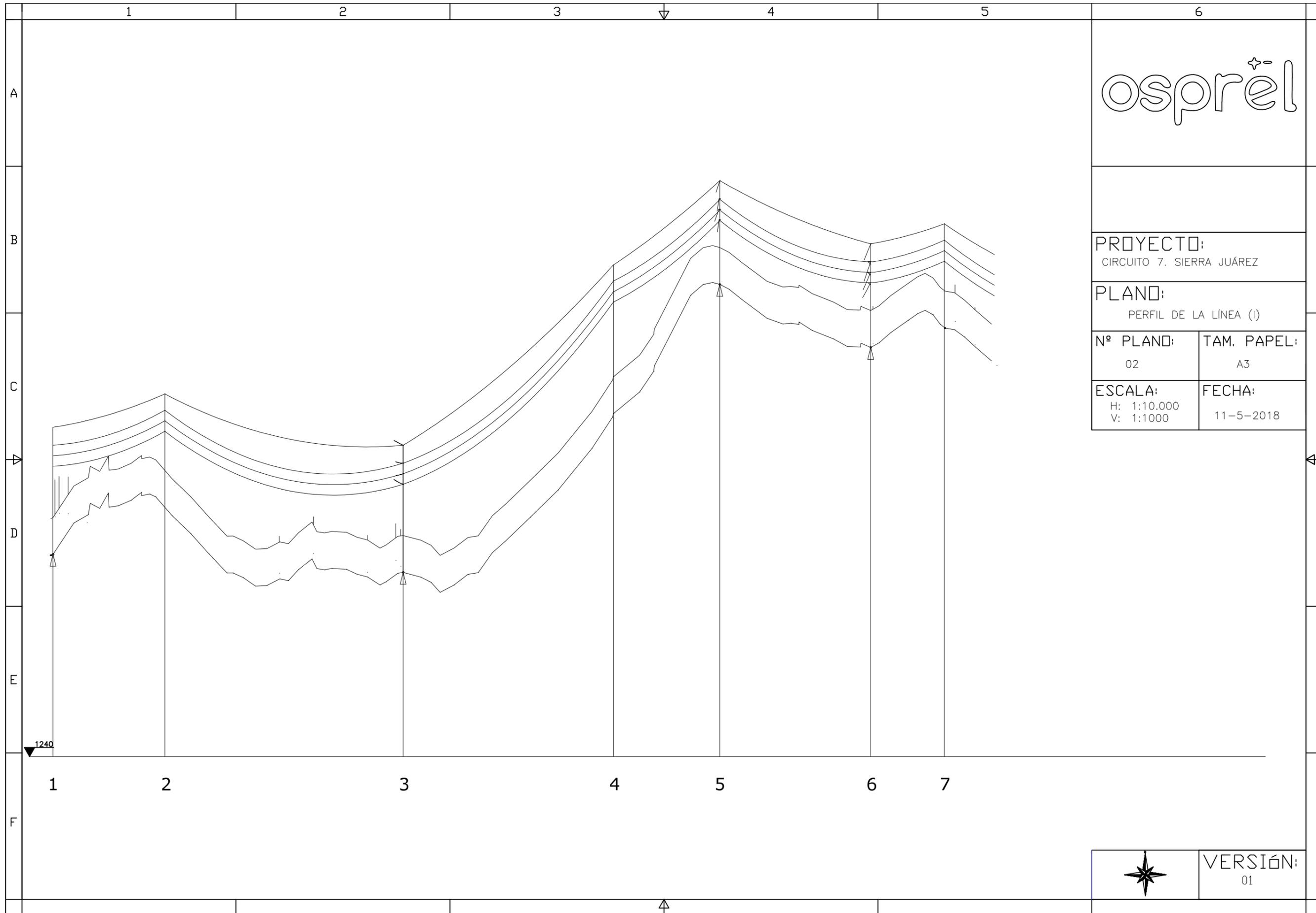
PLANO:  
EMPLAZAMIENTO. OCUPACIÓN  
TEMPORAL

Nº PLANO: 01	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

ESCALA: 1:10.000	FECHA: 10/05/2018
---------------------	----------------------



VERSIÓN:  
01

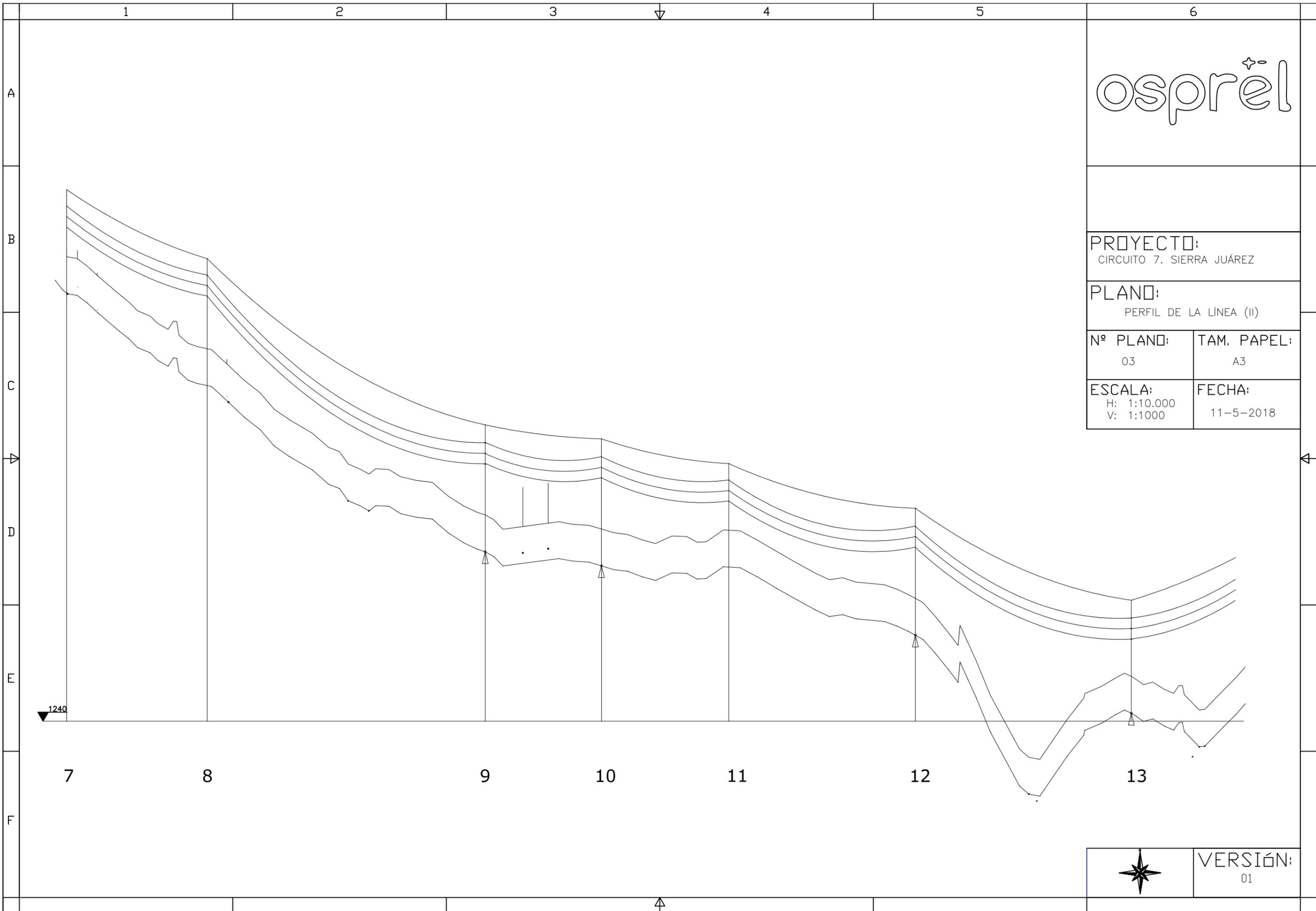


osprel

<b>PROYECTO:</b> CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ	
<b>PLANO:</b> PERFIL DE LA LÍNEA (I)	
<b>Nº PLANO:</b> 02	<b>TAM. PAPEL:</b> A3
<b>ESCALA:</b> H: 1:10.000 V: 1:1000	<b>FECHA:</b> 11-5-2018



