

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA REPOTENCIAR LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

VICTOR ANTONIO BOCANEGRA CASTRO

PROMOCIÓN

2007 - II

LIMA – PERÚ

2012

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA REPOTENCIAR
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

DEDICATORIA

Mis agradecimientos van dirigidos a mis queridos padres, Jorge y Esperanza, muchas gracias por su apoyo y confianza que me brindaron durante todos estos años, por la paciencia y empuje que siempre me dieron, su inmemorable sacrificio que ahora se ven reflejados cerrando este capítulo de mi vida.

A mis hermanos que siempre me apoyaron y me alentaron durante toda esta época, a todos los ingenieros que con sus enseñanzas contribuyeron en mi desarrollo personal.

Y muy agradecido a la Universidad Nacional de Ingeniería, al grupo de trabajo que saca adelante la universidad.

SUMARIO

Ante el incremento de consumo de energía en el país el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) realizó la planificación del sistema interconectado donde se recurre a la construcción de nuevas líneas, nuevas subestaciones y varias repotenciones de líneas existentes; todo esto para aplacar los posibles racionamientos de energía, es por ello que este informe va dirigido directamente a la repotenciación de líneas de transmisión como la alternativa de corto plazo más viable.

El presente informe consiste en evaluar las alternativas de solución para repotenciar una línea de transmisión de 220 kV desde el punto de vista técnico – económico de tal manera que se pueda transmitir una potencia de 200 MVA sin transgredir el límite térmico, además se definirá las metodologías de trabajo para su realización.

La repotenciación de líneas de transmisión es una alternativa de corto plazo para incrementar el transporte de energía ya que nos ahorramos servidumbre, Cira, EIA y el tiempo para su realización es menor que la construcción de una línea nueva.

En este informe se analizará alternativas de dos maneras con la conservación del conductor y el reemplazo del mismo. En la actualidad hay diversos tipos de conductores que pueden trabajar a altas temperaturas y con una menor flecha pero el costo es hasta tres veces mayor que los conductores convencionales y su instalación es más costosa, todo esto se analizó en el presente informe y se menciona la alternativa más adecuada con su respectivo equipamiento.

El resultado será una obra electromecánica que permitirá satisfacer la demanda de potencia, energía requerida y confiabilidad, para el sistema mencionado.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
ASPECTOS GENERALES	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Problemática	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivo Específicos	4
1.4 Justificación del Estudio	5
1.5 Alcance	5
CAPITULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 Repotenciación de Líneas de Transmisión de Energía	6
2.2 Alternativas técnicas	6
2.2.1 Alternativas de solución basadas en la conservación del conductor	7
2.2.2 Alternativas de solución basadas en la sustitución del conductor	11
CAPITULO III	17
APLICACIÓN PRÁCTICA	17
3.1 Descripción de línea de transmisión existente	17
3.1.1 Hipótesis de Diseño	17
3.1.2 Componentes	18
3.1.3 Distancias de seguridad	21
3.2 Alternativas de Solución	21
3.2.1 Criterios y Metodologías	22
3.2.2 Análisis de la capacidad de transmisión	34
3.3 Análisis del Aumento de flecha por incremento de Potencia de Transmisión	39
3.4 Verificación de los vanos críticos	40
3.4.1 Metodología para Identificación de los Vanos Críticos en Campo	40
3.4.2 Verificación de las capacidades de corriente de los equipos de alta tensión	41

CAPITULO IV	45
EVALUACIÓN ECONÓMICA	45
4.1 Evaluación Económica de alternativas	45
4.1.1 Retensado de Conductor	45
4.1.2 Incremento en Estructura	47
4.1.3 Cambio de cadena de aisladores por aisladores line post	48
4.1.4 Cambio de conductor existente por conductor convencional de Aleacion de Alumino AAAC	49
4.1.5 Cambio de conductor existente por conductor de alta temperatura TACSR	52
4.2 Propuesta de Repotenciación	55
4.2.1 Comparación de Alternativas	55
4.3 Ventajas	57
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
ANEXOS	60
BIBLIOGRAFIA	87

INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión que salen de la subestación Campo Armiño fueron diseñadas para transmitir una potencia de 152 MVA y tienen una antigüedad aproximada de 30 años, por el incremento de la demanda y temor a posibles racionamientos de energía se consideró las posibilidades de transmitir una potencia mayor a la que fue diseñado. El transmitir una potencia mayor al que fue diseñado trae consigo un reforzamiento a las estructuras metálicas y una revisión del perfil altimétrico, esta alternativa actualmente está siendo realizada en varias líneas de transmisión de 220 kV, en nuestro país, la repotenciación de líneas de transmisión minimizan costos, tiempos e impactos al medio ambiente a comparación de una línea nueva, lo que hace viable dicha alternativa de mayor transporte de energía. La línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi de 220 kV de propiedad de Red de Energía del Perú es una de las 9 líneas de transmisión que por la ubicación y dirección de flujo de energía es una de las líneas indicadas para ser repotenciadas con la finalidad de transportar 200 MVA, se sabe que la líneas Campo Armiño – Huayucachi termina su recorrido en la subestación Huayucachi (Huancayo) de allí los flujos son repartidos como mención la línea de Huayucachi – Zapallal 220 kV que tiene como final la subestación de Zapallal (Lima).

Este informe contempla el diseño para el aumento de la capacidad de transporte de energía, la cual evaluará el suministro afectado y formulará la respectiva alternativa de solución. Se evaluará el máximo transporte de energía sin exceder el límite térmico asimismo se contemplará la alternativa de menor costo. Las alternativas son evaluadas desde el punto de vista técnico económico y están divididas según lo siguiente:

Por sustitución del conductor.

Conservando el conductor existente.

Para cada una de estas alternativas se subdividirán otras que formaran parte del análisis y que en el desarrollo el informe se concluirá con las más factible y viable a la vez se establecerá el presupuesto de estas evidenciando cual es la que presenta menor costo.

Técnicamente se analizará todas las alternativas dando a conocer la metodología de trabajo e instalación de cada una y que servirá como guía para las próximas repotenciones muy aparte se presentaran planos de instalación para un mejor

entendimiento y se identificarán aquellos vanos que presenten distancia a terreno menor que lo permitido, todos estos serán evaluados dando a conocer su respectiva solución y costo total.

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

1.1 Antecedentes

Durante los últimos años la demanda de energía en nuestro país ha ido aumentando con tasas de crecimiento de 9,7% en el 2007, de 5,5% en el 2008, de 2,8% en el 2009 y el 5,6% en el 2010 con respecto al año anterior de máxima demanda, esto debido al crecimiento sostenido que viene experimentado la economía nacional, una de las causas es el boom por la minería que ha generado un mayor consumo de energía; dando como resultados que las diversas empresas tanto de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica trabajen en sus máximas capacidades permitidas con el objetivo de satisfacer la demanda.

La mayor generación de energía eléctrica está concentrado en campo Armiño donde se encuentra ubicada la central Hidroeléctrica Santiago Antúñez de Mayolo de la cual salen líneas de transmisión de 220 kV, la mayoría de estas líneas son antiguas ya que cuentan con más de 30 años de construido.

Ante ello y a la indisponibilidad de infraestructura para transportar y distribuir energía eléctrica, el estado cuenta con un plan de expansión a largo plazo, pero que no va acarrear a solucionar el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión a corto plazo es por ello que una solución ante esta problemática es repotenciar las líneas de transmisión de 220 kV ya que esto ahorraría más tiempo que construir una línea nueva.

1.2 Problemática

Actualmente nuestro país cuenta con una demanda de energía de 4718 MW aproximadamente, 2,9% más con respecto al año 2010. Este crecimiento de demanda ve como necesidad una mayor generación de energía.

En el 2009 la capacidad instalada de generación eléctrica se incremento en 722,0 MW, también se licitaron Líneas de Transmisión en 200 kV y 500 kV. Si bien hay incremento en la generación más no en las líneas de transmisión ya que la puesta en servicio de ellas será entre dos y dos años y medio.

El simple hecho de construir una nueva línea de transmisión trae consigo una serie de documentaciones que en algunos casos se torna dificultoso ocasionando que el

tiempo de entrega de la obra se vaya expandiendo y no se cumplan con las fechas indicadas.

Esto implicaría que no se cuente en el plazo establecido con las nuevas instalaciones, haciendo necesaria el uso del transporte de la energía por las instalaciones existentes.

La mayoría de líneas de transmisión de 220 kV construidas hace 20 años fueron diseñadas para transportar una potencia de 152 MVA, dicha potencia se puede incrementar hasta un valor de 200 MVA tomando las medidas necesarias.

Tal es el caso de la línea de transmisión en 220 kV Mantaro – Huayucachi que sale de la subestación Campo Armiñó, dicha línea con un reforzamiento adecuado podría transmitir una potencia mayor a la que fue diseñada.

El tiempo que involucraría reforzar la Línea de Transmisión Mantaro - Huayucachi no sería mayor a ocho meses y se estaría transportando un 20% más de su potencia de diseño.

La demora en la entrega del suministro es otro detalle a tomar en cuenta ya que el tiempo mínimo de entrega es de seis meses en otros casos el tiempo puede alargarse hasta 10 meses.

Otro punto importante para este tipo de instalaciones es el derecho de paso en otras palabras la servidumbre. El negociar por el derecho de paso de la Línea de Transmisión en algunos casos se toma difícil ya que no llegan a un acuerdo ambas partes, hay casos en que se tiene que realizar una variante de Línea para no cruzar por terrenos de propiedad privada, ocasionando un replanteo en la ingeniería de detalle y una demora en la culminación de la obra y puesta en servicio.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Analizar y Proponer la metodología necesaria para poder transportar una potencia mayor a la que inicialmente se diseñó sin transgredir las normas o leyes con que la línea de Transmisión fue construida.

1.3.2 Objetivo Específicos

- Revisar la documentación relacionada a la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi en 220 kV.
- Formular las metodologías de Trabajo que se realizaran en campo y gabinete.
- Plantear las alternativas de solución para transportar una potencia de 200 MVA en condiciones normales y en condiciones de emergencia.

- Evaluar desde punto de vista técnico- económico las alternativas de solución más viables y de menor impacto sobre el medio ambiente.

1.4 Justificación del Estudio

La justificación del estudio se resumirá en los siguientes ítems:

- El crecimiento de la demanda de potencia y energía que está sucediendo en el SEIN y que cada año las tasas de crecimiento están aumentando.
- El ingreso de nuevas centrales térmicas introduciendo más potencia al SEIN.
- La licitación de nuevas líneas de Transmisión en 220 kV y 500 kV con tiempo de ejecución de dos años.
- La construcción de una nueva línea de transmisión conlleva entre otros las siguientes actividades:

Estudio de un nuevo trazo de la línea a construir.

Aprobación del proyecto por parte de los organismos autónomos.

Obtención de permisos de servidumbre y expropiaciones de terrenos de las zonas afectadas.

- La alternativa de repotenciación de líneas de transmisión elimina o minimiza las actividades anteriormente mencionadas.
- Si queremos una solución a corto plazo a la congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la repotenciación de esta sería la más adecuada.
- Considerando que el tiempo en construir una nueva línea es mucho mayor a comparación de una repotenciación y los trámites de derecho de paso e impacto ambiental serian mínimos.
- El costo de Inversión en una repotenciación es menor con respecto a la construcción de una nueva Línea de Transmisión.

1.5 Alcance

El informe analizará tanto económicamente como técnica y demostrará que repotenciar una Línea de transmisión es la solución de ejecución más rápida y de menor impacto ambiental.

Se realizará los análisis y cálculos pertinentes para la elección de la alternativa adecuada de acuerdo a las condiciones que se presenten en la realización del trabajo.

Se presentará el presupuesto que implica una repotenciación, que estará acompañado de un análisis de precios unitarios que ayudará a detallar el costo de inversión del proyecto.

Se anexará la información necesaria así como también planos y cronograma de las obras civiles y montaje que ayuden a comprender que repotenciar una Línea de transmisión desde el punto de vista técnico – económico es más viable.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

El contexto de este capítulo está basado en las Líneas de Transmisión de 220 kV existente para el cual se requiere transportar una mayor potencia a la actual en un corto tiempo. Para ello se mencionaran las alternativas técnicamente más viables.

2.1 Repotenciación de Líneas de Transmisión de Energía

Hoy en día en varios países de Europa y América se ve como alternativa utilizar las líneas existentes para ampliar el transporte de energía aprovechando la faja de servidumbre y las estructuras.

Países como España que tienen el problema de espacios para la construcción de una nueva línea de transmisión, se le hace casi imposible especialmente en las zonas urbanas. Por ello la repotenciación de las líneas de transmisión es más factible.

En esta parte del continente, en países como Colombia y Paraguay la repotenciación de sus líneas existentes ya se han realizado, tal es el caso del cambio del conductor existente por conductores termoresistentes, mejor dicho conductores que alcanzan temperaturas hasta de 210 °C.

En nuestro país la empresa Red de Energía del Perú está efectuando la repotenciación de la Línea de Transmisión 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya en el que intervienen líneas y subestaciones, la línea de transmisión 220 kV Independencia – Ica - Marcona y la línea 220kV Trujillo – Chiclayo son algunos proyectos que se están o estarán realizando en los próximos meses, en el plan de transmisión del COES también hay una relación de proyectos de repotenciación a ejecutarse en los próximos años.

La repotenciación de las líneas de transmisión existentes en nuestro país es ya una solución a corto plazo de trasmisión de potencia en 20% o más de la potencia actual en algunos casos. Es mas otras empresas serán participes de estos proyectos y no solo de las líneas y subestaciones también de las centrales de generación que también son los elementos principales que conforman el sistema eléctrico peruano.

2.2 Alternativas técnicas

El presente item tiene como finalidad plantear y evaluar las posibles alternativas técnicas de solución necesarias para repotenciar la línea de transmisión en 220 kV

Campo Armiño – Huayucachi concluyendo en alternativas más viables para la línea de transmisión existente.

La línea de transmisión en 220 kV Campo Armiño – Huayucachi que inicialmente se diseñó para transportar una potencia de 152 MVA en condiciones normales, ante el aumento de la demanda se ve como posibilidad el repotenciar de manera que la nueva potencia en condiciones normales sea de 200 MVA, este incremento de potencia implica el aumento en la intensidad de corriente.

Al transportar una potencia de 200 MVA la temperatura del conductor se eleva incrementado la flecha y por lo tanto disminuyendo la distancia de seguridad entre el conductor inferior y el terreno. Las soluciones que se propongan deberán incrementar las distancias requeridas y mantener los factores de seguridad dentro de los límites permitidos en las estructuras.