**VERSIÓN:**  
01



osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

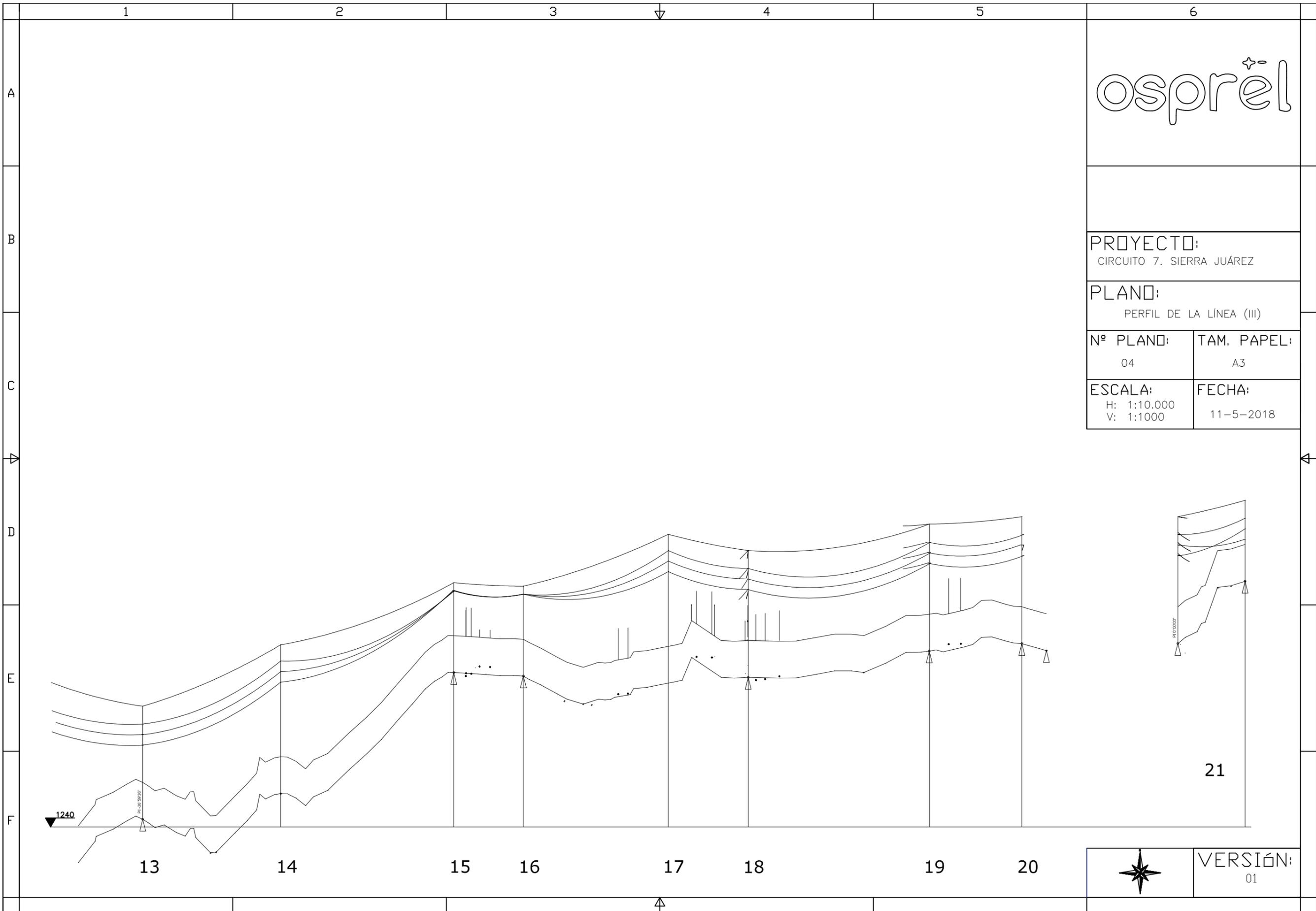
PLANO:  
PERFIL DE LA LÍNEA (II)

Nº PLANO: 03	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

ESCALA: H: 1:10.000 V: 1:1000	FECHA: 11-5-2018
-------------------------------------	---------------------



VERSIÓN:  
01



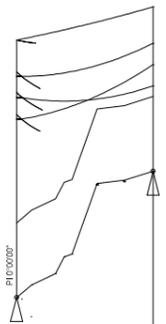
osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

PLANO:  
PERFIL DE LA LÍNEA (III)

Nº PLANO: 04	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

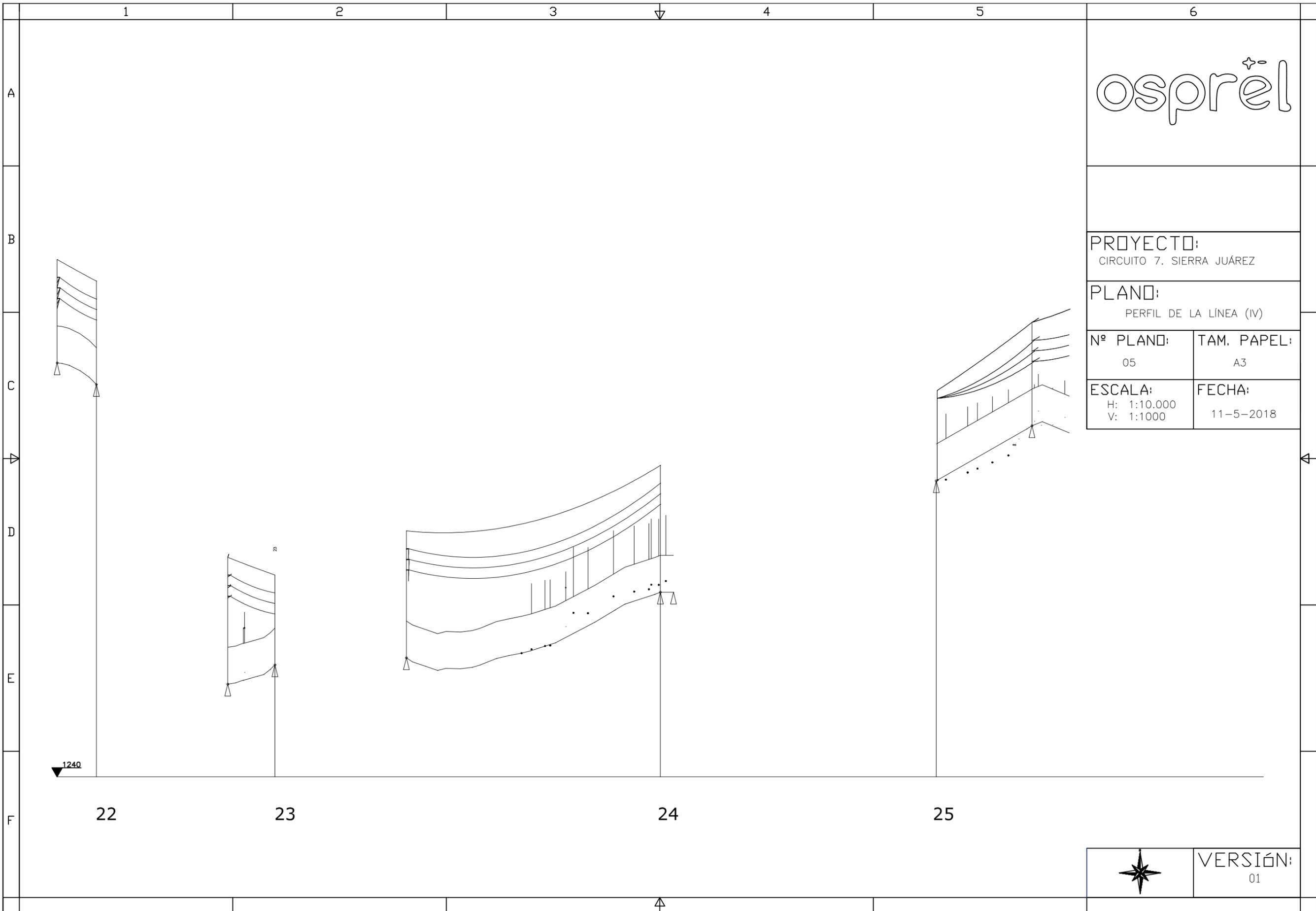
ESCALA: H: 1:10.000 V: 1:1000	FECHA: 11-5-2018
-------------------------------------	---------------------



21



VERSIÓN:  
01



osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

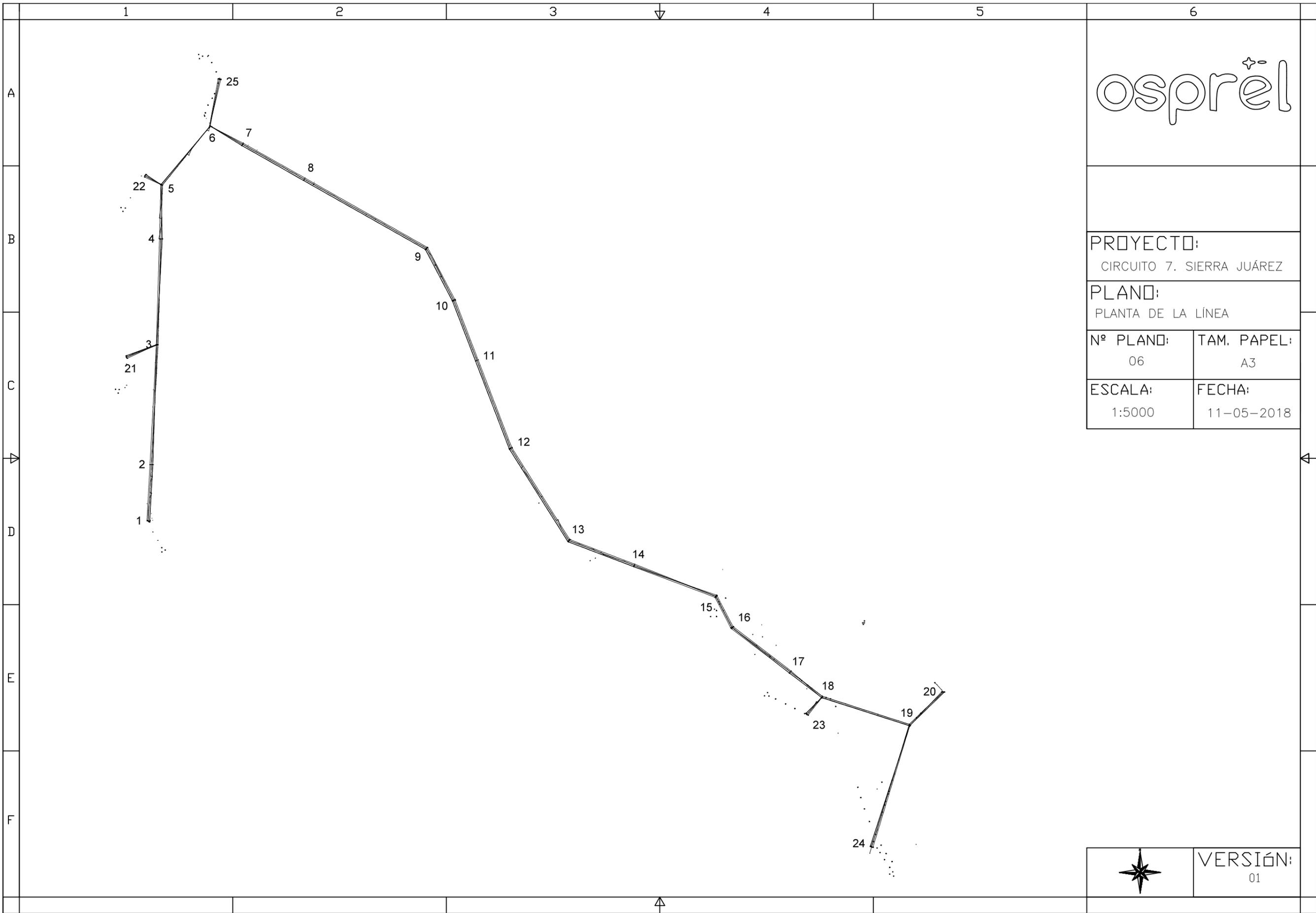
PLANO:  
PERFIL DE LA LÍNEA (IV)