Las alternativas de solución que se plantearan serán analizadas teniendo en cuenta la antigüedad de la línea de transmisión (conductor y estructura), el incremento mínimo en las pérdidas de potencia y además los trabajos que se efectúen serán con la línea desenergizada para una mayor seguridad del personal.

A continuación se plantearan las alternativas de solución:

Alternativas de solución basadas en la conservación del conductor

- Retensado del conductor
- Incremento del cuerpo en la estructura
- Cambio de las cadenas de aisladores por aisladores tipo Line post
- Cambio de aisladores standard por aisladores tipo superfog
- Remoción de terreno

Alternativas de solución basadas en la sustitución del conductor

- Conductores Convencionales
- Conductores con alta capacidad de temperatura

2.2.1 Alternativas de solución basadas en la conservación del conductor

Este procedimiento es atractivo para aumentos modestos de potencia y con poca disponibilidad de recursos o actuaciones. El reemplazo del conductor es costoso especialmente cuando no se conceden los descargos para realizar los trabajos.

En este caso el procedimiento consiste en aumentar la temperatura de funcionamiento del conductor a un nuevo límite superior. Esto implica un aumento térmico máximo de la catenaria y una disminución de la separación al suelo. También puede darse la situación en que la capacidad térmica del conductor no esté completamente utilizada.

Como técnicas para mantener las distancias del conductor al terreno pueden emplearse:

a) Retensado del Conductor

El retensado del conductor consiste en aumentar la tensión horizontal del conductor para que éste se eleve unos cuantos metros más del suelo, y de esa forma cuando se de un aumento de potencia el conductor no tenga problemas con las distancias de seguridad.

El retensado se hace de una manera analítica, para aprovechar al máximo la capacidad de soporte de las estructuras existentes, las cuales son modeladas utilizando el programa PLS-CADD.

El nuevo esfuerzo que soportaran las estructuras debido al retensado serán comparadas mediante el diagrama de carga, se analizaran las estructuras con su diseño inicial y con el nuevo tensado con la finalidad de constatar si la estructura soportará las cargas después del retensado.

Otra manera de calcular si la estructura soportará el retensado es utilizando el programa del TOWER o también el SAP 2000.

El modelo estructural se inserta en los sitios de torre identificados en el PLS-CADD, de tal forma que éste le transfiera las cargas mecánicas según la topografía, y tensiones del conductor al modelo de la torre, esto permite que se pueda determinar cuál sería la tensión máxima para la cual está diseñada en cada situación específica, incluso cuales serían los elementos que fallarían considerando condiciones de tensión, viento máximo, temperatura máxima y mínima.

El retensado es aplicado cuando en un solo tramo de tendido (de torre de anclaje a anclaje) existen más de dos problemas de claros. El trabajo se hace con la línea en "frío" o "desenergizado" (sin transferencia de potencia), para eso es necesario poner en poleas los conductores de las torres de suspensión y retensar las tres fases. En un tramo de 12 torres por ejemplo, éste trabajo tiene una duración de aproximadamente 6 horas.

Para el caso de la línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi que cuenta con más de 19 años de construido pensar en un retensado sería erróneo debido a que los conductores son viejos y con el paso del tiempo a las condiciones ambientales que se presentan se tiende a que los conductores pasen a un estado cristalizado, en el caso que los conductores sean retensados sufrirían daños en las hebras de sus hilos en algunos casos hasta lograr romperse.

Para la alternativa de retensado se evaluará el costo del mismo y el costo de energía no servida durante la operación de retensado siempre y cuando no sean los cortes programados.

En conclusión el retensado no sería una buena alternativa de solución ya que existe el peligro de rotura de conductor complicando el trabajo y a la vez incrementado las cargas en las estructuras.

b) Incremento del cuerpo en la estructura

Esta alternativa de solución consiste en el incremento de cuerpo que se da en los apoyos de la estructura utilizando los mismos stubs, para ello se hará uso de grúas para elevar la estructura de tal manera que se acople a los stubs existentes un nuevo cuerpo estructural de forma que aumente la distancia entre conductor y el terreno.

Al utilizar los mismos stubs la cimentación sigue siendo la misma ya que las cargas debido al viento permanecen iguales. Los ingenieros civiles al diseñar las cimentaciones requieren los diagrama de cargas de las estructuras, dicha información es proporcionada por el ingeniero de diseño de líneas de transmisión, en nuestro caso el diagrama de cargas es el mismo por lo tanto el diseño de la cimentación sigue permaneciendo igual.

El ingeniero estructural deberá diseñar el tramo a acoplar de manera que soporte la estructura que se instalara en la parte superior.

Si bien la alternativa parece viable, para la línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi que atraviesa por lugares donde el desnivel es bien diferenciado y los caminos de acceso se encuentran en mal estado, transportar una grúa hasta el lugar de trabajo es complicada, en ciertos tramos de la línea no existe camino de acceso complicando aun más el recorrido de la grúa.

Todos estos factores que se presentan incrementan los costos del transporte debiendo que incluir costos de maquinarias y de personal para el mantenimiento de los caminos de acceso o en el caso de que no hubiera la creación de nuevos accesos. Estos sobrecostos tienden a encarecer dicha alternativa haciéndola costosa y no viable.

Esta alternativa de solución es conveniente para lugares donde presentan terrenos planos donde llegar a la torre es asequible, por ejemplo las líneas de transmisión ubicadas en la costa.

c) Cambio de las cadenas de aisladores por aisladores line post

Este tipo de alternativa consiste en el cambio de la cadena de aisladores por un conjunto de cadena de aisladores tipo line post, el cambio se realiza específicamente en las cadenas de tipo suspensión desmontando tanto la cadena de aisladores como la cruceta para luego montar el conjunto de aisladores tipo Line post.

El conjunto de cadenas de aisladores tipo line post estará comprendido por el aislador rígido Line Post, dos aisladores tipo suspensión que sujetaran al aislador rígido por la parte de sujeción del conductor por medio de un jugo; además se contemplará las bases de instalación de estructura – Line Post.

El cambio de la cadena de aisladores dependerá del lugar donde se esté infringiendo la distancias de seguridad, para el caso de la línea de transmisión en estudio presenta una estructura en simple terna donde su geometría está conformada para un lado por dos crucetas y para el otro lado solamente una cruceta.

El recorrido de la línea de transmisión presenta zonas de gran desnivel situando a las torres en lugares de pendientes elevadas, en algunos casos el lado de la torre que presenta dos crucetas se encuentra cerca al cerro, siendo la fase cercana al cerro aquella que presenta problemas con las distancias de seguridad.

Para la línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi de estructuras en simple terna que presente problemas con las distancias de seguridad conductor – terreno en el lado de la estructura de dos crucetas, estas serán desmontadas para instalar dos conjuntos de aisladores tipo line post respectivamente, dicho cambio servirá para elevar hasta 3,2 metros la distancia conductor – Terreno siempre y cuando se realice el cambio en dos estructuras adyacentes y para el caso en que solo se realice el cambio en una estructura solo se elevara 1,6 metros.

Los trabajos que se realizaran para colocar los aisladores tipo line post se harán con la línea desenergizada con la finalidad de aumentar el rendimiento y seguridad del personal. Los días que se realizaran los cortes del fluido eléctrico serán coordinados previamente con los operadores de la línea de transmisión.

En los costos para la realización de esta alternativa se incluirán los costos por energía no transportada.

d) Cambio de aisladores Standard por aisladores tipo SuperFog

La alternativa de solución esta basada en el cambio de aisladores por aisladores tipo Superfog, la característica de este tipo de aisladores es que su distancia de fuga es de 545 mm mayor a los aisladores actualmente instalados.

Los cambios que se realizaran serán en las cadenas de aisladores tipo suspensión y se sustituirán cuatro aisladores normales por dos aisladores tipo superfog, la distancia que se ganara con este cambio será de 30 cm.

Este trabajo se realizara con la línea desenergizada por seguridad del personal y para acelerar el desmontaje y montaje de la cadena de aisladores.

e) Remoción de terreno

La remoción de terreno consiste en ubicar la superficie que estaría infringiendo la distancia de seguridad para luego realizar la respectiva excavación de la superficie en mención, la ubicación del área se realiza con una inspección a campo verificando la distancia del conductor inferior al terreno, en el caso de no cumplir con las distancias de seguridad se procederá a realizar el levantamiento del terreno utilizando un equipo de

topografía, previamente se medirá la distancia conductor – terreno en varios puntos de la catenaria con el propósito de verificar en gabinete la tensión actual del conductor.

Con la información obtenida en campo se procede a calcular la remoción de terreno para ello se utilizará el software Autocad Civil 3D, la cual tiene entre sus aplicaciones la característica de calcular el volumen de corte, además con el software del PLS CADD se simulara la catenaria y se identificará la distancia que se esta infringiendo al transporta una nueva potencia.

La remoción de terreno no se realiza en lugares donde haya aéreas de cultivo, propiedad privada y en terrenos de superficie plana.

El costo para realizar la remoción dependerá del tipo de terreno que se encuentre, si el terreno es roca el costo será mas elevado, también dependerá del lugar donde se encuentre ubicado las distancias infringidas en el caso de que se ubique en un lugar inaccesible no se hará uso de maquinarias teniendo que utilizar solo personal especializado.

Se realizará una evaluación técnica y económica de cada alternativa. Para la alternativa de remoción del terreno bajo la línea, para obtener la distancia de seguridad sobre el mismo, y con la determinación de los volúmenes de excavación por tipo de terreno, se preparará el presupuesto de obra requerido.

2.2.2 Alternativas de solución basadas en la sustitución del conductor

En esta alternativa se evalúa el cambio del conductor donde lo dividimos en dos partes conductores convencionales y conductores con alta capacidad de temperatura. A continuación se muestran las características de los conductores:

a) Conductores convencionales

Los conductores convencionales están contruidos de aluminio, aleación de aluminio y algunos tienen núcleo de acero para disminuir la elongación con la temperatura y aumentar la carga a la rotura, es decir, soportar más peso por kilómetro.

Los conductores de aluminio desnudo son usados para transmisión y distribución de energía eléctrica en líneas aéreas. Los alambres de aluminio 1350-H19 y de aleación de aluminio 6201-T81 son los metales conductores y algunos tipos de cable tienen un núcleo de acero. Cada uno de estos metales presenta características diferentes:

- 1350-H19= 61.2% conductividad (IACS). Moderada carga de rotura
 - 6201-T81= 52.5% Conductividad. Buena carga de rotura
- Ambos poseen buena resistencia a la corrosión
- Acero= Buena resistencia a la corrosión y buena carga de rotura.
 - Recubierto con Zinc = 9% conductividad
 - Recubierto con Al =20.33% conductividad

Las diferentes variantes de los cables se representan con (/SIGLA), algunas de ellas son:

- ❖ /AW = recubierto con Aluminio
- ❖ /GA = recubierto con Zinc clase A.
- ❖ /TP = dos ACSR enrollados juntos para la resistencia a las vibraciones.
- ❖ /TW (Trapezoidal Wires) = cable en forma de trapecoide. Más aluminio en un diámetro equivalente al cable redondo.
- ❖ /SD (Self Damped) = Conductor resistente al movimiento. Por medio de unas ranuras que se dejan entre los conductores, éstos absorben la vibración.
- ❖ Non-Specular = No reflejan, no brillan

Las normas y especificaciones que deben cumplir estos conductores son:

- IEC (International Electrotechnical Commission)
- ASTM (American Society for Testing and Materials)
- NTC (Norma Técnica Colombiana)

A continuación se especifican las características de los dos tipos de conductor convencional de interés para el estudio de repotenciación de líneas.

Conductor ACSR

Los cables ACSR están formados por alambres de aluminio de alta pureza y temple duro. Estos están colocados en capas concéntricas sobre un núcleo de alambre o cable de acero galvanizado. Dada su constitución bi-metálica, son altamente susceptibles a la corrosión galvánica.

Propiedades

- 75°C (Temperatura en límite térmico).
- Núcleo de acero galvanizado.
- Alambres de aluminio.

Ventajas

- Por su refuerzo de acero se obtienen claros interpostales mayores que para cables de cobre o aluminio.
- Fácil de instalar.
- Gran resistencia a la tensión mecánica.
- Puede instalarse en medio medioambientales agresivos.

Desventajas

- No soporta temperaturas superiores al 90 °C
- La elongación del conductor se presenta a menores temperaturas
- Mayor peso a comparación de un conductor de aluminio.

Conductor AAAC

Estos conductores están contruidos íntegramente por fibras de aleación de aluminio 6201 (magnesio y silicio), con excelentes propiedades mecánicas que le confieren la capacidad de soportar una mayor tracción. Como su temperatura máxima de operación es la misma que la de los convencionales, no se puede hablar estrictamente de conductor de alta capacidad, no obstante, se consigue una mayor capacidad gracias a que la nueva aleación de aluminio permite prescindir del núcleo de acero. Esta modificación implica que toda la sección transporte energía y que se reduzca el peso total del conductor debido a que aluminio es más ligero que el acero.

La aleación de aluminio utilizada ofrece una mayor dureza superficial, lo que minimiza los daños provocados en el montaje, así como una elevada resistencia a la corrosión, mejorando la de los conductores ACSR.

Adicionalmente, ofrece una gran resistencia a condiciones ambientales severas ya sean de gran salinidad, contaminación química o industrial.

Al estar constituido por un solo material, en este tipo de conductores el acople de empalmes y conexiones es sencillo.

Propiedades

- Temperatura máxima de funcionamiento continuo: 90°C.
- Carece de punto de transición.
- Debido a la presencia de los materiales aleados (magnesio y silicio), la conductividad es algo menor que la del aluminio, a cambio se mejoran las propiedades mecánicas.
- Al eliminar el núcleo de acero, toda la sección del cable puede transportar corriente.
- Al cambiar aluminio por acero, el peso, y por tanto los esfuerzos transmitidos a las torres, son menores.

Ventajas

Tienen una alta relación conductividad eléctrica/peso.

- Gracias a su reducido peso, permite aumentar la sección y, con ello, minimizar las pérdidas.
- Dilatada experiencia en el correcto comportamiento de estos cables.

Desventajas

- El incremento de capacidad conseguido es pequeño porque su máxima temperatura de funcionamiento es similar a la de los conductores convencionales (90°C).
- El efecto fluencia del aluminio repercute en una flecha mayor.

b) Conductores con alta capacidad de temperatura

Estos conductores son denominados HTLS (High Temperature Low Sag) operan a altas temperaturas con bajas elongaciones y no sólo tienen más de capacidad de corriente que los conductores convencionales, sino que tienen la ventaja de que pueden operar a temperaturas mucho más altas sin que se presente un mayor cambio en la elongación y no aumente la flecha.

Mientras que los conductores convencionales tienen una temperatura máxima de operación de 90°C, los conductores HTLS tienen una de 200°C a 250°C.

Conductores G(Z)TACSR

Estos conductores están formados por capas de alambres de aleación de aluminio de alta resistencia térmica (pueden tener zirconio añadido) que rodea a un alma de acero galvanizado de alta resistencia mecánica. Los alambres de la capa interna más próxima al alma son de sección trapezoidal, lo que da lugar a un hueco (GAP) entre el alma de acero y las capas de aluminio, que permite el deslizamiento entre ambas partes. Para facilitar dicho desplazamiento, el espacio intermedio se rellena con una grasa muy estable y resistente a altas temperaturas.

Esta forma constructiva, permite reducir a límites extremadamente bajos la fricción entre el alma y los alambres de aluminio, de manera que los conductores tipo GAP, se pueden tender tensando únicamente el núcleo de acero, dejando sin tensión las capas de aluminio. Esto implica un proceso de instalación algo distinto al convencional pero a cambio, se consigue que la elongación del conductor dependa casi exclusivamente del coeficiente de dilatación del alma de acero. El resultado es un conductor con un punto de transición (punto a partir del cual la tensión a la que es sometido el cable pasa a estar soportada por el alma de acero), a temperatura de tendido.

Propiedades

- Temperatura de funcionamiento continuo, 150°C (210°C si el aluminio está aleado con zirconio)
- Punto de transición a temperatura de tendido.
- Para secciones iguales, tienen densidades prácticamente iguales a las de los conductores convencionales.
- En casos de repotenciación con tipo GAP sin posibilidad de refuerzo de torres, la sustitución de un conductor convencional debe realizarse por uno tipo GAP de igual sección, por lo que las pérdidas no se reducirían.
- A diferencia de lo que ocurre con el resto de conductores de alta capacidad, en los que se incrementa la capacidad de la línea a costa de aumentar la sección de aluminio, la mejora con este tipo de conductores, se basa en que su tensión de tendido es mayor y,

por tanto, se reduce el valor de flecha, permitiendo incrementar la intensidad transportada.

Ventajas

- Los conductores que tienen aleación de zirconio pueden soportar temperaturas del orden de los 210°C, aumentando aún más la capacidad de un GAP ordinario.
- Se reduce la flecha gracias al mayor tensado del cable y a su configuración.
- Debido al incremento de la temperatura máxima de funcionamiento y de la tensión de tendido, permite transportar una mayor intensidad que los conductores convencionales.
- Los materiales son los mismos que los de los conductores convencionales.

Desventajas

- Tienen un método de tendido muy complicado. Podemos estimar de los precedentes de instalación es un 30% de aumento en el tiempo de tendido.
- Debido a su particularidad en el tendido la distancia máxima de tramos entre amarres es de 1.700 m.
- Dificultad de introducir empalmes en los vanos.

Conductores ACSS

Estos conductores están hechos de cables de aluminio recocido, con un núcleo de acero formado por varios alambres. Con el tratamiento de recocido, se mejora la capacidad del aluminio para trabajar a altas temperaturas, por lo que se puede elevar la temperatura máxima de funcionamiento normal de la línea. Del mismo modo, se reduce su límite elástico y se mejora su ductilidad y conductividad.

La reducción del límite elástico implica que la tensión máxima que pueda soportar el aluminio sea menor. Esto obliga a que prácticamente todo el esfuerzo, sea soportado por el acero, lo que unido al aumento de la capacidad de elongación del aluminio, hace que a diferencia de lo que ocurre con los conductores ACSR, las condiciones de trabajo estén limitadas por el núcleo, (las propiedades mecánicas del acero son mejores), y no por el aluminio.

Este cambio de condiciones de trabajo y de las propiedades del aluminio, dota al conductor de una mayor capacidad de amortiguamiento de la fatiga provocada por el efecto del viento, y le confiere una mejor respuesta ante el efecto CREEP (fluencia), originado por la carga mecánica.

Para mejorar el comportamiento del acero a altas temperaturas se recubre tanto con aleaciones de aluminio como galvanizándolo, con ello se logra que la temperatura máxima de trabajo sea de 260°C en el primer caso y de 245°C en el segundo. El diseño de los alambres de aluminio de los conductores seleccionados es trapezoidal.

Propiedades

- La temperatura de funcionamiento ronda los 200°C. Si el núcleo está recubierto de aluminio será 260°C, si se galvaniza podrá ser de 245°C.
- La temperatura máxima de trabajo está fijada por el límite del acero o, si existen, por el de los recubrimientos del mismo.
- La elongación que pueden tener los alambres de aluminio puede llegar hasta el 20-30% sin fallar, cuando en los ACSR se sitúa entre el 1,2 y el 2%.
- El método de tendido es el mismo que para los conductores ACSR.
- La conductividad es ligeramente mayor.
- Como el aluminio no soporta tensión, se mejora la respuesta del conductor ante fatiga y efecto CREEP (fluencia).

Ventajas

- La temperatura máxima de trabajo y, por tanto, la intensidad transportada, se aumenta considerablemente respecto a los conductores convencionales.
- Al estar formado por acero, que es el mismo material que el del núcleo de los conductores convencionales, el comportamiento del núcleo de los ACSS es conocido.
- Dado que la tensión en los cables de aluminio es relativamente baja, pueden desplazarse unos sobre otros y de esta manera se reduce la fricción entre las capas de aluminio cuando éste es flexionado. Esto hace que sea menos susceptible a las vibraciones eólicas y que posea un excelente comportamiento auto-amortiguante.
- La posibilidad de que el conductor falle por fatiga es mínima.
- El método y materiales de tendido son los mismos que para un conductor convencional.

Desventajas

- Debido al tratamiento de recocido, el aluminio utilizado es muy blando, por lo tanto deben extremarse las precauciones para no dañar la superficie en el tendido.
- Tiene mayor riesgo de que se produzca el efecto bird-caging o efecto jaula, apertura de los conductores de las capas externa ocasionada por su baja tensión de tendido.
- Su tensión de rotura es apreciablemente menor en comparación con los conductores ACSR de sección similar, por ser el núcleo el que soporta toda la tracción. Esto provoca una considerable reducción de la tensión de rotura.

CAPITULO III

APLICACIÓN PRÁCTICA

3.1 Descripción de línea de transmisión existente

La línea de transmisión 220 kV Campo Armiño - Huayucachi fue construida en el año 1991 (Mantaro Etapa III), fue diseñada para transportar una potencia de 152 MVA por terna y tiene una longitud de 76,75 km.

La Línea de Transmisión Campo Armiño - Huayucachi fue construida con torres metálicas reticuladas, autoportadas, de cuatro patas, de uso y alturas variables, conductor Curlew, y como protección a la caída de rayos se utiliza dos cables de guarda de acero galvanizado.

La línea de transmisión se inicia en la subestación campo armiño (Huancavelica) recorre altitudes desde los 1880 msnm hasta los 4304 msnm terminando su recorrido en la subestación Huayucachi ubicada en la provincia de Huancayo departamento de Junín.

3.1.1 Hipótesis de Diseño

a) Criterios de Diseño Mecánico

Los criterios de diseño a utilizar serán aquellos con los que la línea de transmisión fue construida tomando en cuenta la altitud por donde atraviesa la línea y el tipo de conductor que se utilizó en ella.

Se conservaran los criterios según las normas y códigos que rigieron en esa época y que fueron utilizadas en la construcción de líneas de transmisión y que sirvieron como base y servirán para el desarrollo del informe y verificación de las instalaciones existentes ante una repotenciación de línea.

A continuación se presenta en la tabla N° 3.1 las Hipótesis de diseño mecánico inferido de las líneas de transmisión conformantes del sistema de evacuación de energía de la Central Hidroeléctrica del Mantaro construidas en tres etapas.

La tabla muestra cuatro zonas por donde recorren las líneas que salen de la subestación Campo Armiño para las cuales ya se han definido las hipótesis de diseño, para la línea en estudio y según el recorrido de la línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi esta pertenece a la zona 2 ($1000 < h < 3500$) y zona 3 ($3500 < h < 4500$) según los criterios adoptados.

Tabla Nº 3.1 Hipótesis de Diseño Mecánico

Nº	DESCRIPCION	CONDICIONES	h < 1000 msnm	1000 < h < 3500	3500 < h < 4500	h > 4500
	HIPOTESIS 1	E.D.S.	Curlew	Curlew	Curlew	Pheasant
1.1	Temperatura	°C	20	15	10	5
1.2	Presión de viento	kg/m ²	0	0	0	0
1.3	Tiro Final	kgf	3320	3320	3320	4040
	HIPOTESIS 2	ESFUERZO MAXIMO				
2.1	Temperatura	°C	0	0	0	0
2.2	Presión de viento	kg/m ²	39	39	45	45
2.3	Tiro Máximo Final	kgf	6640	6640	6640	8080
	HIPOTESIS 3	VIENTO - HIELO				
3.1	Temperatura	°C			-15	-15
3.2	Presión de viento	kg/m ²			20	20
3.3	Hielo	mm	-	-	6,35	14,5
	HIPOTESIS 4	FLECHA MAXIMA				
4.1	Temperatura	°C	T= 55°C	T= 50°C	T= 50°C	T= 50°C
4.2	Presión de viento	kg/m ²	0	0	0	0
	HIPOTESIS 5	TEMPERATURA MIN.				
5.1	Temperatura	°C	0	-10	-15	-15
5.2	Presión de viento	kg/m ²	0	0	0	0
5.2	Tiro Máximo Final	kgf	4150	4150	4150	5050
5.3	Tiro Máximo inicial	kgf	5533	5533	5533	6733

3.1.2 Componentes

a) Conductor

El conductor que presenta es de aluminio reforzado con acero ACSR-CURLEW de un calibre de 591,6 mm², este conductor tiene característica de alta resistencia mecánica.

Las características del conductor son los siguientes:

Nombre del Cable:	ACSR Curlew
Material de fabricación	Aluminio con alma de acero
Calibre:	591.6 mm ²
Diámetro del cable:	31.68 mm
Número de hilos de aluminio:	54
Diámetro de hilos de aluminio:	3.515 mm
Número de hilos de acero:	7
Diámetro de hilos de acero:	3.515 mm
Sección total:	591.6 mm ²
Tensión rotura mínima:	16 600 kg

Peso:	1.990 kg/m
Sección del acero:	67.9 mm ²
Módulo de elasticidad:	5 150 kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal:	19.35 x 10(-6)/°C
Resistencia eléctrica a 20°C:	0.05527 ohmios/km
	ASTM: B-230, B-232, B-500

b) Estructuras

La línea Campo Armiño - Huayucachi de simple circuito está conformada por estructuras metálicas del tipo Triangular.

El punto de sujeción del conductor para la estructura con extensión ± 0 es 21,0 m.

Las familias de estructuras tienen extensiones desde -6 m hasta +9 m, teniendo por tanto en todas las líneas alturas de sujeción del conductor de 15, 18, 21, 24, 27 y 30 m.

El tipo de estructuras utilizadas de acuerdo a su altura sobre el nivel del mar son las siguientes:

Tabla Nº 3.2 Tipo de Estructuras

1000<h<3500 msnm			
Estructura	Vano Medio	Vano Peso	Angulo
A2	420	750/300	0 - 1°
B2	420	1600/300	0 - 10°
C2	420	1750/-400	0 - 30°
D2	420	1750/-400	0 - 60° / 0-30°
3500<h<4500 msnm			
Estructura	Vano Medio	Vano Peso	Angulo
A3	420	750/300	0 - 1°
B3	420	1600/300	0 - 10°
C3	420	1750/-400	0 - 30°
D3	420	1750/-400	0 - 60° / 0-30°

c) Aislamiento Eléctrico de la Línea de Transmisión

El Aislamiento de la línea de transmisión estará conformado por aisladores de porcelana según la norma IEC de la siguiente manera:

Tabla Nº 3.3 Aislamiento Eléctrico de la Línea de Transmisión

ALTITUD (msnm)	Cadenas Suspensión		Cadenas de Anclaje	
	Cantidad	Nomenclatura IEC	Cantidad	Nomenclatura IEC
h < 3500	19	U 120 BL 254 x 146 mm	20	U 160 BS 280 x 146 mm
3500 < h < 4500	21	U 120 BL 254 x 146 mm	22	U 160 BS 280 x 146 mm

Las características del aislamiento de la línea de transmisión se indican a continuación:

Aislador Clase: U 120 BL

- **Dimensiones del Aislador**

Diámetro del Dieléctrico	254 mm
Paso	146 mm
Línea de Fuga	315 mm
Ensamblaje según IEC 120/1984	16 mm
Peso Neto	3,8 kg

- **Características Eléctricas**

Tensión sostenida a frecuencia industrial

- En seco 70 kV
- Bajo Lluvia 40 kV

Impulso tipo rayo 100 kV

Tensión de perforación en aceite 130 kV

- **Características Mecánicas**

Carga de rotura mínima garantizada 120 KN

Aislador Clase: U 160 BS

- **Dimensiones del Aislador**

Diámetro del Dieléctrico	280 mm
Paso	146 mm
Línea de Fuga	380 mm
Ensamblaje según IEC 120/1984	20 mm
Peso Neto	6 kg

- **Características Eléctricas**

Tensión sostenida a frecuencia industrial

- En seco 75 kV
- Bajo Lluvia 45 kV

Impulso tipo rayo 110 kV

Tensión de perforación en aceite 130 kV

- **Características Mecánicas**

Carga de rotura mínima garantizada 160 KN

d) Cable de Guarda

La Línea de Transmisión Campo Armiño – Huayucachi está conformada por dos cables de guarda de acero galvanizado de 68 mm² de sección.

- **Características del Cable de Guarda**

Sección	68,12 mm ²
Diámetro Exterior	10,50 mm

Numero de Hilos	7
Peso del cable	546 kg/km
Carga de Rotura	8525 kg
Modulo de Elasticidad	17900 kg/mm ²
Coefficiente de Dilatación Lineal:	11,5 x 10 ⁻⁶

e) Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra adoptado en la línea de transmisión fue utilizando contrapesos de material de cobre 2.0 AWG.

f) Fundación

El tipo de fundación que desarrollo en la construcción fue de parrilla metálica para todos los tipos de estructuras de la línea de transmisión.

3.1.3 Distancias de seguridad

A continuación se presenta el resumen de distancias de seguridad a emplear de acuerdo a las normas empleadas en su construcción y de acuerdo al diseño original de la línea de transmisión.