Nº PLANO: 05	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

ESCALA: H: 1:10.000 V: 1:1000	FECHA: 11-5-2018
-------------------------------------	---------------------



VERSIÓN:  
01



osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

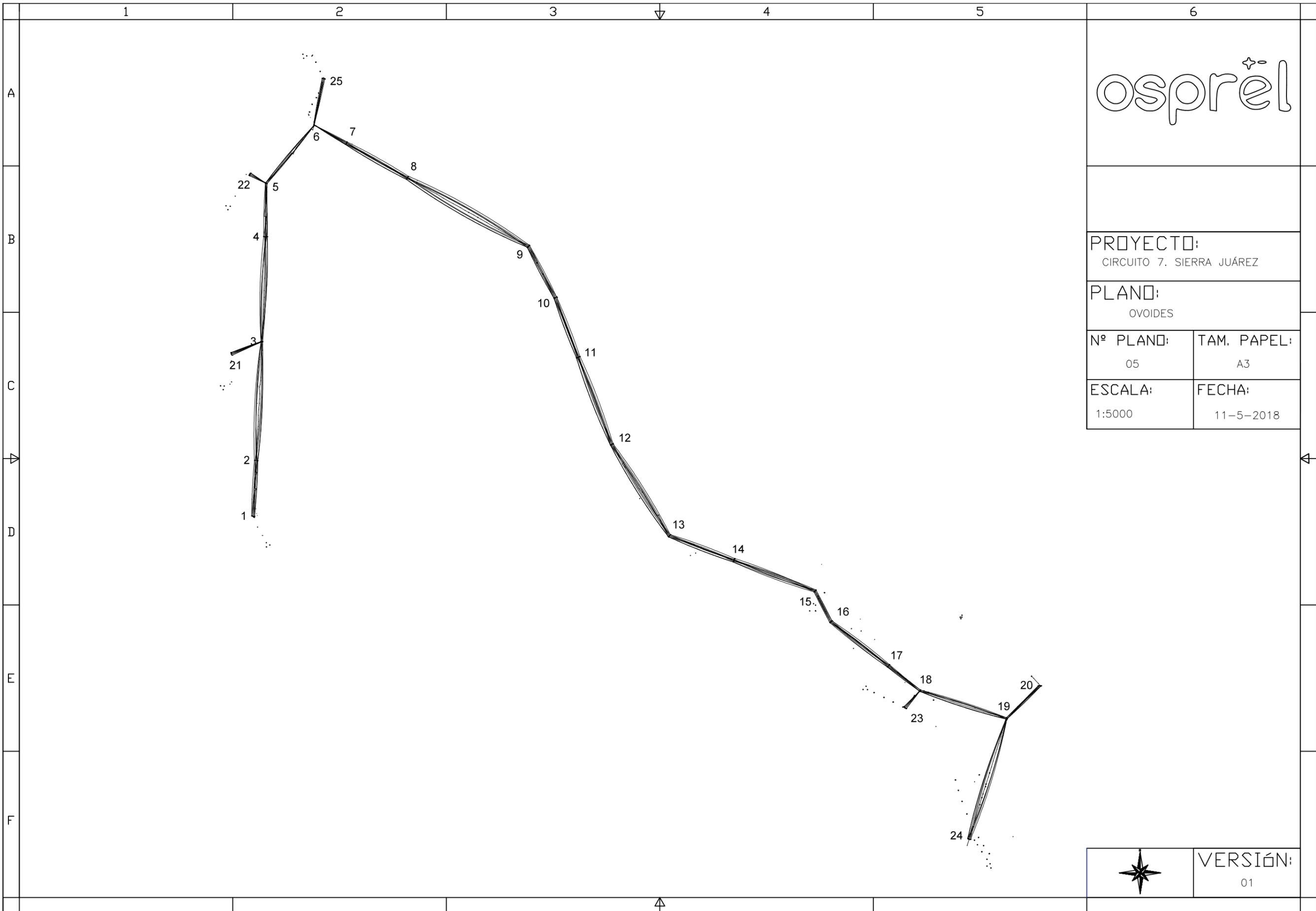
PLANO:  
PLANTA DE LA LÍNEA

Nº PLANO: 06	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

ESCALA: 1:5000	FECHA: 11-05-2018
-------------------	----------------------



VERSIÓN:  
01



osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

PLANO:  
OVOIDES

Nº PLANO: 05	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

ESCALA: 1:5000	FECHA: 11-5-2018
-------------------	---------------------



VERSIÓN:  
01

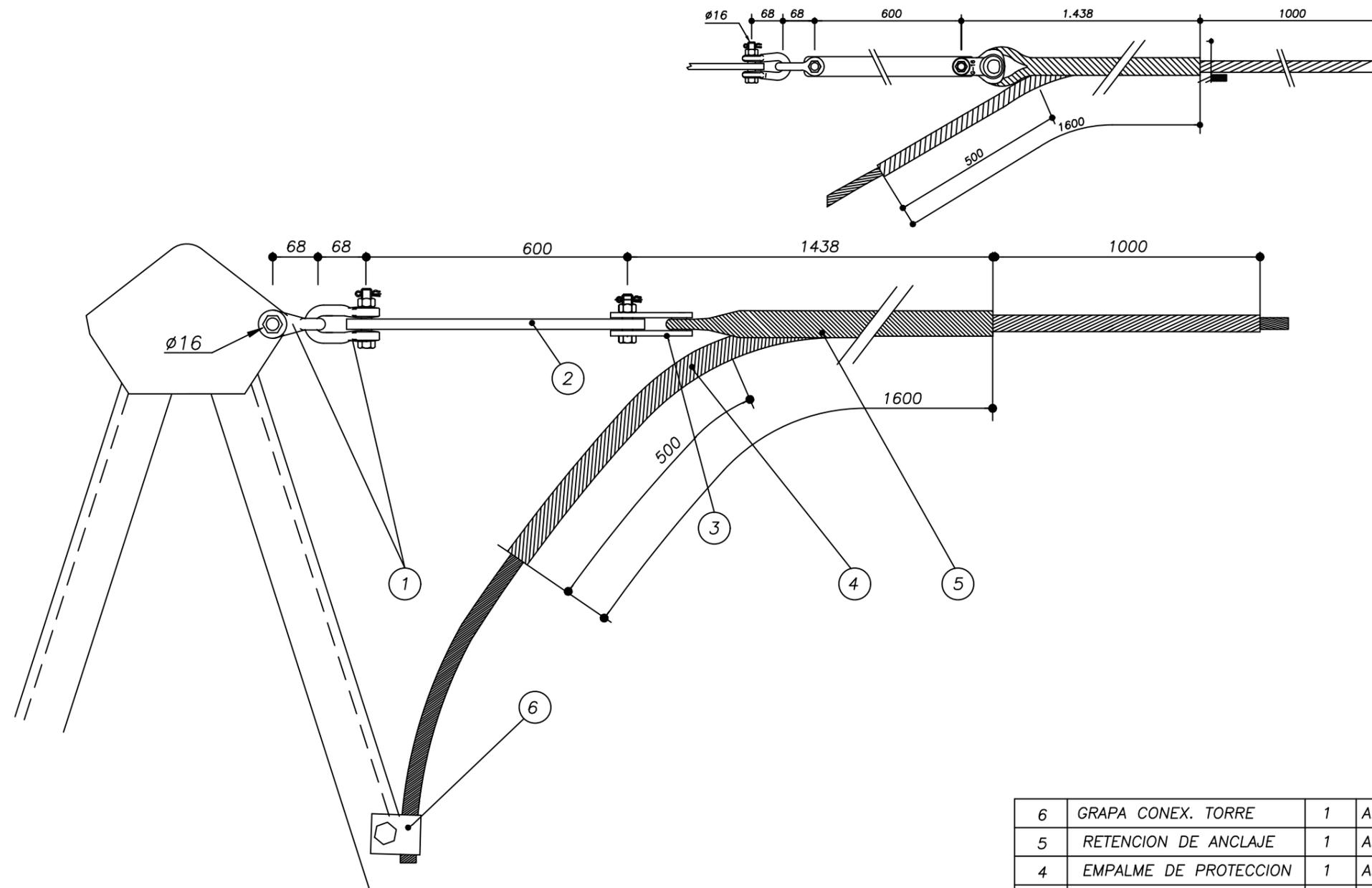
osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