Distancia Mínima de seguridad a

- Terrenos no transitados por personas: 7 m
- Al cruce de calles, carreteras y avenidas: 8,5 m
- Al cruce de calles, carreteras y avenidas: 8,5 m
- Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel: 10,5 m
- A lo largo de calles, carreteras y avenidas: 8,5 m
- Sobre techos o proyecciones no fácilmente accesible a peatones 6,7 m
- Cruces de líneas de transmisión 4,5 m
- Cruce líneas primarias hasta 23 kV y telecomunicaciones 4,0 m

3.2 Alternativas de Solución

En el capítulo 2 se mencionaron las alternativas para repotenciar las líneas de transmisión en diversos países de América y Europa, de todas ellas se aplicarán aquellas alternativas que presenten un menor costo y donde los cortes de energía sea el mínimo posible.

A continuación mencionaremos las alternativas que en la actualidad están siendo usadas en la repotenciación de líneas de transmisión en Perú y que a la vez son más económicas, además de ser las más viables y factibles en el momento de su instalación. Las alternativas a presentar serán evaluadas económicamente en el siguiente capítulo y utilizadas en el informe para repotenciación de la línea Mantaro – Huayucachi 220 kV.

Remoción de terreno, dicha alternativa es más económica ya que no se requiere corte de suministro eléctrico, los trabajos pueden ser realizados con o sin maquinarias sin

sacar fuera de servicio la línea eléctrica, la línea de transmisión Mantaro - Huayucachi cuenta con caminos de acceso hacia las torres en su mayoría, esto facilita el transporte de las maquinarias necesarias para la realización de los trabajos de remoción de terreno, en el caso de que no haya caminos de acceso se procederá manualmente dependiendo del volumen a desquinchar.

El cambio de aisladores de suspensión por aisladores de tipo line post es otra alternativa viable es por ello que se analizará económica y técnicamente.

La alternativa de cambio de aisladores tipo estándar por aisladores tipo superfog es otra alternativa que se tomara en cuenta.

La combinación de estas alternativas también serán evaluadas, si se analiza el caso de un vano donde utilizar la alternativa de line post no es suficiente puesto que no cumple con las distancias de seguridad, ante ello se utilizará también la alternativa de remoción de terreno con la finalidad de que se cumpla las distancias requeridas. Esta combinación será tomada en cuenta en aquel vano que tenga una menor distancia al suelo o en el caso de que la superficie a desquinchar sea demasiado grande, esto ayudará a reducir los costos.

Todas estas alternativas tendrán muchas implicancias en las futuras repotenciones de líneas de transmisión de 220kV ya en la actualidad están siendo aplicadas.

3.2.1 Criterios y Metodologías

Los criterios y metodologías a ser utilizadas en la repotenciación de líneas de transmisión existentes serán las necesarias para mostrar paso a paso los procedimientos de reforzamiento de la línea.

A continuación se detallará los criterios a tomar en cuenta y los programas a utilizar con su respectiva metodología:

a) Recopilación de Información

Para el inicio del trabajo es necesario obtener toda la información técnica de diseño y construcción de la línea, además de todo equipamiento involucrado en la repotenciación de la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi ya sea de la misma línea de transmisión así como también de las subestaciones implicadas.

A continuación se indicará una relación de informes que el propietario de la Línea de transmisión en este caso REP debe entregar:

Memorias de cálculos.

Información de conductores y cable de guarda (módulo de elasticidad, curvas esfuerzo-deformación, etc.)

¹ Recopilación de manuales del equipamiento relacionados con la capacidad de

transporte de las líneas de transmisión (conductores, empalmes, transformadores de corriente, seccionadores, trampas de onda, etc.), estudios, planos.

Información de estructuras

Planillas de estructuras.

Planos de distribución de estructuras donde se muestre el perfil y la planta de Las Líneas con su distancia al suelo.

Planos de rutas (poligonales).

Planos de caminos de acceso.

Planos de servidumbre.

Estudios y/o informes de geología y geotecnia.

Datos de meteorología.

b) Revisión y Análisis de la información entregada

La repotenciación de la línea de transmisión significa incrementar la potencia a transmitir, para el caso de la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi, fue diseñada para transportar una potencia de 152 MVA en condiciones normales, con el repotenciamiento la línea estará en condiciones de transportar una potencia de 200 MVA en condiciones normales.

Al incrementar la potencia a transmitir aumenta la corriente que pasa por el conductor aumentando a su vez la temperatura en él. Ante esto y por la dilatación térmica que sufren los cuerpos sólidos el conductor tiende a aumentar de longitud y esto se verifica en el incremento de flecha.

El aumento de la flecha trae consigo que la distancia de conductor – suelo disminuya ocasionado que no cumplan con las distancias de seguridad y que en la etapa de diseño y construcción se determine, para ello se reforzará la línea de transmisión de tal manera que no se infrinja las distancias de seguridad con que fue diseñada.

En la información recibida se buscará las distancias de seguridad y la potencia de diseño original, que servirá como punto de partida. Con los planos de distribución de estructuras de construcción se ubicarán los vanos que infringen las distancias de conductor – suelo o en todo caso aquellos vanos que están cercanos a la distancia de seguridad.

c) Criterios para transportar una potencia de 200 MVA

Al repotenciar la línea de transmisión de 220 kV, esta ya debe estar preparada para transportar una potencia de 200 MVA en condiciones normales, para ello tenemos que tomar en cuenta el incremento de la corriente que conlleva a que las pérdidas joule sufran un aumento y la temperatura del conductor aumente, dicha temperatura se calculará usando los parámetros obtenidos de la información recibida de la siguiente manera.

La metodología y criterios que se utilizarán para hallar la temperatura del conductor están basados en la norma de la IEEE std 738- 2006 Standard for Calculating The Current – temperatura of Bare Overhead Conductor y que a continuación se desarrollara:

Para calcular la temperatura del conductor a 200 MVA en condiciones normales la norma de la IEEE determina mediante una iteración de la corriente y las variables del clima. Para el estado de emergencia correspondiente a 120% de la potencia a condiciones normales se empleará el cálculo de la temperatura del conductor en estado transitorio.

La IEEE std 738-2006 desarrolla dos metodologías que serán utilizadas en este informe, el primero será el cálculo de la temperatura del conductor, mediante variables de entradas conocidas como la corriente a transportar, las condiciones climatológicas y características del conductor propio. Todas estas variables serán utilizadas mediante las formulas que más adelante se presentaran.

El otro método es el cálculo de la corriente por el conductor, para esto es necesario conocer la máxima temperatura del conductor y los parámetros del clima de la misma manera que el primer método, estas metodologías serán las herramientas que más se utilizan para calcular la temperatura máxima del conductor para la potencia que se quiere transportar, en nuestro caso dicha potencia será de 200 MVA.

Para el cálculo de la temperatura del conductor en estado estable y estado transitorio se utilizarán las siguientes formulas:

Balance calor en estado estable

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c) \quad (3.1)$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad (3.2)$$

Balance calor en estado no estable

$$q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c) \quad (3.3)$$

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{1}{mC_p} [q_s + I^2 R(T_c) - q_c - q_r] \quad (3.4)$$

Convección forzada por la tasa de pérdida de calor

$$q_{cl} = \left[1,01 + 0,0372 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (3.5)$$

$$q_{cl} = \left[0,0119 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (3.6)$$

La formula (3.5) se aplica solo para los vientos suaves, para el caso de vientos fuertes se aplicará la formula (3.6); en cualquier velocidad del viento, las dos ecuaciones calcula las pérdidas de calor por convección.

La tasa de pérdida de calor por convección se multiplica por el factor de la dirección del viento, K_{angle} , donde φ es el ángulo entre la dirección del viento y el conductor del eje véase la ecuación (3.7). También puede ser usada con el ángulo β el complemento del ángulo φ .

Convección natural

La convección natural ocurrirá para una velocidad de viento cero donde las pérdidas de calor se muestran a continuación:

$$q_{\text{cn}} = 0,0205 \rho_f^{0,5} D^{0,5} (T_c - T_a)^{1,25} \quad (3.7)$$

Se ha argumentado que en bajas velocidades de viento, la velocidad de enfriamiento por convección se calcula utilizando la suma vectorial de la velocidad del viento y la velocidad del viento natural. Sin embargo, se recomienda que sólo la mayor de las tasas de convección forzada y natural de la pérdida de calor se utilice en bajas velocidades de viento en lugar de su suma vectorial ya que es conservador.

$$T_{\text{film}} = \frac{T_c + T_a}{2} \quad (3.8)$$

Tasa de pérdidas del calor irradiado

$$q_r = 0,0178 D \epsilon \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (3.9)$$

Ganancia de la tasa de calor solar

$$q_s = \alpha Q_{\text{sc}} \text{Sen}(\theta) A' \quad (3.10)$$

Donde:

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l)] \quad (3.11)$$

Resistencia eléctrica del conductor

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{\text{high}}) - R(T_{\text{low}})}{T_{\text{high}} - T_{\text{low}}} \right] (T_c - T_{\text{low}}) + R(T_{\text{low}}) \quad (3.12)$$

Capacidad Calorífica del conductor

$$m C_p = \sum m_i C_{pi} \quad (3.13)$$

Viscosidad dinámica del aire

$$\mu_f = \frac{1,458 \times 10^{-6} (T_{\text{film}} + 273)^{1,5}}{T_{\text{film}} + 383,4} \quad (3.14)$$

Densidad del aire

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \times 10^{-4} H_e + 6,379 \times 10^{-9} H_e^2}{1 + 0,00367 T_{\text{film}}} \quad (3.15)$$

Conductividad Térmica del Aire

$$k_f = 2,424 \times 10^{-2} + 7,477 \times 10^{-5} T_{\text{film}} - 4,407 \times 10^{-9} T_{\text{film}}^2 \quad (3.16)$$

Altitud el sol

$$H_c = \arcsin [\cos(\text{Lat}) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\text{Lat}) \sin(\delta)] \quad (3.17)$$

ω : Hora en ángulo

Declinacion Solar δ

$$\delta = 23,4583 \sin \left[\frac{284 + N}{365} 360 \right] \quad (3.18)$$

Azimut del Sol (Z_c)

$$Z_c = C + \arctan(\chi) \quad (3.19)$$

Donde:

$$\chi = \frac{\sin(\omega)}{\sin(\text{Lat}) \cos(\omega) - \cos(\text{Lat}) \tan(\delta)} \quad (3.20)$$

C: Dependerá del ángulo horario tal como se definirá a continuación:

Tabla N° 3.4 Valores de C

"Angulo Horario ω " (° C)	C if $\chi \geq 0$ (° C)	C if $\chi < 0$ (° C)
$-180 \leq \omega < 0$	0	180
$0 \leq \omega \leq 180$	180	360

Flux total recibido al nivel del mar (Q_s)

$$Q_s = A + B H_c + C H_c^2 + D H_c^3 + E H_c^4 + F H_c^5 + G H_c^6 \quad (3.21)$$

Donde:

H_c = Altitud Solar

Tabla N° 3.5 Coeficientes para ecuación del Flux total (Q_s)

Atmosfera Limpia		Atmosfera Industrial	
A	-42,2391	A	53,1821
B	63,8044	B	14,2110

C	-1,9220	C	$6,6138 \times 10^{-1}$
D	$3,46921 \times 10^{-2}$	D	$-3,1658 \times 10^{-2}$
E	$-3,61118 \times 10^{-4}$	E	$5,4654 \times 10^{-4}$
F	$1,94318 \times 10^{-6}$	F	$-4,3446 \times 10^{-6}$
G	$-4,07608 \times 10^{-9}$	G	$1,3236 \times 10^{-8}$

Factor de corrección por altura del Flux total (Q_{se})

$$Q_{se} = K_{solar} Q_s \quad (3.22)$$

Donde:

$$K_{solar} = A + BH_c + CH_c^2 \quad (3.23)$$

$$A=1$$

$$B=1,148 \times 10^{-4}$$

$$C=-1,108 \times 10^{-8}$$

H_e =altura sobre el nivel del mar

Para una mayor facilidad todas las ecuaciones pueden ser ingresadas en un archivo Excel y operarlos fácilmente ingresando parámetros climatológicos y corrientes a transportar por el conductor.

También existe el programa PLS CAD que tiene compilada todas estas formulas dentro de una de sus aplicaciones que nos ayudará a calcular con mayor rapidez la temperatura del conductor. Los datos que se ingresan al programa son obtenidos de la información que se recibió del propietario de la línea de transmisión.

Este será el programa que se usará en todo el informe y que es usado mundialmente por varias empresas, reconocido como uno de los software más desarrollados para el diseño de líneas de transmisión.

El parámetro que se ingresa al programa en primera instancia es el climatológico, tales como la temperatura ambiente promedio que es hallada de los registros meteorológicos obtenidos del SENAMHI de los últimos 10 años, el siguiente parámetro a ingresar es la velocidad del viento que es muy variable en el tiempo por ello la IEEE std 738-2006 recomienda el valor de 0,61 m/s como un valor conservativo; también, los valores emisividad y absorvidad son dados por la IEEE. Las características del conductor también son ingresados al programa.

Las líneas de transmisión de Mantaro – Lima en 220 kV pertenecientes a la empresa Red de Energía del Perú fueron diseñadas para diversas zonas debido al recorrido que estas tienen (Altitudes desde los 1 880 msnm hasta los 4 304 msnm) y a la variedad de climas por donde atraviesa tal como se señala en las Hipótesis de Diseño

en la tabla N° 3.1, en el caso de la línea Campo armiño – Huayucachi las zonas que comprenden son la zona II y zona III.

A continuación se indican los criterios y datos de entrada (diferenciados por zona) empleados para calcular la capacidad de transmisión de la línea, considerando que esta línea atraviesa las Zonas II y III.

Zona II (1000 a 3500 msnm)

Tensión Nominal	220 kV
• Datos del Calentamiento Solar	
Latitud del conductor en Grados	-12,06°(Hemisferio Sur)
Tipo de atmosfera	Claro
Hora del día en la que se produce mayor calor	12
• Datos del tiempo	
Temperatura del aire	21,4°C
Velocidad del viento	0,61 m/s (2,2 Km/h)
Angulo entre el viento y conductor	90°
Altitud del conductor sobre el nivel del mar	3350 msnm
• Datos del Conductor	
Descripción	ACSR Curlew
Diámetro del conductor	31,68 mm
Resistencia AC del conductor a 25°	0,0568 Ohm/km
Resistencia AC del conductor a 50°	0,0622 Ohm/km
Emisividad del conductor	0,7
Absorción solar del conductor	0,9

Zona III (3500 a 4500 msnm)

Tensión Nominal	220 kV
• Datos del Calentamiento Solar	
Latitud del conductor en Grados	-12 ° (Hemisferio Sur)
Tipo de atmosfera	Claro
Hora del día en la que se produce mayor calor:	12
• Datos del tiempo	
Temperatura del aire	21°C
Velocidad del viento	0,61 m/s (2,2 Km/h)
Angulo entre el viento y conductor	90°
Altitud del conductor sobre el nivel del mar:	3500 msnm
• Datos del Conductor	
Descripción	ACSR Curlew

Diámetro del conductor	31,68 mm
Resistencia AC del conductor a 25°	0,0568 Ohm/km
Resistencia AC del conductor a 50°	0,0622 Ohm/km
Emisividad del conductor	0,7
Absorción solar del conductor	0,9

Además se ingresará la corriente para transportar una potencia de 200 MVA en condiciones normales y 216 MVA en condiciones de emergencia.

En los cálculos de ampacidad para obtener la potencia transmitida se empleó la tensión de 220 kV por ser la tensión nominal del sistema.

Para la Temperatura del aire se considero la "Máxima Temperatura" de acuerdo al información del senamhi.

La velocidad del viento está de acuerdo a lo recomendado en la IEEE Std 738-2006.

La Norma IEEE Std 738-2006, indica valores de emisividad y absorción solar de 0,7 y 0,9 respectivamente como más conservadores; por tanto debido a la antigüedad de la línea de transmisión estos valores deberán ser los empleados en las zonas de análisis. Adicionalmente se debe tomar en cuenta que mientras aumenta el valor emisividad (ϵ), aumentará la capacidad para transportar corriente (aumenta el calor radiado por el conductor), caso contrario si se aumenta la absorcion solar (α) se transmitirá una menor corriente (aumenta el calor irradiado por el sol). Por tanto emplear valores de emisividad de 0,7 y de absorción solar 0,9 es más conservador que emplear valores de 1,0 para ambos coeficientes.

No se tomó la altura máxima en esa zona, debido a que el cálculo de ampacidad es más crítico ante la variación de temperatura que ante la variación de altura (tomando en cuenta que a mayor altura disminuye la temperatura ambiente).

d) Criterios y metodología para la realización de los trabajos en campo

Los trabajos de campo se basan específicamente en identificar las distancias del conductor más bajo al terreno, para la cual inicialmente se calculará la flecha del conductor al transmitir una potencia de 200 MVA en condiciones normales y a 216 MVA en condiciones de emergencia, dicho calculo se realizará mediante las ecuaciones de cambio de estado.

Los resultados obtenidos del cálculo mecánico mostraran que tanto disminuye la flecha del conductor para la potencia requerida a una determinada longitud de vano y serán adjuntados en el anexo A.

Inicialmente la línea de transmisión de 220 kV se diseño con una distancia de seguridad de 7 m, tomando en cuenta dicha información los vanos críticos serán aquellos

donde se encuentren puntos donde las distancias Conductor- Terreno no cumplan la distancia de seguridad indicada sea cual sea la potencia a transportar.

Para realizar los trabajos en campo e identificar los vanos críticos a la potencia de 200 MVA se debe incrementar la distancia de seguridad de 7 m más la diferencia de fecha que hay entre la potencia de diseño y la potencia a 200 MVA en condiciones normales, ya que a esta potencia el conductor va permanecer por más tiempo.

Dicha distancia incrementada sirve de referencia para la identificación de los vanos críticos en campo y que más adelante serán analizados. Los trabajos en campo se realizan utilizando un equipo de topografía, la medición de los puntos críticos se realiza utilizando una estación total marcando un punto de medición justo debajo del conductor donde la distancia es más baja, este procedimiento se realiza unas cinco veces además se toman los puntos de amarre del conductor en la estructura, todo esto con el objetivo de que en gabinete se pueda dibujar la catenaria y hallar el esfuerzo de trabajo de su vano regular, también se registran la velocidad del viento, la temperatura y la hora a la cual se midió dicho punto.

La línea en estudio tiene más de 30 años de construcción por ende la dilatación del conductor debido al fenómeno del Creep ya se realizó en su totalidad, es por ello que con las pautas mencionadas en el párrafo anterior se logra determinar la tensión de trabajo de los conductores en el momento de su medición.

La diferencia de flechas en el conductor para diversas potencias se realiza mediante los cálculos mecánicos del conductor, denominado también cálculos de cambio de estado y se han efectuado mediante la ecuación cúbica cuya expresión es:

$$T_2^3 - [T_1 - \frac{d^2 E W_1^2}{24 S^2 T_1} - \alpha E (t_2 - t_1)] T_2^2 = \frac{d^2 E W_2^2}{24 S^2} \quad (3.24)$$

Donde:

T1=Esfuerzo en el conductor en su punto más bajo, para la condición 1, en kg/mm².

d =Vano de cálculo en m.

E=Módulo de elasticidad final del conductor en kg/mm².

S=Sección del conductor en mm²

Wi=Carga en el conductor en la condición i, en Kg/m

ti =Temperatura en la condición i

α =Coeficiente de dilatación (1/°C)

Se han considerado longitudes de vanos desde 100 m hasta 1 300 m para la relación desnivel vano = 0,0

En el cálculo de la flecha se utilizara la siguiente ecuación:

$$f = \frac{d^2 w}{8T} \quad (3.25)$$

Las ecuaciones mostradas están compiladas en un programa en DOS que resolverán más rápido los cálculos.

e) Descripción y aplicación de los criterios para obtener las distancias de seguridad infringidas utilizando el programa PLSCADD

PLS-CADD es el programa más potente y completo disponible en cualquier parte, para el diseño estructural y geométrico de líneas aéreas. Integra uniformemente, en un solo medio ambiente, todos los aspectos de diseño de líneas de transmisión, incluyendo modelado y representación del terreno, selección de rutas, referenciamiento de costo mínimo manual o automático, flecha-tracción, revisiones de espacio libre y resistencia, cálculos de campos eléctricos y magnéticos, generación de listas de materiales, dibujo de planos y perfiles y mucho mas.

El PLSCADD entre sus aplicaciones figura la propiedad de dibujar la catenaria para una hipótesis dada, para el caso de la repotenciación la hipótesis de máxima temperatura será la que se analizará.

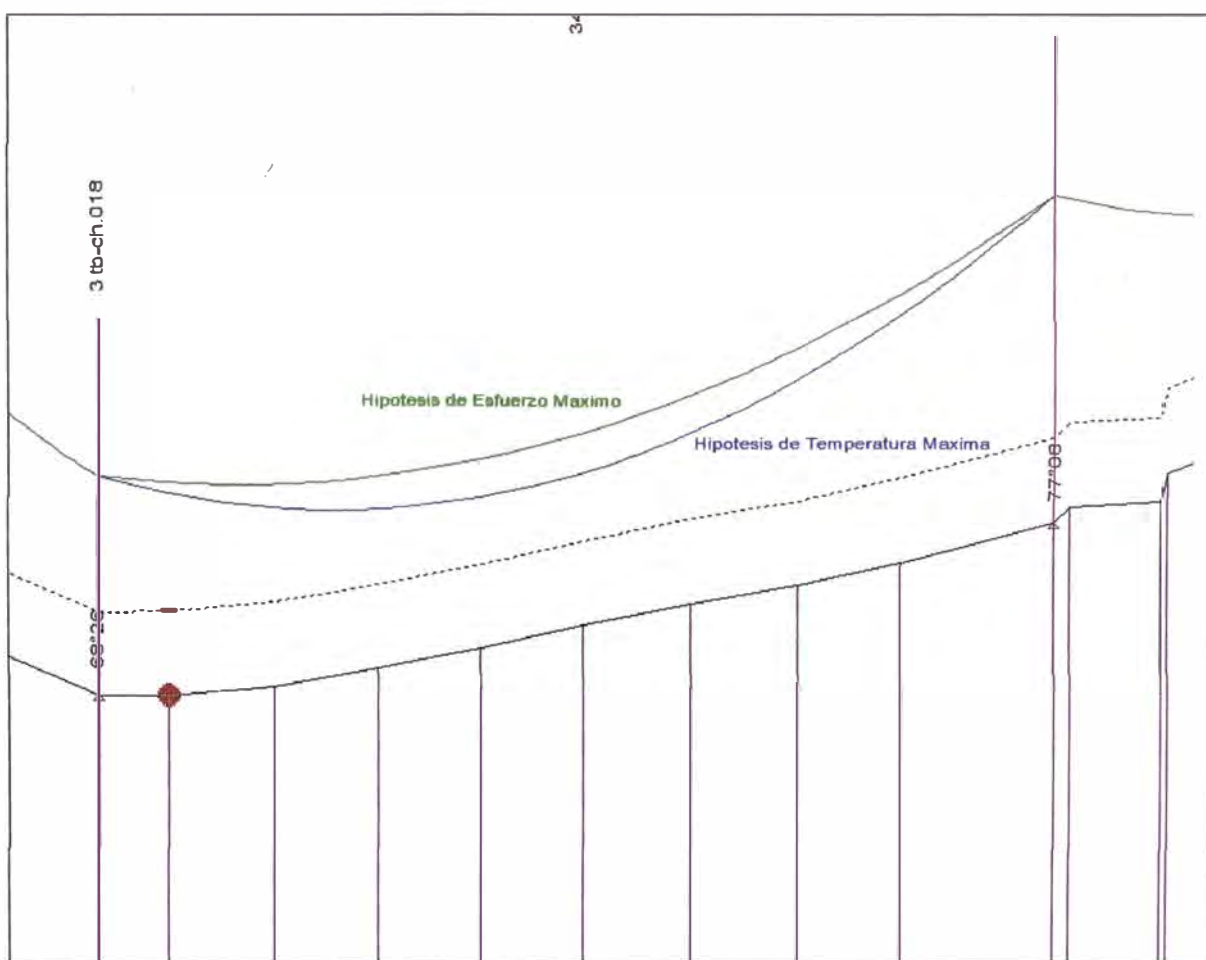


Fig. 3.1 Catenaria a diferentes Hipótesis

Los parámetros de entrada serán tomados de las hipótesis de diseño de la línea de transmisión y de los datos de campo que se realizó. Los datos de campo ayudaran a establecer la tensión en los conductores que actualmente soportan las estructuras, mediante simulaciones se hallará el tiro final y que se utilizará al momento de simular la catenaria para la potencia de 200 MVA. En la figura anterior se muestra la función de cambio de estado que el PLSCADD realiza (Ver Fig.3.1).

Para hallar la distancia de seguridad infringida al transportar una potencia de 200 MVA, la herramienta que el PLSCADD utiliza es simular la catenaria mediante cambio de estado a la hipótesis de Temperatura Máxima.

Con el Código Nacional de Electricidad Suministro Vigente desde el año 2001, se está aplicando para el diseño de las líneas de transmisión un espesor de 25 mm de hielo para alturas mayores a los 4000 msnm, que significa esto, que se está adicionando al peso del conductor el peso del espesor de hielo, originando que la flecha sea máxima en la hipótesis de hielo y no en la temperatura máxima, esto se deberá tomar en cuenta en aquellas líneas de transmisión que han sido diseñadas con este código.

En el programa del PLSCADD se introducen valores como la temperatura del conductor, la presión del viento y espesor de hielo para la potencia requería y la catenaria es simulada de acuerdo a los parámetros que se ingresaron anteriormente.

En la siguiente figura se mostrara como varía la flecha de un conductor al transportar una potencia mayor a la que inicialmente se tenía (Ver Fig.3.2).

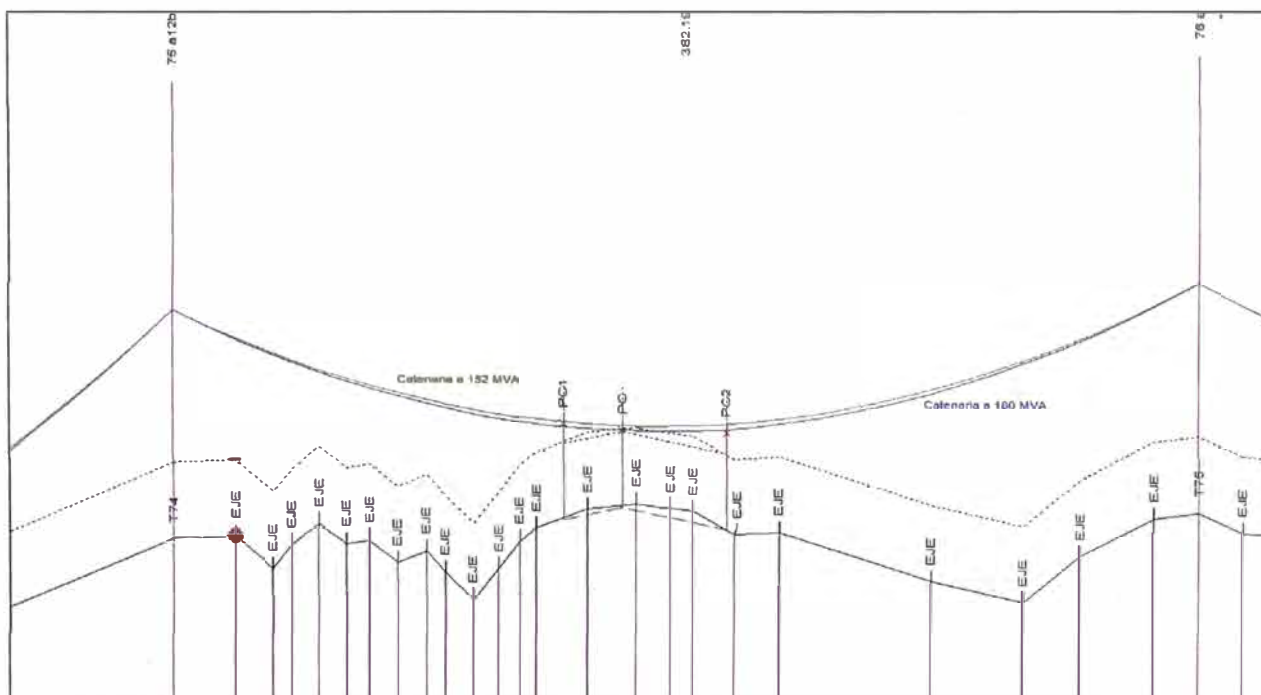


Fig. 3.2 Catenaria a la Potencia de 200 MVA

En la fig.3.2 se puede observar como la catenaria se encuentra en el límite de la distancia de seguridad a terreno, esto transportando una potencia de 152 MVA, en el

caso de que se transporte una potencia de 200 MVA la flecha aumentará infringiendo la distancia de seguridad tal como se aprecia en la figura.