PLANO: CONJUNTO DE  
HERRAJES DE TENSION  
PREFORMADO PASANTE

Nº PLANO: 08 TAM. PAPEL: A3

ESCALA: S/E FECHA: 11-5-2018



6	GRAPA CONEX. TORRE	1	ALUMINIO	GCSAL-
5	RETENCION DE ANCLAJE	1	AS (ACS)	RAAWFO 21/lzda
4	EMPALME DE PROTECCION	1	AS (ACS)	EPAWFO 14/D/2600
3	GUARDACABOS	1	FUND.G.E.	G-16
2	TIRANTE-ALARGADERA	1	ACERO	TA-1/600
1	GRILLETE RECTO	2	ACERO FORJ.	GN-16T
POS.	DENOMINACION	CTD	MATERIAL	REFERENCIA



VERSIÓN:  
01

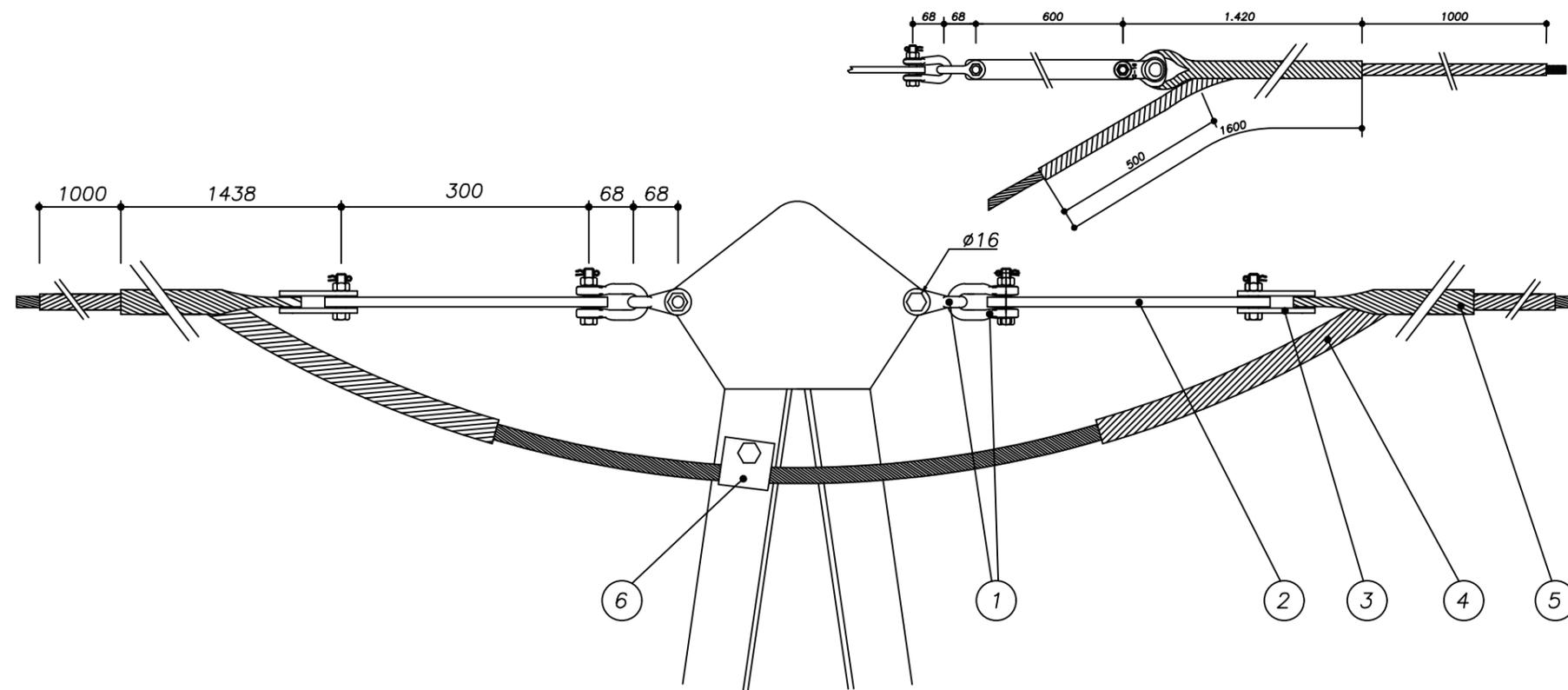
osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

PLANO: CONJUNTO DE  
HERRAJES DE TENSION  
PREFORMADO PASANTE

Nº PLANO: 09	TAM. PAPEL: A3
-----------------	-------------------

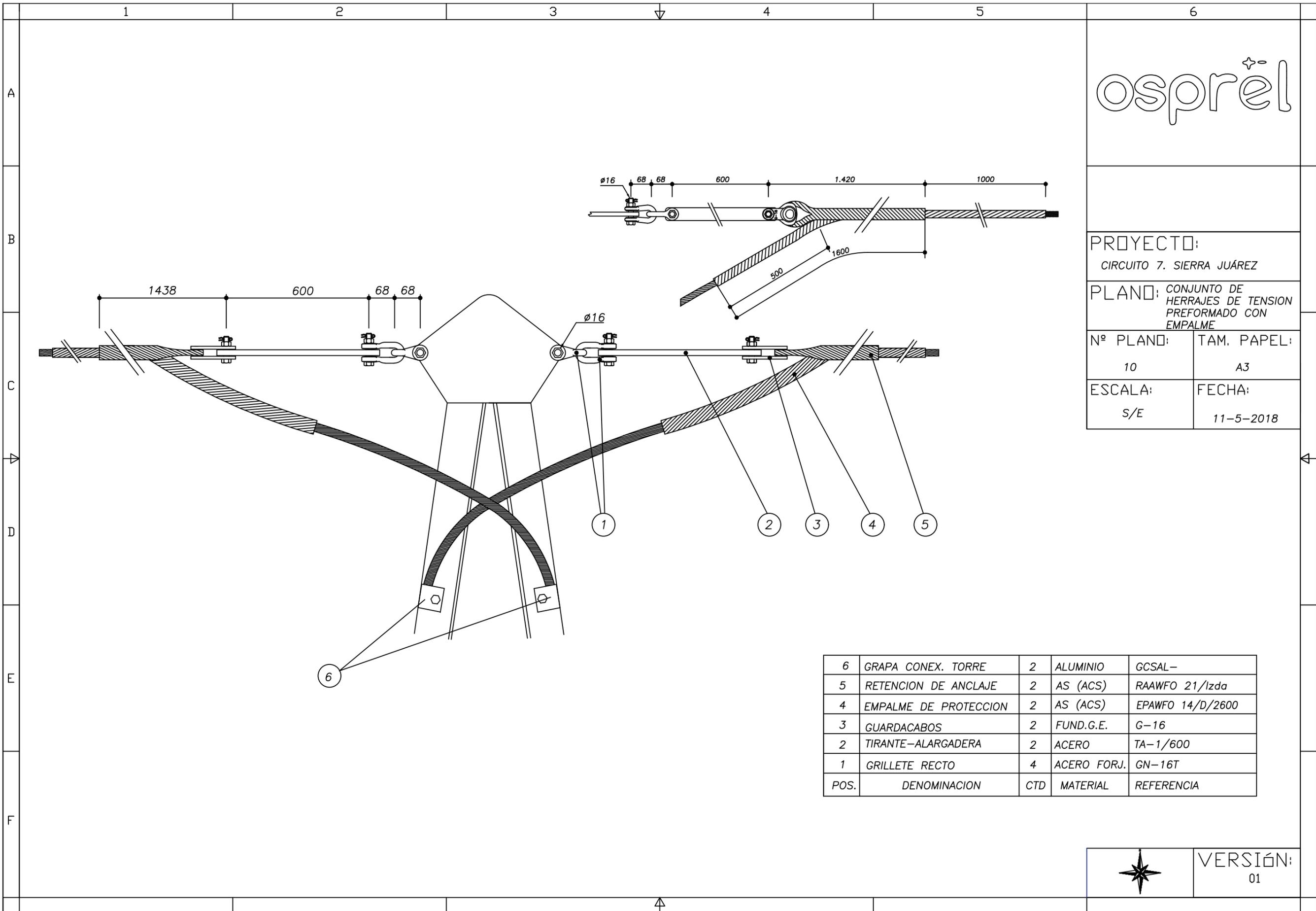
ESCALA: S/E	FECHA: 11-5-2018
----------------	---------------------



6	GRAPA CONEX. TORRE	1	ALUMINIO	GCSAL-
5	RETENCION DE ANCLAJE	2	AS (ACS)	RAAWFO 21/lzda
4	EMPALME DE PROTECCION	2	AS (ACS)	EPAWFO 14/D/2600
3	GUARDACABOS	2	FUND.G.E.	G-16
2	TIRANTE-ALARGADERA	2	ACERO	TA-1/300
1	GRILLETE RECTO	4	ACERO FORJ.	GN-16T
POS.	DENOMINACION	CTD	MATERIAL	REFERENCIA



VERSIÓN:  
01



osprel

PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ

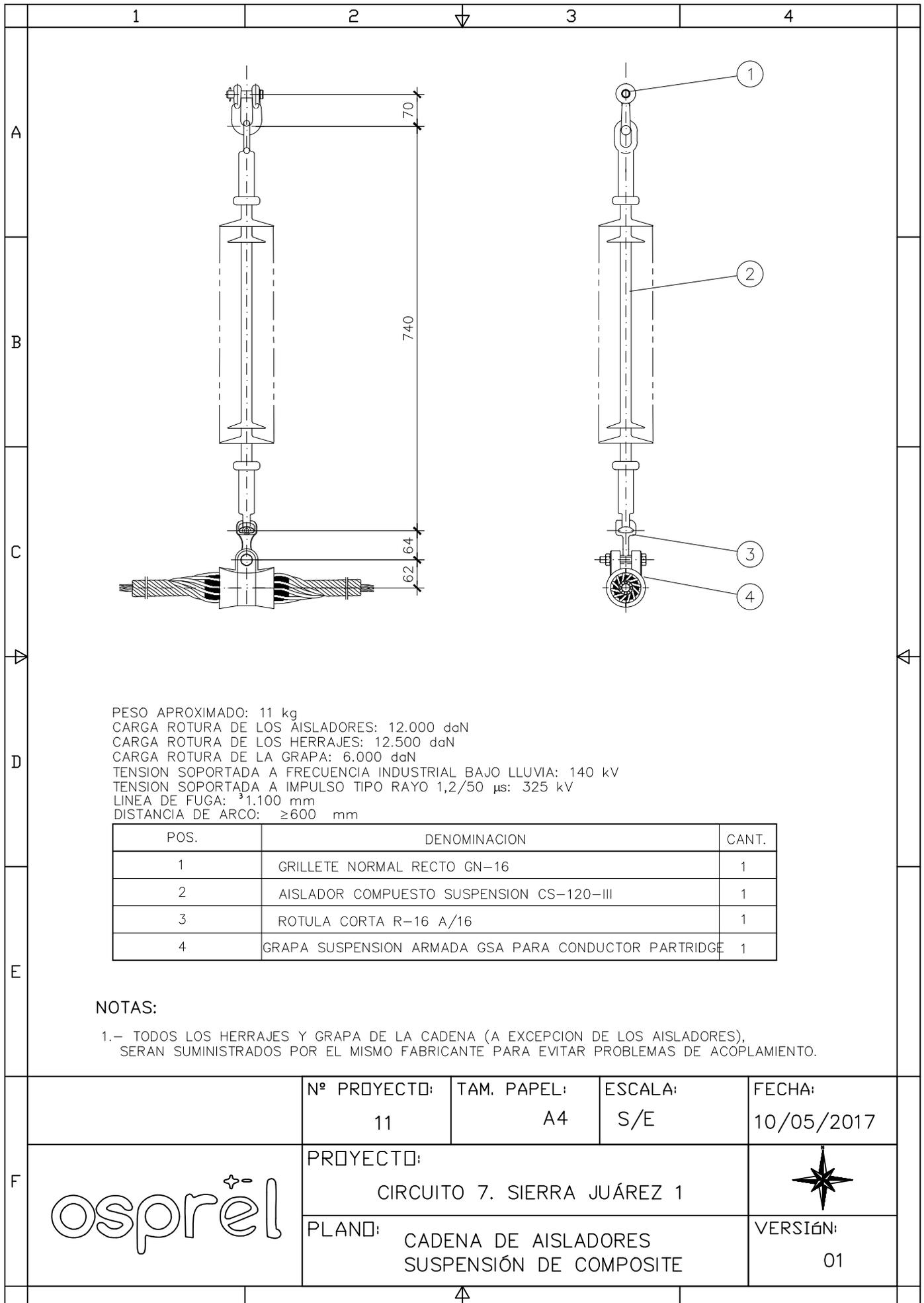
PLANO: CONJUNTO DE  
HERRAJES DE TENSION  
PREFORMADO CON  
EMPALME

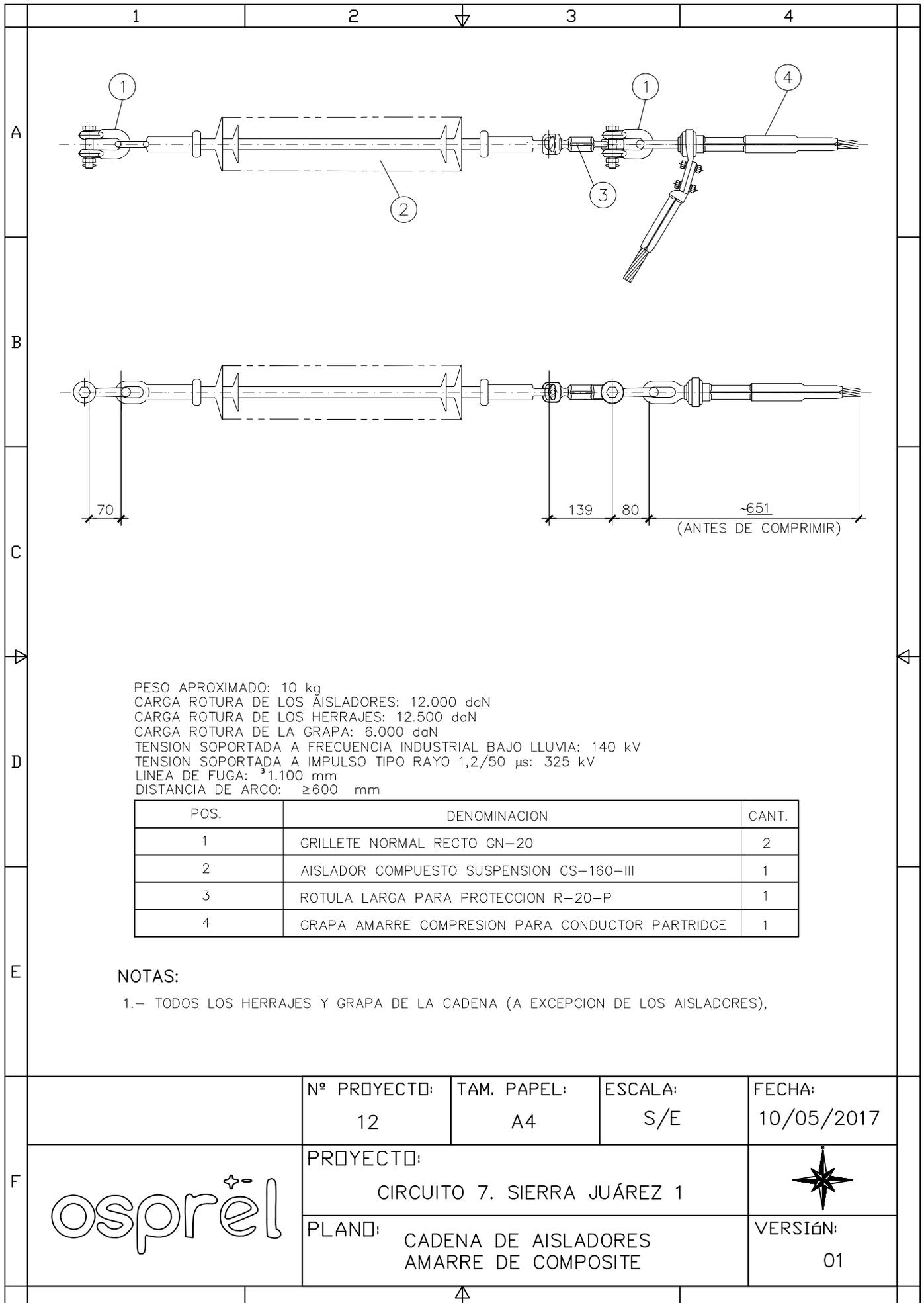
Nº PLANO: 10	TAM. PAPEL: A3
ESCALA: S/E	FECHA: 11-5-2018

6	GRAPA CONEX. TORRE	2	ALUMINIO	GCSAL-
5	RETENCION DE ANCLAJE	2	AS (ACS)	RAAWFO 21/lzda
4	EMPALME DE PROTECCION	2	AS (ACS)	EPAWFO 14/D/2600
3	GUARDACABOS	2	FUND.G.E.	G-16
2	TIRANTE-ALARGADERA	2	ACERO	TA-1/600
1	GRILLETE RECTO	4	ACERO FORJ.	GN-16T
POS.	DENOMINACION	CTD	MATERIAL	REFERENCIA