Para el ejemplo se logra visualizar que el aumento de flecha no es tan amplio, cuando se evalué vano de mayor longitud el incremento de flecha será mayor y se infringirá una mayor distancia al suelo o en caso de que se quiera transmitir una potencia mayor a la que se está evaluando.

f) Metodología para la remoción de terreno usando el programa AUTOCAD CIVIL 3D

Una de las alternativas de solución para repotenciar la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi de 200 kV es la remoción de terreno, esta alternativa es desarrollada mediante el cálculo del volumen de terreno a remover, todo ello con la finalidad de cumplir con las distancias de seguridad.

Para realizar la remoción del terreno o el corte se procedió a utilizar un software llamado Autocad Civil 3D que tiene entre sus funciones hallar el volumen a extraer.

Previamente al uso del software se tuvo que realizar el levantamiento topográfico del área a la cual se realizará el desquinche y que se representará mediante curvas de nivel.

En primera instancia las brigadas de topografía al ubicar un punto crítico remarcan un perímetro rectangular alrededor de dicho punto, este perímetro dependerá de la zona geográfica donde esté ubicado el punto, ya que en el peor de los casos se tendrá un ancho de 10 a 12 metros y se medirán todos los puntos posibles debajo del conductor hasta encontrar un punto que cumpla con las distancias de seguridad dándole un cierto margen de error, en campo se tomo una distancia de 9 metros del conductor al terreno como límite del largo del perímetro concluyendo con el levantamiento topográfico del perímetro.

Después de finalizar el levantamiento topográfico se procede a procesar la información ingresando la data al programa Autocad Civil 3D en ella se visualizara las curvas de nivel del terreno levantado y con ayuda del PLSCADD se delimitara y obtendrá la profundidad que se tendrá que desquinchar.

Con el programa PLSCADD se simula la catenaria para la potencia de 200 MVA y se analiza cuanta distancia se está infringiendo tanto longitudinalmente como verticalmente todo esto para obtener la zona a desquinchar o remover a la potencia de 200 MVA, de la figura 3.2 se puede obtener estos valores y plasmar en el civil 3D tal como se muestra en la figura 3.3, en ella se muestra tanto el área levantada como el perímetro obtenido del PLSCADD. Ya en el Civil 3D mediante la función Grading se puede obtener el volumen de corte y de relleno (Ver Fig.3.3).

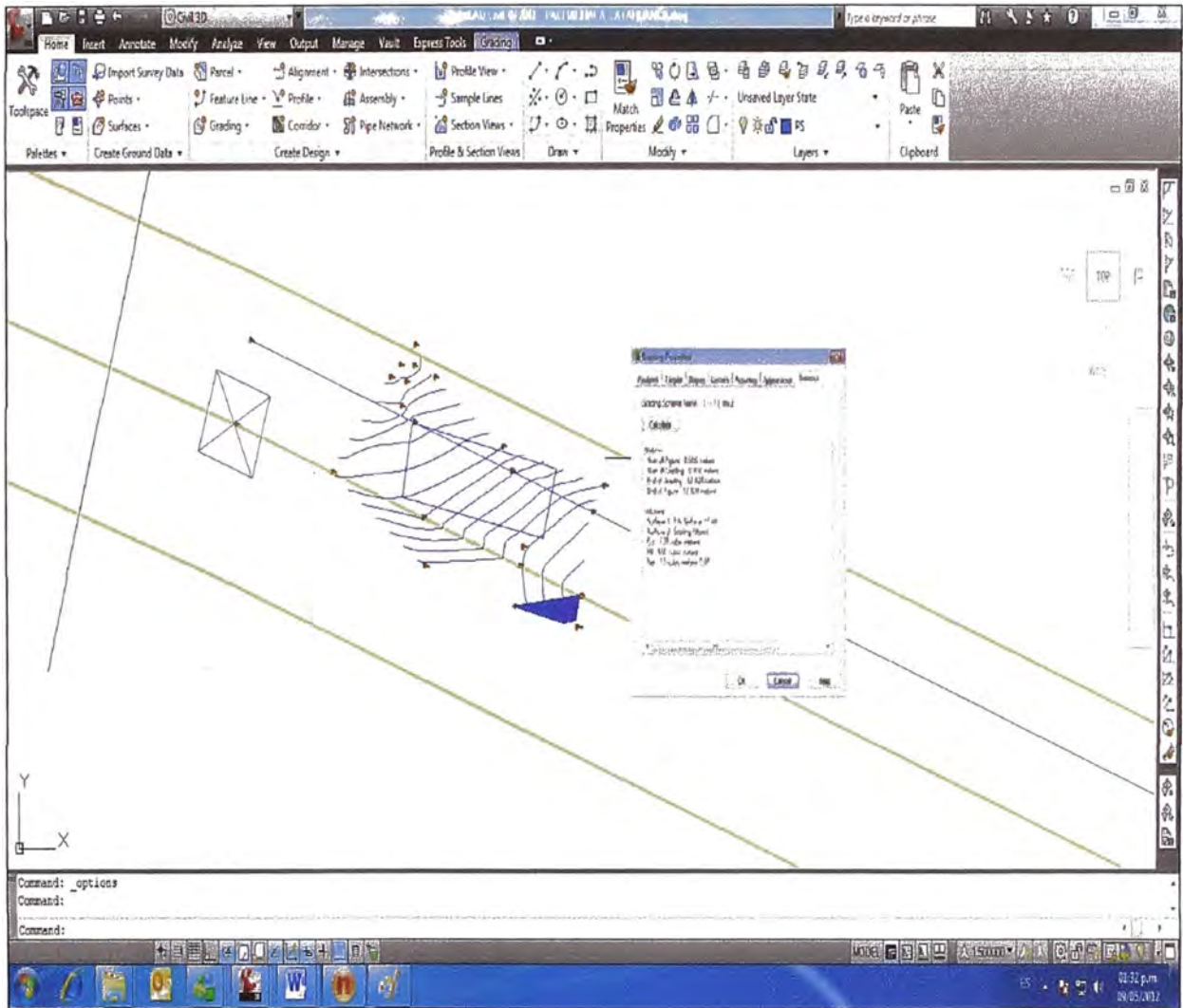


Fig.3.3 Cálculo del volumen a remover usando el Autocad Civil :3D

3.2.2 Análisis de la capacidad de transmisión

a) Análisis de la Capacidad Actual de Transmisión de las Líneas

El análisis de la Capacidad Actual de transmisión (Ampacidad) de la línea de transmisión Campo Armiñó - Huayucachi 220 kV se realizará mediante los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-2006, por estar de acuerdo con la publicación del Código Nacional de Electricidad suministro 2011.

Este modelo matemático de la IEEE Std 738-2006 se desarrollo en el ítem 3.2.1 y está incluido en la versión 9.23+ del programa PLS-CADD, con el cual se realizaron todos los cálculos.

Para el desarrollo del trabajo se analizó las condiciones ambientales, tales como la temperatura ambiente y la velocidad del viento, dichos datos se revisaron y actualizaron según datos del SENAMHI de los últimos diez años y que son presentados en la tabla N° 3.6, además de los datos del conductor (coeficiente de emisividad y absorción solar).

La temperatura ambiente que se utilizó para los cálculos de la ampacidad, se obtuvo de los registros meteorológicos recabados del SENAMHI de los últimos años para

zona de Huayao – Junin, dado que este se encuentra dentro de la zona de recorrido de línea de transmisión.

Tabla N° 3.6 Datos de SENAMHI

**INDICADORES CLIMATOLÓGICOS OBSERVADOS EN JUNIN
(SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA - SENAMHI)**

ESTACION HUAYAO

Departamento: JUNIN Latitud 12° 02' S
 Provincia: Chupaca Longitud 75° 19' W
 Distrito: Alcañes Altitud 3350 m s.n.m.

	1996		1997		1998		1999		2000		2001	
	Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)	
	Maxima	Minima	Maxima	Minima	Maxima	Minima	Maxima	Minima	Maxima	Minima	Maxima	Minima
Enero	18.2	8.8	19.6	8.8	19.8	8.4	19.9	7.0	18.0	7.0	17.3	7.5
Febrero	18.4	7.1	17.7	6.5	20.4	8.7	17.3	7.3	17.9	7.0	18.5	7.1
Marzo	18.6	6.9	19.6	6.1	20.1	7.7	17.8	7.3	17.1	6.3	17.8	7.4
Abril	NI	NI	NI	NI	21.3	7.4	18.9	5.8	18.8	4.5	18.9	3.4
Mayo	NI	NI	NI	NI	22.7	2.2	19.6	3.0	20.1	3.4	20.7	3.4
Junio	NI	NI	NI	NI	20.8	2.8	19.6	0.4	20.6	2.8	19.3	0.4
Julio	19.4	-1.1	NI	NI	14.4	-0.5	13.7	0.7	13.4	1.2	19.8	2.8
Agosto	20.2	3.8	19.6	3.6	21.8	3.8	20.6	0.5	19.0	3.7	18.8	1.1
Septiembre	21.2	4.0	19.6	3.5	21.7	3.0	20.3	4.3	21.2	3.8	20.2	5.1
Octubre	22.4	4.5	21.8	4.2	21.6	7.0	19.1	4.8	20.2	6.7	20.4	6.5
Noviembre	21.5	4.7	20.8	6.0	21.1	6.4	21.7	6.0	23.0	3.7	20.6	6.8
Diciembre	20.0	6.8	20.7	7.0	19.6	8.4	19.4	8.3	20.2	6.3	20.6	0.0

PROMEDIO	
Temperatura Promedio (°C)	
Maxima	Minima
19.1	6.8
18.8	7.3
18.8	8.0
19.8	6.3
20.7	2.9
20.1	1.2
17.7	1.0
20.0	2.8
20.8	4.3
20.8	6.9
21.4	5.4
19.9	6.9

	2002		2003		2004		2005	
	Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)		Temperatura media (°C)	
	Maxima	Minima	Maxima	Minima	Maxima	Minima	Maxima	Minima
Enero	20.6	6.1	19.7	7.3	18.4	6.3	20.6	5.3
Febrero	18.6	7.4	19.1	7.6	19.3	7.0	20.4	7.1
Marzo	18.9	7.3	18.3	18.3	19.1	6.5	19.6	7.4
Abril	19.4	6.3	19.2	6.8	20.3	4.0	20.9	6.4
Mayo	20.1	2.8	19.6	4.2	21.3	2.4	21.3	2.1
Junio	20.0	1.1	20.1	1.1	19.4	1.1	20.6	-0.3
Julio	19.1	3.3	19.7	0.1	19.3	2.2	20.4	0.8
Agosto	20.2	2.4	19.0	2.7	19.1	2.7	21.2	0.9
Septiembre	20.2	5.8	20.6	3.9	19.6	6.0	21.1	4.8
Octubre	20.4	6.4	22.2	4.8	20.4	6.3	20.2	6.3
Noviembre	19.6	6.5	22.6	4.8	21.4	6.5	21.6	6.1
Diciembre	20.1	7.2	19.4	7.3	19.6	7.1	19.6	7.0

RESUMEN DE RESULTADOS ESTACION HUAYAO (JUNIN)		
Tem. máx (°C)	23.0	(No v. 00)
Tem. mín (°C)	-1.1	(Jul. 98)
Periodo analizado: 1998 - 2005		
Fuente: SENAMHI		

NI: NO INDICA FUENTE SENAMHI

De los datos del SENAMHI se obtuvieron las temperaturas medias máximas y mínimas, estas se promediaron con el propósito de obtener un valor conservativo. En la tabla N° 3.6 se muestran dichos valores de los últimos 10 años.

Los valores de la velocidad de viento, absorción solar y emisividad fueron obtenidos de la norma IEEE std 738-2006, ya que esta la menciona como cantidades conservativas.

Las líneas de transmisión de 220 kV que parten de Campo Armiño atraviesan por altitudes variables menores a los 2 000 msnm hasta mayor a los 4 500 msnm es por ello que se dividió por zonas para un mejor análisis, dado que las condiciones climáticas varían con respecto a la altitud. A continuación se muestra como se realizó la división:

Tabla N° 3.7 Cuadro de altitudes de la L.T.

ZONA	ALTITUD (msnm)
I	< 2000
II	2000<H<3500
III	3500<H<4500
IV	> 4500

La línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi 220 kV atraviesa por altitudes mayores a 3 685 msnm y menores a los 4 300 msnm, es por ello que dicha línea adopto la Zona III, de allí que todos los cálculos se realizaron para esta zona.

El cálculo de la capacidad de transmisión se efectuó para las condiciones más desfavorables que se presenten durante la operación de la línea, en el cual se debió estar bien definida las temperaturas máximas de la zona dependiendo de la altura sobre el nivel del mar.

En la siguiente tabla se muestra la temperatura máxima que salió como resultado de promediar las temperaturas medias de los últimos 10 años.

Tabla N° 3.8 Temperatura máxima a aplicarse

ZONA	TEMPERATURA MAXIMA
III	21 °C

b) Cálculo de la ampacidad utilizando el programa de la norma IEEE std 738-2006

El programa PLSCADD es un software poderoso para el diseño de líneas de transmisión y entre unas de sus funciones tiene compilada el cálculo de la ampacidad de la norma IEEE Std 738-2006 y que es nuestra herramienta para el desarrollo de estudio.

Los datos que se ingresaran al programa son la temperatura ambiente máxima, los valores de emisividad y absorción tal como se muestra a continuación.

Zona III (3500 a 4500 msnm)

Datos del Calentamiento Solar

- Latitud del conductor en Grados : -12 ° (Hemisferio Sur)
- Tipo de atmosfera : Claro
- Hora del dia en la que se produce mayor calor: 12

Datos del tiempo

- Temperatura del aire : 21°C
- Velocidad del viento : 0,61 m/s (2,2 Km/h)
- Angulo entre el viento y conductor : 90°
- Altitud del conductor sobre el nivel del mar : 3500 msnm (*)

Datos del Conductor

- Descripción : ACSR Curlew
- Diámetro del conductor : 31,68 mm
- Resistencia AC del conductor a 25° : 0,0568 Ohm/km
- Resistencia AC del conductor a 50° : 0,0622 Ohm/km
- Emisividad del conductor : 0,7
- Absorción solar del conductor : 0,9

(*) No se tomó la altura máxima en esa zona, debido a que el cálculo de ampacidad es más crítico ante la variación de temperatura que ante la variación de altura (tomando en cuenta que a mayor altura disminuye la temperatura ambiente).