VERSIÓN:  
01





1

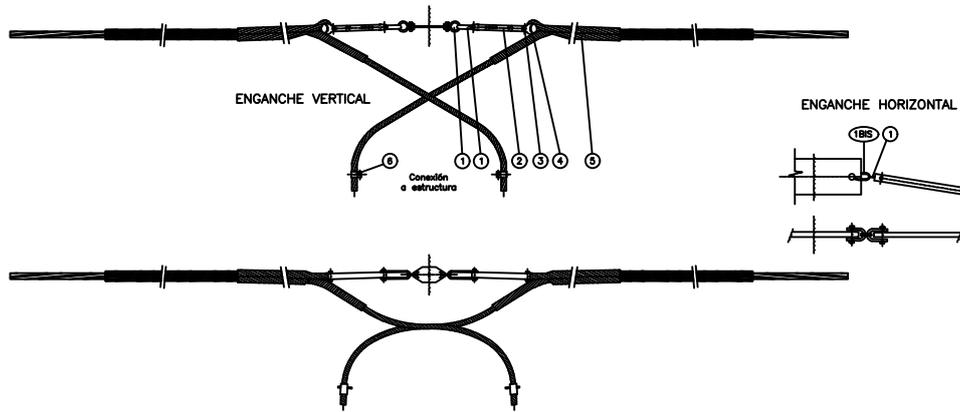
2

3

4

A

ESQUEMA BICONJUNTO CADENA F.O.  
AMARRE BAJANTE COMPLETO  
CABLE OPGW

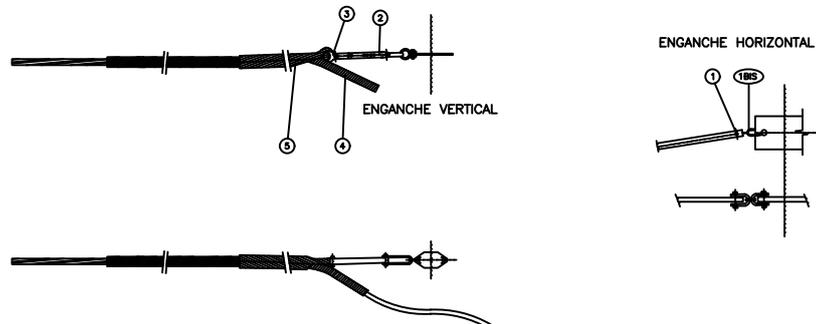


B

POS.	HERRAJES	CANTIDAD ENGANCHE		MATERIAL	REFERENCIA
		VERTICAL	HORIZONTAL		
1	GRILLETE RECTO CON TORNILLO	4	2	ACERO FORJ.	GN-16T
1 BIS	GRILLETE REVIRADO CON TORNILLO	-	2	ACERO FORJ.	-
2	TIRANTE	2	2	ACERO	TA - 1/300
3	HORQUILLA GUARDACABOS	2	2	FUND.G.E.	G-16
4	EMPALME DE PROTECCIÓN	2	2	AS (ACS)	EPAWFO 14/D/2600
5	RETENCIÓN	2	2	AS (ACS)	RAAWFO 21/lzda
6	GRAPA CONEXION SENCILLA	2	2	ALUMINIO	GCSAL - 14/18

C

ESQUEMA CONJUNTO CADENA F.O.  
AMARRE BAJANTE SENCILLO  
CABLE OPGW



D

POS.	HERRAJES	CANTIDAD ENGANCHE		MATERIAL	REFERENCIA
		VERTICAL	HORIZONTAL		
1	GRILLETE RECTO CON TORNILLO	2	1	ACERO FORJ.	GN-16T
1 BIS	GRILLETE REVIRADO CON TORNILLO	-	1	ACERO FORJ.	-
2	TIRANTE	1	1	ACERO	TA - 1/300
3	HORQUILLA GUARDACABOS	1	1	FUND.G.E.	G-16
4	EMPALME DE PROTECCIÓN	1	1	AS (ACS)	EPAWFO 14/D/2600
5	RETENCIÓN	1	1	AS (ACS)	RAAWFO 21/lzda
6	GRAPA CONEXIÓN SENCILLA	1	1	ALUMINIO	GCSAL - 14/18

E

Nº PROYECTO:

13

TAM. PAPEL:

A4

ESCALA:

S/E

FECHA:

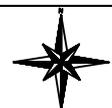
10/05/2017

F

PROYECTO:

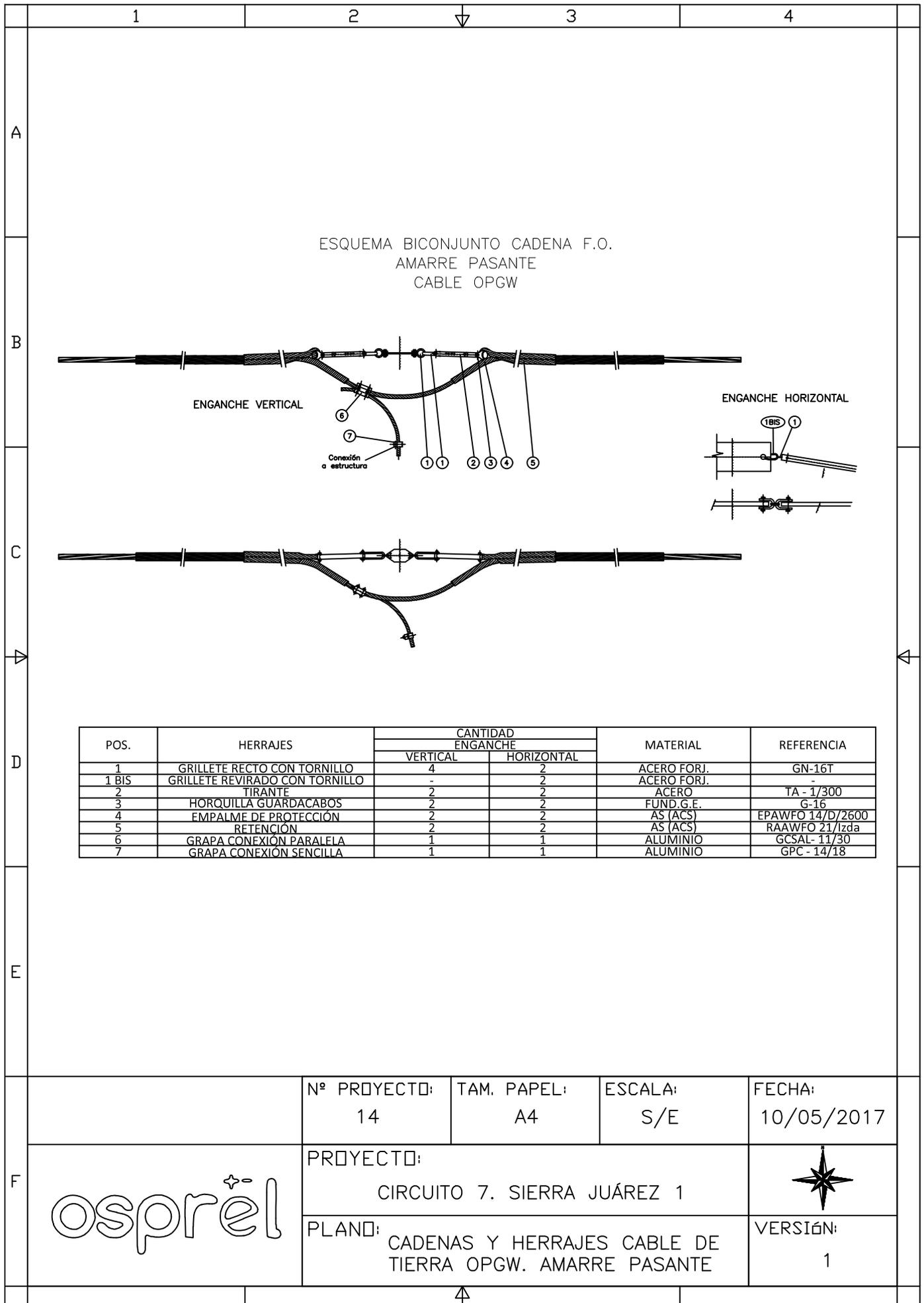
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ 1

PLANO:

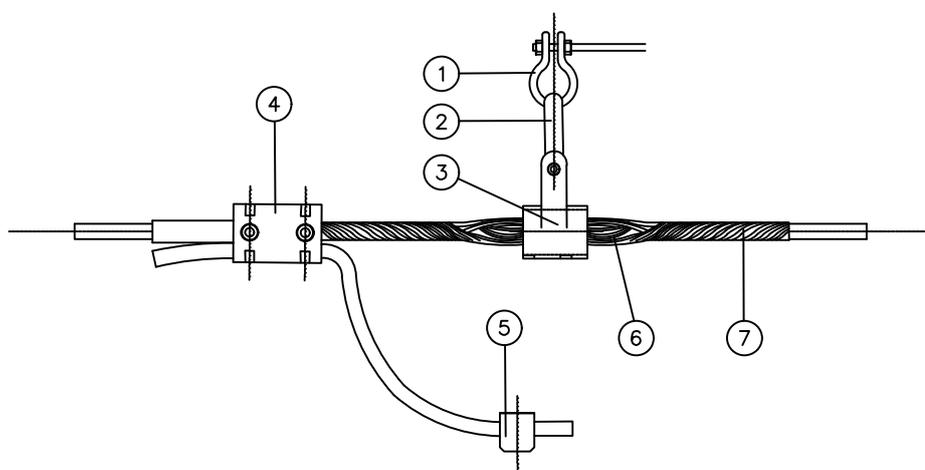
CADENAS Y HERRAJES CABLE DE  
TIERRA OPGW. AMARRE BAJANTE

VERSIÓN:

0



ESQUEMA CONJUNTO CADENA F.O.  
SUSPENSIÓN  
CABLE OPGW



POS.	HERRAJES	CANTIDAD ENGANCHE VERTICAL	MATERIAL	REFERENCIA
1	GRILLETE RECTO	1	AC. F-114	GN-16T
2	ESLABÓN PLANO	1	AC. F-114	ESR-16A
3	GRAPA DE SUSPENSIÓN ARMADA	1	ALEAC. ALUM.	GAS-3/xx
4	GRAPA CONEXIÓN PARALELA	1	ALUMINIO	GPC-11/30
5	GRAPA CONEXIÓN A TORRE	1	ALUMINIO	GCSAL-14/18
6	INSERTO GOMA NEOPRENO	1	NEOPRE-RE	-
7	VARILLAS PERFORADAS	1	ALEAC. ALUM.	VPGS3AL 14/I/1800