Con estos datos y para las temperaturas de Diseño indicadas en el capítulo II - información de la instalación existente, se obtuvo las siguientes potencias de transmisión:

Tabla N° 3.9 Dato obtenido del Programa PLSCAD

Altitud	Temperatura de Diseño	Corriente (Amp.)	Potencia (MVA)
Zona III (3 500 msnm a 4 500 msnm)	50 °C	403,8	154

Los resultados obtenidos mediante el programa de líneas de transmisión PLSCADD se adjuntaran en el Anexo B1.

De la Tabla N° 3,9 se verifica que a la temperatura de diseño de acuerdo a la Capacidad de Transmisión del conductor Curlew, es posible transportar 152 MVA, declarados por REP (Empresa encargada de la LT) como su máxima Capacidad de Transmisión Actual.

c) Análisis de la Capacidad de Transmisión en Condiciones Normales (180, 190 y 200 MVA)

En base a los datos definidos en el capítulo II y los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-1993, se procedió a determinar la temperatura de operación del conductor al momento de transportar una potencia de 180, 190 y 200 MVA en régimen de operación normal de la misma manera que se desarrollo en el ítem anterior, en este caso el dato de ingreso ya no será la temperatura sino la corriente correspondiente a las potencias mencionadas anteriormente. El resultado del programa se mostrara en el anexo B.2.

Del cálculo de ampacidad realizado se indican las temperaturas resultantes para cada potencia a transmitir en condiciones normales:

Tabla N° 3.10 Datos obtenidos del programa PLSCADD para las potencias de 180, 190 y 200 MVA.

S (MVA)	I (Amp)	Temp (°C)	Temp adoptada (°C)	Incremento de Temp respecto de 50 °C
180	472,4	52,3	53	3
190	498,6	53,2	54	4
200	524,9	54,2	55	5

En la columna de la derecha se indica el incremento de temperatura respecto a la potencia de diseño (152 MVA).

d) Análisis de la Capacidad de Transmisión en Condiciones de Emergencia (216, 228 y 240 MVA)

En base a los datos definidos en el capítulo II y los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-2006, se procedió a determinar la temperatura de operación para las condiciones de emergencia (120% de la potencia en condición normal). Dichos resultados se adjuntaran en el anexo B.3.

A continuación de muestra el resumen para la zona III:

Tabla N° 3.11 Datos de programa PLSCADD para la condición de emergencia

S (MVA)	I (Amp)	Temp (°C)	Temp adoptada (°C)	Incremento de Temp (°C) respecto de 55 °C (200 MVA)
216	566,9	56,0	56	1
228	598,3	57,4	58	3
240	629,8	58,9	59	4

En la columna de la derecha se indica el incremento de temperatura respecto a la potencia de 200 MVA.

Se observa que para las potencias de análisis, la temperatura en el conductor es menor a la temperatura máxima admisible (normalmente 70°C). La conclusión es que en condiciones de emergencia no hay problemas en cuanto a límite térmico en el conductor de la línea de REP.

e) Análisis de la Capacidad de Transmisión condiciones de Límite Térmico

En base a los datos definidos en el capítulo II y los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-2006, se procedió a determinar la capacidad de transmisión del conductor operando en su límite térmico (normalmente de 70 °C en régimen permanente). Del programa se obtuvo los resultados que se adjuntaron en el anexo B.4.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de la potencia transmitir en límite térmico:

Tabla N° 3.12 Datos del programa para la condición de límite térmico

Altitud	Temperatura de Operación	Corriente (Amp.)	Potencia (MVA)
Zona III (3 500 msnm a 4 500 msnm)	70 °C	824	314

Esta condición podría darse solamente en horas de la noche, en la cual se podría transportar dicha potencia sin comprometer en absoluto las distancias de seguridad, pues no habría intensidad de radiación solar y el conductor solo se calienta por el efecto joule.

3.3 Análisis del Aumento de flecha por incremento de Potencia de Transmisión

Para el cálculo de la flecha del conductor por el incremento de potencia se usó el cambio de estado tomando como dato las hipótesis de diseño que se mencionaron en el ítem 3.1.1.

El cambio de estado se realizó entre la hipótesis de templado EDS y la hipótesis de Flecha máxima, se halló primeramente la flecha para la potencia de diseño de 152 MVA, luego se halló de la misma manera para las potencias requeridas 180, 190 y 200 MVA.

Con las flechas obtenidas de cada potencia se realiza la diferencia de flechas entre la potencia a incrementar y la potencia de diseño, dichos resultados nos indican cuánto aumentaría la flecha al transportar una potencia mayor, el aumento de flecha dependerá de la longitud de vano ya que a un vano mayor la flecha aumenta debido a que son directamente proporcionales.

A continuación se indican los incrementos de flecha:

Tabla N° 3.13 Incremento de flecha para las potencias en análisis

	Incremento de Flecha		
	200 MVA	190 MVA	180 MVA
Línea de Transmisión Campo Arminio - Huayucachi	0,26 m	0,21 m	0,16 m

El conductor bajo este incremento de flecha deberá satisfacer (en la hipótesis de flecha máxima) las distancias de seguridad indicadas en el ítem 3.13.

Adicionalmente en el Anexo A se calculó este incremento de flecha para estructuras en terrenos con pendientes del 10% y 20%, obteniéndose similares incrementos máximos de flechas.

3.4 Verificación de los vanos críticos

3.4.1 Metodología para Identificación de los Vanos Críticos en Campo

En primera instancia el trabajo para la verificación de los vanos críticos se realiza en gabinete empleando los planos de perfil de la Línea de Transmisión Campo Armiño – Huayucachi, L-2220, dadas en la información recibida, luego se procede a medir las distancias del conductor al terreno para cada vano.

En el Anexo C1, se adjunta el resumen de este trabajo, donde se indica para cada vano la distancia vertical crítica.

En este anexo se adicionará una columna indicando las mediciones que posteriormente se realizaran en campo.

En algunos casos se puede dar que no existan planos de perfil de la Línea de transmisión para ello se recurrirá a ir a campo y medir la mínima distancia entre el conductor más bajo y el terreno de todos los vano.

Por otro lado, en el ítem 3.3, se calculó el incremento de flecha que se obtendría al transportar 180, 190 y 200 MVA, resultando en el caso más desfavorable 30 cm; por esta razón para los trabajos en gabinete se tomó como distancias críticas 7,0 m para 152 MVA y 7,50 m para los vanos actuales que serán críticos a 200 MVA.

Mediante brigadas topográficas, se revisara todos los vanos críticos identificados en gabinete, anotándose para cada vano lo siguiente:

Distancias del conductor a la superficie del terreno (en el punto crítico).

Ubicación del punto crítico.

Temperatura ambiente.

Hora de medición de temperatura.

Fecha de la medición.

Características del terreno.

Caminos de acceso.

Cruce con redes eléctricas.

Teniendo en cuenta que al momento de realizar las mediciones en campo, el conductor no se encuentra en una Hipótesis de Flecha Máxima, las distancias críticas que se medirán obviamente serán mayores a las distancias correspondientes con la hipótesis de flecha máxima. ^{VP}

En el Capítulo I – Resumen ítem 5.6, se calculó la distancia crítica a ser considerada durante el levantamiento del perfil topográfico.

En las mediciones en campo se tomará en cuenta que no se presentará la Hipótesis de Flecha Máxima debido a que la línea no se encuentra transmitiendo la máxima corriente de diseño 398,9 Amp (152 MVA), coincidente con la máxima temperatura ambiente de la zona, está a su vez coincidente con la mínima condición de velocidad del viento, entre otras.

3.4.2 Verificación de las capacidades de corriente de los equipos de alta tensión

De acuerdo a las condiciones de operación de la línea se tendría las siguientes corrientes en los equipos:

Tabla N° 3.14 Corrientes en Régimen de Operación Normal y en Emergencia de 4 horas

CASOS	NORMAL		EMERGENCIA DE 4 HORAS	
	POTENCIA (MVA)	CORRIENTE (A)	POTENCIA (MVA)	CORRIENTE (A)
I	180	472,3	216	566,8
II	190	498,6	228	598,3
III	200	524,8	240	629,8

Tabla N° 3.15 Corriente en Régimen de Emergencia de 30 minutos

EMERGENCIA DE 30 MINUTOS	
POTENCIA (MVA)	CORRIENTE (A)
295	775

El aumento de la capacidad de transmisión de la línea, afecta a la capacidad de la corriente de los equipos de las subestaciones involucradas que son la SE Campo Armiño, y la SE Huayucachi, tales equipos se mencionan a continuación:

- Interruptores de potencia
 - Seccionadores de línea y barra
 - Transformadores de corriente
 - Trampa de Onda
- a) **S.E. Campo Armiño**
- Interruptores, Seccionadores de Barras y Línea, Trampas de Onda

Tabla N° 3.16 Dato de equipos de SE Campo Armiño

	L-2220	
	Código del Equipo	Corriente Nominal (A)
Interruptores	352L2220	2000
Seccionadores de Barra	389LA2220 389LB2220	1220
Seccionadores de Línea	389L2220	1220
Trampas de Onda	BL2220	800

- Transformadores de Corriente

Tabla N° 3.17 Dato de Transformador de corriente de SE Campo Armiño

L-2220		
	Código del Equipo	Corriente Primaria (A)
Transformadores de Corriente	TCL2220	600-300

b) S.E. Huayucachi

- Interruptores, Seccionadores de Barras y Línea, Trampas de Onda

Tabla N° 3.18 Dato de equipos de SE Campo Huayucachi

L-2220		
	Código del Equipo	Corriente Nominal (A)
Interruptores	IN-2096	2000
Seccionadores de Barra	SA-2249	1220
Seccionadores de Línea	SL-2253	1220
Trampas de Onda	B-220(R,S)	800

- Transformadores de Corriente

Tabla N° 3.19 Dato de Transformador de corriente de SE Campo Huayucachi

L-2220		
	Código del Equipo	Corriente Primaria (A)
Transformadores de Corriente	TC-249	600-300

En los cuadros anteriores, se puede observar que sólo los valores de las corrientes primarias (600-300 A) de los transformadores de corriente de la S.E. Campo Armiño y los transformadores de corriente de la S.E. Huayucachi, son menores al valor de la corriente en emergencia al transportar 240 MVA (629,8 A) como también menores al valor de corriente en emergencia por 30 minutos (775 A), en los otros equipos de las subestaciones no hay problema ya que su corriente es mayor a 800 A.

Por lo tanto para estas condiciones de operación en emergencia, se tendrá que cambiar dichos transformadores de corriente por una corriente primaria de 800 - 400 A. Dichos cambios se deben realizar en coordinación con los propietarios de las subestaciones en estudio, en este caso es Red de Energía del Perú.

En todas las alternativas planteadas se debe considerar en el presupuesto referencial el cambio de los transformadores de corriente para ambas subestaciones ya que es necesario para la repotenciación de la línea de transmisión esto según lo planteado en las tablas N° 3.17 y 3.19.

La metodología a usar para el trabajo en campo se menciona en el ítem 3.2.1 y es la que se aplicó en campo, con una medida de terreno a conductor de 7,0 m como distancia referencial para dar inicio al levantamiento topográfico e identificarlo como vano crítico a continuación se muestra los resultados del trabajo de campo que tiene una duración de dos semanas aproximadamente:

Tabla N° 3.20 Distancias del conductor al terreno medidas en campo

Item	Vano (m)	Tipo Torre		Descripción en el punto crítico				ZONA
		Tn	Tn+1	Distancia sobre superficie del terreno medida en campo (m)	Ubicado a (m) de la Estructura	Temperatura ambiente (°C)	Hora de medición de Temperatura	
1	T152-T153 259,36	A3	D3	6.81	114,15 (T152)	14	10:55 AM	II
2	T39-T40 294,75	C3	C3	6.82	172,56 (T039)	15	9:50 AM	III
3	T67-T68 186,94	C3	A3	5.74	93,30 (T067)	18	1:35p.m.	
4	T77-T78 382,24	B3	C3	5.94	84,12 (T078)	12	3:50p.m.	
5	T89-T90 413,45	B3	B3	6.02	120,83 (T089)	12	2:55p.m.	
6	T94-T95 349,31	B3	A3	6.26	174,76 (T094)	11	9:35a.m.	
7	T104-T105 503,11	C3	A3	6.53	232,36 (T105)	11	11:45 a.m	
8	T111-T112 503,71	B3	C3	6.71	326,72 (T111)	13	11:10 AM	
9	T125-T126 528,86	A3	A3	6.77	461,64 (T125)	12	9:45 AM	
10	T126-T127 239,06	A3	A3	6.25	80,17 (T126)	12	10:15 AM	
11	T128-T129 406,67	B3	A3	6.56	140,74 (T128)	14	01:26 p.m.	

En la tabla N° 3.20 podemos observar que los vanos menores a 7 m son 11, dichos vanos fueron analizados uno a uno y mediante el programa PLSCADD se evaluó técnicamente cual es la alternativa más confiable y segura.

Si bien en la tabla N° 3.20 estas medidas son menores a 7 m para una potencia de 152 MVA o menor a ella ya que en el momento de la medición nada nos asegura que se esté transmitiendo la potencia de diseño; para la potencia en estudio de 200 MVA la medida adoptada en campo es de 7,5 m la cual fue analizada mediante cálculos mecánicos y el programa PLSCADD.

De la tabla N° 3.20 solo se puede apreciar los vanos menores a 7 m pero el trabajo de campo tuvo como resultado la identificación de 64 vanos críticos estos fueron analizados uno por uno simulando la catenaria para una potencia de 200 MVA verificando los vanos que no cumplen con las distancias de seguridad, con ello se pudo constatar que hay 24 vanos críticos que serán analizados para dar una alternativa de solución, en la tabla N° 3.21 se puede apreciar los vanos evaluados y que en el próximo capítulo será analizado con más detalle.

Con los datos obtenidos en campo y en gabinete se procedió a elaborar una relación de todos los vanos que incumplen con las distancias a terreno especificados en el Código Nacional de Electricidad Suministro detallando en cada uno las características de terreno, distancia de torre a punto crítico, cruces existentes, hora de medición y fecha que se realizó la labor, todos estos datos están compilados en el anexo C1 y en resumen se muestra en la tabla N° 3.21.