Nº PROYECTO: 15    TAM. PAPEL: A4    ESCALA: S/E    FECHA: 10/05/2017



PROYECTO:  
CIRCUITO 7. SIERRA JUÁREZ 1



PLANO:  
CADENAS Y HERRAJES CABLE DE TIERRA OPGW. SUSPENSIÓN

VERSIÓN:  
1



#### IV. PLIEGO DE CONDICIONES





NOM - 001 - SEDE	Instalaciones Eléctricas (Utilización).
NRF - 023 - CFE 2009	Herrajes y accesorios.
NRF - 042 - CFE	Señalización de líneas de transmisión aéreas y subterráneas (cables de potencia), para inspección aérea, tráfico aéreo, marítimo y terrestre.
NRF - 058 - CFE	Amortiguadores de vibración para líneas de transmisión aéreas con tensiones de operación de 69kV hasta 400kV.
NRF - 017 - CFE	Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).
CFE DCDLTA01	Diseño de líneas de transmisión aéreas.
CFE DCCLTA01	Construcción de líneas de transmisión aéreas.
CFE J6200 - 03	Postes de concreto.
CFE J6301 - 53	Postes de concreto reforzado Sección 1.
CFE C0000 - 15	Concreto para la construcción de estructuras y cimentaciones de subestaciones eléctricas de potencia y líneas de transmisión.
CFE J1000 - 50	Torres para líneas de transmisión y subtransmisión.
CFE C0000 - 42	Sistema de anclaje en roca y/o suelo para estructuras de líneas de transmisión y subestaciones.
CFE E0000 - 21	Cable de guarda con fibras ópticas.
CFE E0000 - 22	Cables de guarda.
CFE JA100 - 64	Cimentaciones para estructuras de líneas de transmisión.
CFE 2C900 - 19	Cruceta C.
CFE 2C900 - 63	Crucetas CR.



## VI. PRESUPUESTO





## 6.1. PRESUPUESTO ACTUACIONES SOBRE LA LÍNEA

CÓDIGO	DENOMINACIÓN	MEDICIÓN	IMPORTE (€)		IMPORTE (€)	
			MATERIAL	MANO DE OBRA	MATERIAL	MANO DE OBRA
A2	A2,- APOYOS DE CELOSIA					
A2001	A2001 APOYO METALICO CELOSIA 175-29	1	3,023.70 €	1,385.04 €	3,023.70 €	1,385.04 €
A2002	A2002 APOYO METALICO CELOSIA 200-29	3	3,367.76 €	1,527.66 €	10,103.28 €	4,582.98 €
A2003	A2003 APOYO METALICO CELOSIA 225-29	1	3,942.70 €	1,702.20 €	3,942.70 €	1,702.20 €
A2012	A2012 APOYO METALICO CELOSIA 200-50	4	4,885.25 €	2,268.76 €	19,541.01 €	9,075.02 €
A2013	A2013 APOYO METALICO CELOSIA 225-50	2	5,664.05 €	2,388.77 €	11,328.10 €	4,777.55 €
A2021	A2021 APOYO METALICO CELOSIA 175-62	6	5,146.37 €	2,721.51 €	30,878.23 €	16,329.05 €
A2022	A2022 APOYO METALICO CELOSIA 200-62		5,804.15 €	3,049.38 €	- €	- €
A2023	A2023 APOYO METALICO CELOSIA 225-62	2	6,695.62 €	3,148.75 €	13,391.24 €	6,297.50 €
A4	A4 - CRUCETAS					
A4070	A4070 CRUCETA TRESBOLILLO T-35 EN APOYO METALICO	57	315.17 €	126.29 €	17,964.52 €	7,198.54 €
A4230	A4230 CRUCETA DOBLE CIRCUITO DC-35- EN APOYO METALICO		556.79 €	161.10 €	- €	- €
A4520	A4520 CUPULA DE TIERRA 3,0 M. EN APOYO METALICO	19	133.14 €	94.60 €	2,529.61 €	1,797.35 €
A5	A5 - AISLAMIENTOS					
A5000	A5000 CADENA DE SUSPENSION 34,5 KV PARTRIDGE AISL.VIDRIO (NIVEL II)	15	83.74 €	41.77 €	1,256.14 €	626.53 €
A5001	A5001 CADENA DE AMARRE 34,5 KV PARTRIDGE AISL.VIDRIO (NIVEL II)	60	110.78 €	57.63 €	6,646.92 €	3,457.53 €
A5435	A5435 CONJUNTO DE AMARRE CABLE FIBRA OPTICA OPGW 36 F	14	118.88 €	45.14 €	1,664.31 €	631.97 €
A5460	A5460 CONJUNTO DE SUSPENSION CABLE DE TIERRA AC-50		31.26 €	56.51 €	- €	- €



A5461	A5461 CONJUNTO DE AMARRE CABLE DE TIERRA AC-50		44.25 €	45.14 €	- €	- €
A6	A6 - CONDUCTORES					
A6010	A6010 M. TENDIDO LINEA TRIFASICA A.T. PARTRIDGE	2791	7.64 €	6.91 €	21,312.77 €	19,281.62 €
A6510	A6510 M. TENDIDO CABLE TIERRA 50 MM2. EN L.A.T.		1.01 €	2.15 €	- €	- €
A6630	A6630 M.TENDIDO CABLE FIBRA OPTICA OPGW 36 F	2791	6.60 €	2.34 €	18,423.39 €	6,522.57 €
A7	A7 - CONEXIONES,EMPALMES Y OTROS ACCESORIOS CONDUCTOR					
A7110	A7110 EMPALME PLENA TRACCION PARTRIDGE	3	20.89 €	123.26 €	62.67 €	369.77 €
A7210	A7210 AMORTIGUADOR STOCKBRIDGE PARTRIDGE	57	24.34 €	4.45 €	1,387.59 €	253.56 €
A7250	A7250 AMORTIGUADOR STOCKBRIDGE PARA OPGW	19	17.55 €	4.45 €	333.41 €	84.52 €
A7310	A7310 CONTRAPESO PARA CADENA PARTRIDGE SIMPLEX	3	35.12 €	15.94 €	105.35 €	47.82 €
A7410	A7410 TENSOR DE CORREDERA PARA AMARRES HASTA 13500 DAN	3	20.88 €	2.15 €	62.64 €	6.46 €
A8	A8 - VARIOS LINEAS AEREAS A.T.					
A8100	A8100 M. DE REPLANTEO, ESTAQUILLADO Y COMPROBACION DE PERFIL	2791	- €	0.43 €	- €	1,201.53 €
A8150	A8150 INSTALACION PLACA IDENTIDAD CORPORATIVA APOYO	19	22.55 €	9.50 €	428.45 €	180.53 €
A8161	A8161 SEÑAL TRIANGULAR RIESGO ELECTRICO GT-21 EN APOYO METALICO	19	2.10 €	6.88 €	39.92 €	130.68 €
A8405	A8405 CAJA DE EMPALME CABLE F.O. 24F	2	520.56 €	1,166.09 €	1,041.11 €	2,332.18 €
A9	A9 - PUESTA A TIERRA					
A9300	A9300 PUESTA A TIERRA SIMPLE PARA APOYO CELOSIA MONOBLOQUE		37.06 €	64.08 €	- €	- €
A9305	A9305 PUESTA A TIERRA DOBLE PARA APOYO CELOSIA MONOBLOQUE	19	70.92 €	128.18 €	1,347.48 €	2,435.35 €
A9310	A9310 PUESTA A TIERRA EN ANILLO PARA APOYO CELOSIA MONOBLOQUE		150.53 €	325.86 €	- €	- €
	C 4,000 CARGA CONEX.ALUMINOTER.CABLE-PICA TIERRA					



A9400	A9400 PUESTA A TIERRA SIMPLE PARA APOYO CELOSIA 4 MACIZOS		41.00 €	72.23 €	- €	- €
A9405	A9405 PUESTA A TIERRA DOBLE PARA APOYO CELOSIA 4 MACIZOS		106.07 €	144.45 €	- €	- €
B0	B0 - ZANJAS Y CANALIZACIONES					
B0220	B0220 M. ZANJA TIPO EN SEMI-ROCA	300	- €	167.34 €	- €	50,202.45 €
B0330	B0330 M. ZANJA TIPO EN ROCA		- €	310.03 €	- €	- €
B0670	B0670 M. CANALIZ. 1 TERNAS 220 B/TUBO 250 MM. S/HORMIG		41.16 €	7.49 €	- €	- €
B0690	B0690 M. CANALIZ. 2 TERNAS 220 B/TUBO 250 MM. C/HORMIG	300	168.39 €	141.55 €	50,516.10 €	42,465.75 €
B0710	B0710 M. TENDIDO 2 TUBO 125 MM. SOBRE CANALIZACION A.T.	300	3.74 €	3.99 €	1,122.38 €	1,196.18 €
B2	B2 - TERMINALES Y EMPALMES					
B2001	B2001 CONJUNTO TERMINACION EXTERIOR POLIMERICA 26/45 KV 1X500 CU+H165	4	2,259.05 €	1,452.06 €	9,036.20 €	5,808.22 €
B2061	B2061 CONJ. EMPALME PREMOLDEADO RECTO 26/45 KV 1X500 CU+H165		1,785.81 €	3,511.34 €	- €	- €
B3	B3 - CABLES					
B3005	B3005 M. TENDIDO LINEA CABLE 34,5 KV RHZ1-2OL(S) 1X500 MM2 CU+H165	300	201.54 €	23.65 €	60,460.65 €	7,094.03 €
B4	B4 - PUESTA A TIERRA DE CABLES					
B4030	B4030 M. CABLE UNIPOLAR RZ1(S) 0,6/1 KV 1X185 MM2 CU		17.21 €	1.14 €	- €	- €
B4040	B4040 CAJA UNIPOLAR INTEMPERIE PAT DIRECTA PANTALLAS CABLES 34,5 KV	4	2,174.23 €	93.96 €	8,696.92 €	375.85 €
B4210	B4210 M. TENDIDO CONEX. EQUIPOTENC. RZ1(S) 0,6/1 KV 1X185 MM2 CU BAJO TUBO	300	17.21 €	8.10 €	5,162.93 €	2,429.25 €
B4300	B4300 CAMARA DE EMPALME PREFABRICADA 34,5 KV		9,432.44 €	2,808.10 €	- €	- €
B4400	B4400 ELECTRODO PUESTA A TIERRA DE CAMARA DE EMPALME PREFABRICADA 34,5 KV		1,126.16 €	108.00 €	- €	- €



B4500	B4500 ARQUETA DE PUESTA A TIERRA 1210x1210x800 PARA 34,5 KV		1,589.48 €	804.63 €	- €	- €
					302,165.07 €	200,562.11 €

## 6.2. PRESUPUESTO LÍNEA NUEVA

### 6.2.1. PRESUPUESTOS PARCIALES

Puesto que las cimentaciones no son objeto del proyecto, no puede detallarse el presupuesto de obra civil.

#### 6.2.1.1. Materiales línea aérea

MATERIALES LÍNEA AÉREA			
DESIGNACIÓN	UDS.	P.U. (Euros)	TOTAL (Euros)
HA-MX-4500-3B-19	4	3,646.50	14,586.00
HAR-MX-13000-B+90F-15	1	4,958.90	4,958.90
HAR-MX-7000-3B-18	1	4,020.50	4,020.50
HAR-MX-7000-3B-24	2	5,424.70	10,849.40
HAR-MX-7000-PORT	2	5,424.70	10,849.40
HAR-MX-7000-3B-PAS-18	5	4,020.50	20,102.50
HAR-MX-9000-3B-24	1	5,424.70	5,424.70



MATERIALES LÍNEA AÉREA			
DESIGNACIÓN	UDS.	P.U. (Euros)	TOTAL (Euros)
HAR-MX-9000-B-15	1	3,976.30	3,976.30
HAR-MX-9000-B-18	1	4,671.60	4,671.60
HAR-MX-9000-B-20	2	5,171.40	10,342.80
MI-MX-1500-3B-16	3	1,864.90	5,594.70
MI-MX-1500-3B-18	1	2,050.20	2,050.20
MI-MX-1500-3B-26	1	2,946.10	2,946.10
Ud. Puesta a tierra normalizada para cuatro patas	25	75.60	1,890.00
Placa de señalización la instalación.	25	13.40	335.00
Kg. Cable conductor PARTRIDGE (1,275 Kg/m) + suministro a pie de obra.	9268	2.50	23,168.75
Amortiguador para Cable conductor PARTRIDGE	50	26.76	1,338.00
Km. Cable de tierra OPGW 53G68Z	2.51	4,100.00	10,291.00
Amortiguador para Cable de tierra OPGW 53G68Z	75	25.00	1,875.00
Ud. Caja de empalme para fibra óptica	4.00	465.62	1,862.48
Ud. Cadena de amarre completa	36.00	690.28	24,850.08



<b>MATERIALES LÍNEA AÉREA</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
Ud. Cadena de amarre simple	5.00	348.67	1,743.35
Ud. Cadena suspensión	24.00	289.18	6,940.32
Ud. Herraje biconjunto amarre bajante cable OPGW sencillo	2.00	289.00	578.00
Ud. Herraje biconjunto amarre pasante cable OPGW	6.00	107.36	644.16
Ud. Herraje suspensión cable OPGW	24.00	31.25	750.00
Ud. Suministro de balizas salvapajaros (cada 10 metros en cable tierra)	251	10.45	2,622.95
<b>TOTAL MATERIALES LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>179,262.19 €</b>

#### 6.2.1.2. Montaje línea aérea

<b>MONTAJE LÍNEA AÉREA</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
HA-MX-4500-3B-19	4	2,316.60	9,266.40
HAR-MX-13000-B+90F-15	1	3,150.36	3,150.36
HAR-MX-7000-3B-18	1	2,554.20	2,554.20



HAR-MX-7000-3B-24	2	3,446.28	6,892.56
HAR-MX-7000-3B-PAS-18	5	2,554.20	12,771.00
HAR-MX-7000-PORT	2	3,446.28	6,892.56
HAR-MX-9000-3B-24	1	4,054.32	4,054.32
HAR-MX-9000-B-15	1	2,526.12	2,526.12
HAR-MX-9000-B-18	1	2,967.84	2,967.84
HAR-MX-9000-B-20	2	3,285.36	6,570.72
MI-MX-1500-3B-16	3	1,184.76	3,554.28
MI-MX-1500-3B-18	1	1,302.48	1,302.48
MI-MX-1500-3B-26	1	1,871.64	1,871.64
Ud. Montaje de Puesta a tierra normalizada en apoyo tipo zona normal cuatro patas	25	189.00	4,725.00
Ud. Montaje de Placa de señalización	25	31.50	787.50
Km. Tendido S/C circuito conductor PARTRIDGE, regulado según proyecto y engrapado	7.152	6,549.60	46,842.74
Ud. Colocación Amortiguador para conductor PARTRIDGE	75	33.10	2,482.50
	7.152	5,346.00	38,234.59



Km. Tendido 1 cable de tierra OPGW, regulado según proyecto y engrapado			
Ud. Colocación Amortiguador para Cable OPGW	113	33.10	3,723.75
Ud. Montaje en apoyo y operaciones ópticas Caja de empalme para fibra óptica.	2.00	5,346.00	10,692.00
Ud. Montaje Cadena de amarre completa, aislador	33.00	537.08	17,723.64
Ud. Montaje Cadena de amarre simple, aislador de vidrio	6.00	425.10	2,550.60
Ud. Montaje Cadena suspensión, aislador de vidrio	147.00	124.49	18,300.03
Ud. Montaje Herraje biconjunto amarre bajante cable OPGW	2.00	493.93	987.86
Ud. Montaje Herraje biconjunto amarre pasante cable OPGW	6.00	307.54	1,845.24
Ud. Montaje Herraje suspensión cable OPGW	24.00	145.93	3,502.32
Ud. Instalación de balizas salvapajaros (Cada 10 mts en cable tierra)	251	12.45	3,124.95
P.A. Trabajos auxiliares de montaje. Incluye todos los trabajos necesarios para la culminación del montaje, tales como la utilización de maquinaria de tendido y/o izado especial, protección de cruces con carretera y líneas alta tensión.	1	20,000.00	20,000.00
<b>TOTAL MONTAJE LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>239,897.20 €</b>

#### 6.2.1.4. Varios línea aérea



<b>VARIOS</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
Ud. Informe reflectometría y atenuación (1 a 48 fibras ópticas) del número especificado de fibras ópticas, entre los puntos de acceso a las fibras que designe la propiedad	1	1,268.97	1,268.97
P.A. Control de Calidad, incluyendo ensayos de hormigón según norma EHE, medición de resistencia de puesta a tierra de apoyos, así como los explícitamente indicados en el Pliego de Condiciones del proyecto y otros que pudiera requerir la Dirección de Obra	1	10,000.00	10,000.00
Km. Replanteo de apoyos sobre el terreno, incluido estaquillado y comprobación de perfil.	7.152	300.00	2,145.60
P.A. Elaboración de documentación Final de obra. Incluyendo datos técnicos del material instalado, certificados de calidad, informes de los ensayos realizados y colección de planos As-Built.	1	3,000.00	3,000.00
<b>TOTAL VARIOS (EUROS)</b>			<b>16,414.57 €</b>

#### 6.2.2. PRESUPUESTO GENERAL

<b>MATERIALES LÍNEA AÉREA</b>	
<b>TOTAL MATERIALES LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>	<b>179.262,19€</b>

<b>MONTAJE LÍNEA AÉREA</b>	
<b>TOTAL MONTAJE LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>	<b>239,897.20€</b>



VARIOS	
TOTAL VARIOS (EUROS)	16.414,57 €

TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN (EUROS)	496.208,97€
--	-------------



## VII. BIBLIOGRAFÍA

Instrucción Técnica Complementaria ITC AT 07, “Líneas aéreas con conductores desnudos” —  
Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Apuntes de Líneas de Pablo Rodríguez Herrerías para la asignatura *Centrales, subestaciones y líneas*.

Apuntes de Parámetros y Modelos de Líneas Eléctricas de Francisco M. Echavarren Cerezo y  
Andrés Diego Díaz Casado para la asignatura *Sistemas Eléctricos de Potencia*

Criterios de diseño. UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN

Servicio Geológico Mexicano. Cartas Geológicas de la Zona

Protección a una línea de distribución de 23 kV contra descargas atmosféricas – Medina García  
Enrique, Osorio Onofre Dora Lizbeth

Método de cálculo real de puestas a tierra en líneas de alta tensión (Anales. Asociación  
Ingenieros ICAI) — Carmen Agúndez

ABB T&D Reference Book Fourth Edition [B1]

IEEE Std 80-2000 (Revisión del IEE Std 80-1986) - Guide for Safety in AC Substation Grounding

Imedexsa.es — Catálogos de apoyos

Transparencias de apoyo a la asignatura *Instalaciones de Baja y Media Tensión* — Gerardo  
Fernández Magester, M<sup>a</sup> Teresa Sánchez Carazo

### **ENLACES DE INTERÉS**

DATOS SISTEMA ESPAÑOL: [www.ree.es](http://www.ree.es) a noviembre de 2017

DATOS SISTEMA MEXICANO: [www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx), Estadísticas SENER