Tabla 3.21 Distancias del conductor al terreno mediante el PLSCADD a una potencia de 200 MVA

Item	Vano (m)	Tipo Torre		Descripción en el punto crítico		
		Tn	Tn+1	Altura Crítica en PLS CADD(m)	Ubicado a (m) de la Estructura	Características del terreno alrededor del punto crítico
1	T09-T10 181,63	C3	C3	6.60	54,75 (T010)	Terreno natural
2	T18-T19 268,26	C3	C3	5.81	217,14 (T018)	Terreno natural
3	T25-T26 888,48	B3	C3	6.82	88,89 (T026)	Terreno natural
4	T39-T40 294,75	C3	C3	5.81	172,56 (T039)	Terreno natural
5	T67-T68 186,94	C3	A3	5.39	93,30 (T067)	Terreno rocoso
6	T70-T71 623,01	B3	B3	6.35	280,18 (T070)	Terreno eriazo
7	T74-T75 382,18	A3	A3	6.48	167,54 (T074)	Terreno natural
8	T75-T76 412,08	A3	A3	6.69	180,66 (T076)	Terreno natural
9	T77-T78 382,24	B3	C3	5.12	84,12 (T078)	Terreno natural
10	T87-T88 527,05	C3	C3	6.77	80,81 (T087)	Terreno rocoso
11	T89-T90 413,45	B3	B3	5.73	120,83 (T089)	Terreno rocoso
12	T94-T95 349,31	B3	A3	6.12	174,76 (T094)	Terreno de cultivo
13	T97-T98 362,50	C3	B3	5.79	117,90 (T098)	Terreno natural
14	T99-T100 364,49	A3	A3	5.90	167,94 (T100)	Terreno de cultivo
15	T103-T104 422,60	A3	C3	6.28	157,71 (T103)	Terreno natural
16	T104-T105 503,11	C3	A3	5.50	232,36 (T105)	Terreno eriazo/ roca fragmentada
17	T108-T109 468,18	A3	B3	5.65	241,58 (T109)	Terreno de cultivo
18	T111-T112 503,71	B3	C3	5.86	326,72 (T111)	Terreno natural
19	T125-T126 528,86	A3	A3	6.65	461,64 (T125)	Terreno rocoso
20	T126-T127 239,06	A3	A3	6.07	80,17 (T126)	Terreno rocoso
21	T128-T129 406,67	B3	A3	6.14	140,74 (T128)	Terreno rocoso
22	T132-T133 291,38	C3	C3	6.47	144,46 (T132)	Terreno natural
23	T149-T150 381,31	C3	B3	6.23	169,04 (T149)	Cementerio
24	T152-T153 259,36	A3	D3	6.24	114,15 (T152)	Terreno de cultivo

CAPITULO IV EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este capítulo se evaluará las alternativas planteadas en el ítem 2.2 desde el punto de vista económico, con la finalidad de eliminar aquellas que tienen un alto costo y que no son factibles en la construcción, dicha evaluación se trabajará con precios que se manejan actualmente en el mercado y con los estándares de Osinergmin, tanto en mano de obra, materiales y equipos.

El análisis económico se realizará tomando en cuenta los vanos críticos de la Línea de Transmisión Mantaro – Huayucachi 220 kV definidos en el ítem 3.4 Verificación de los vanos críticos. Los vanos que infringen las distancias de seguridad para la potencia de 200 MVA son 24 y se muestran en la tabla N° 3.15.

4.1 Evaluación Económica de alternativas

4.1.1 Retensado de Conductor

Para la evaluación del retensado del conductor se tomará en cuenta el costo por racionamiento de energía y trabajos de retensado.

El retensado del conductor consistirá en aumentar el tiro en el cable ACSR Curlew, por ejemplo si el conductor se encuentra a un tiro del 19% el aumento sería del 20 al 21% de tiro de rotura. Este aumento conlleva a que el tiro en EDS (19% TR) se incremente de un 3 093.12 daN a 3 418.7 daN respectivamente, esta variación en el tiro ocasiona que los esfuerzos en la cimentación y las torres aumenten.

El incrementar los esfuerzos en la torre significa que se tendrá que analizar la estructura para detectar cuáles son las partes de la torre que están soportando más este esfuerzo y cuáles serán reforzadas, además se debe calcular el nuevo diagrama de carga; todo lo mencionado es el costo adicional que se tiene que tomar en cuenta en el presupuesto, por otra parte existe la posibilidad que no existiera los cálculos de diseño de las estructuras inicial, para nuestro caso el ser una línea antigua dificulta obtener la información lo que significaría ir a campo y tomar la información necesaria para recién hacer el análisis estructural, esto da como resultado un mayor tiempo en el desarrollo del proyecto y aumento en el presupuesto inicial. Para el retensado se tiene que tomar en cuenta que se realiza de puntos de amarre a amarre quiere decir de estructura de anclaje a anclaje punto donde muere el tiro, no importando cuántas estructuras de suspensión

haya entre ellas, en este caso el tiro aumenta para todas ellas, que significa el incremento de esfuerzo en más torres de las que inicialmente se contemplaron como vanos críticos, elevando el costo del presupuesto.

Para el caso de las cimentaciones el análisis se realizaría con el nuevo diagrama de cargas, se verifica y compara respecto a los cálculos iniciales si estas soportan los nuevos esfuerzos, en el caso de que no fuese así se tendría que reforzar la cimentación de las estructuras involucradas. Todos estos refuerzos estarán incluidos en el presupuesto que se mencionara a continuación.

Tabla N° 4.1 Presupuesto Referencial de la alternativa de retención de conductor

ITEM	DESCRIPCION	LT-2220
		MANTARO HUAYUCACHI
COSTOS DIRECTOS		
A	Suministro y Transporte de Equipos y Materiales	
A.1	Sumistro	
A.1.1	Refuerzo de torres	92,400
A.1.2	Cadena de aisladores y/o accesorios	8,100
A.1.3	Conductor y accesorios	10,260
A.2	Transporte	
A.2.1	Montaje Refuerzos	11,076
	Subtotal A	121,836
B	Diseño, Obras Civiles, Montaje y Desmontaje Electromecánico	
B.1	Obras Civiles	
B.1.1	Movilización y demovilización de equipos y materiales	4,140.99
B.1.2	Obras preliminares y provisionales	6,896.64
B.1.3	Trabajos preliminares	7,541.56
B.1.4	Refuerzo de fundacion	30,562.88
B.2	Montaje y desmontaje electromecánico	
B.2.1	Refuerzo de estructura	38,300.14
B.2.2	Retensado de Conuctor	37,800.00
B.2.3	Inspección y verificación	2,143.63
	Subtotal B	127,385.84
C	SUB. ESTACIONES	
C.1	Transformador de Corriente	
C.1.1	Desmontaje	2,130
C.1.2	Suministro	108,000
C.1.3	Montaje	2,460
	Subtotal C	112,590
COSTOS INDIRECTOS		
1	Suministro	218,760
2	Montaje	91,766
3	Obras Civiles	51,286
4	SUB TOTAL 1	361,812
5	Gastos Generales y Utilidades	42,916
6	SUB TOTAL 2	404,727
7	Diseños y Estudios	17,000
8	SUB TOTAL 3	421,727
9	Gerenciamiento	37,955
10	TOTAL	459,683

De la tabla N° 4.1 se puede observar que en el costo total no se incluye el costo por racionamiento de energía este es de USD 250 000, que incrementaría al costo mostrado en USD 709 683.

4.1.2 Incremento en Estructura

Esta alternativa tiene como alcance el aumento de las estructuras en un cuerpo de 5 metros aproximadamente esto ayudaría sustancialmente a cumplir con las distancias de seguridad requeridas.

Tabla N° 4.2 Presupuesto Referencial de la alternativa de Incremento de estructura

ITEM	DESCRIPCION	LT-2220
		MANTARO HUAYUCACHI
COSTOS DIRECTOS		
A	Suministro y Transporte de Equipos y Materiales	
	A.1 Sumistro	
	A.1.1 Incremento de torre	184,800
	A.1.2 Cadena de aisladores y/o accesorios	0
	A.1.3 Conductor y accesorios	0
	A.2 Transporte	
	A.2.1 Incremento de torre	18,480
	Subtotal A	203,280
B	Diseño, Obras Civiles, Montaje y Desmontaje Electromecánico	
	B.1 Obras Civiles	
	B.1.1 Movilización y demovilización de equipos y materiales	4,140.99
	B.1.2 Obras preliminares y provisionales	6,896.64
	B.1.3 Trabajos preliminares	7,541.56
	B.1.4 Refuerzo de fundacion	30,562.88
	B.2 Montaje y desmontaje electromecánico	
	B.2.1 Incremento de torre	84,000.00
	B.2.2 Retensado de Conuctor	0.00
	B.2.3 Inspección y verificación	2,143.63
Subtotal B	135,285.70	
C	SUB. ESTACIONES	
	C.1 Transformador de Corriente	
	C.1.1 Desmontaje	2,130
	C.1.2 Suministro	108,000
	C.1.3 Montaje	2,460
Subtotal C	112,590	
COSTOS INDIRECTOS		
1	Suministro	292,800
2	Montaje	107,070
3	Obras Civiles	51,286
4	SUB TOTAL 1	451,156
5	Gastos Generales y Utilidades	47,507
6	SUB TOTAL 2	498,662
7	Diseños y Estudios	17,000
8	SUB TOTAL 3	515,662
9	Gerenciamiento	46,410
10	TOTAL	562,072

Dicho refuerzo se instalará en el apoyo de la estructura y su montaje se efectuará mediante una grúa que soporte el peso de la torre más el peso de los conductores esto será posible siempre y cuando haya el camino de acceso adecuado o caso contrario se tendría que aumentar una partida para el mantenimiento de los caminos de acceso, en el caso de no ser así se utilizara un helicóptero. Este incremento en la base de la estructura de un cuerpo ocasiona esfuerzos adicionales a la cimentación mejor dicho aumenta el peso de la estructura y por ende se incrementa el esfuerzo de compresión requiriéndose realizar un refuerzo a la cimentación, todo esto será incluido en la tabla de presupuesto que se muestra en la tabla N° 4.2.

De la misma forma este presupuesto no cuenta con el costo de racionamiento, el costo total será de USD 812 072.

4.1.3 Cambio de cadena de aisladores por aisladores line post

El cambio de aisladores solo se realizará en las cadenas de aisladores tipo suspensión ya que técnicamente se ganaría una distancia de 3,6 metros con respecto al amarre del conductor por ende un incremento en la distancia conductor - suelo, en el caso de la cadena de anclaje no ayudaría en nada la instalación de un Line Post ya que ambos tienen una configuración horizontal, ahora al transmitir una potencia de 200 MVA la temperatura del conductor aumenta y este se elonga debido a la dilatación del material, ocasionado que disminuya la distancia suelo – conductor, utilizando el programa PLSCADD se detectó 24 vanos críticos que tienen 24 torres tipo suspensión y 18 torres tipo anclaje, ante esto solo se cambia a line post las 24 torres en suspensión las demás torres se dejan intactas. En caso no lograr la distancia de seguridad permitida se tendrá que combinar con la remoción de terreno que se indicó en el Capítulo II.

La instalación de Line Post se deberá hacer desenergizando la línea eléctrica pero previo a esto se colocará las bases para el line post, dicha base será enviada con un ingeniero estructural para su diseño y luego se procederá con la desinstalación de cadena de suspensión, el conductor será amarrado a la estructura mientras se instalan las dos cadenas en suspensión y la cadena line post, antes de desinstalar el conductor se debe verificar si existen líneas que pasan por debajo de esta para su previsión, actualmente se está instalando las bases para el Line Post en la Línea de Transmisión Ica – Marcona 220 kV y se tiene un rendimiento de dos bases por día. La instalación de la base del line post es son trabajos previos con la línea energizada y que serán realizadas antes del día de corte, día que será programada por los operadores de la línea.

En el día de corte se desmontará la cruceta y la cadena de suspensión para luego montar el line post y las cadenas de suspensión todo esto con un tiempo máximo de 8 horas tiempo que dura el corte. En la tabla N° 4.3 se muestra el presupuesto para todos

los trabajos que se realizarán en la línea de transmisión especialmente en los 24 vanos que no cumplen con la distancia de seguridad, el presupuesto contempla suministro, transporte y las obras civiles; también se incluye el costo por el tiempo de corte de energía no incluyéndose las horas de corte por mantenimiento todo esto hace un total de USD 727 484.

Tabla N° 4.3 Presupuesto Referencial de la alternativa de cambio de aisladores

ITEM	DESCRIPCION	LT-2220 MANTARO HUAYUCACHI
COSTOS DIRECTOS		
A	Suministro y Transporte de Equipos y Materiales	
A.1	Sumistro	
A.1.1	Estructuras	0
A.1.2	Cadena de aisladores y/o accesorios	23,847
A.1.3	Conductor y accesorios	320
A.2	Transporte	
A.2.1	Montaje Refuerzos	2,417
	Subtotal A	26,584
B	Diseño, Obras Civiles, Montaje y Desmontaje Electromecánico	
B.1	Obras Civiles	
B.1.1	Movilización y demovilización de equipos y materiales	4,140.99
B.1.2	Obras preliminares y provisionales	6,896.64
B.1.3	Trabajos preliminares	7,541.56
B.1.4	Excavacion, Relleno y Eliminacion	193,259.65
B.2	Montaje y desmontaje electromecánico	
B.2.1	Refuerzo de estructura	0.00
B.2.2	Cadena de aisladores y/o accesorios	1,234.77
B.2.3	Inspección y verificación	2,143.63
	Subtotal B	215,217.24
C	SUB. ESTACIONES	
C.1	Transformador de Corriente	
C.1.1	Desmontaje	2,130
C.1.2	Suministro	108,000
C.1.3	Montaje	2,460
	Subtotal C	112,590
COSTOS INDIRECTOS		
1	Suministro	132,167
2	Montaje	8,241
3	Obras Civiles	213,982
4	SUB TOTAL 1	354,391
5	Gastos Generales y Utilidades	66,667
6	SUB TOTAL 2	421,058
7	Diseños y Estudios	17,000
8	SUB TOTAL 3	438,058
9	Gerenciamiento	39,425
10	TOTAL	477,484

4.1.4 Cambio de conductor existente por conductor convencional de Aleacion de Aluminio AAAC

El cambio de conductor se realizará por un conductor de aleación de aluminio AAAC cuya característica principal es de menor flecha y peso que el conductor

actualmente instalado. Dado esto los esfuerzos transmitidos a la estructura y a la cimentación serán menores y no se requerirá de algún refuerzo en ellas, también cabe destacar que la tensión a aplicar al conductor es menor que el ACSR. La flecha de un conductor depende del vano, peso y tiro aplicado por ello en un conductor de aleación de aluminio estos parámetros son de menor dimensión que en un conductor reforzado con acero, en la figura N° 4.1 se muestra efectivamente que la flecha del AAAC es menor.

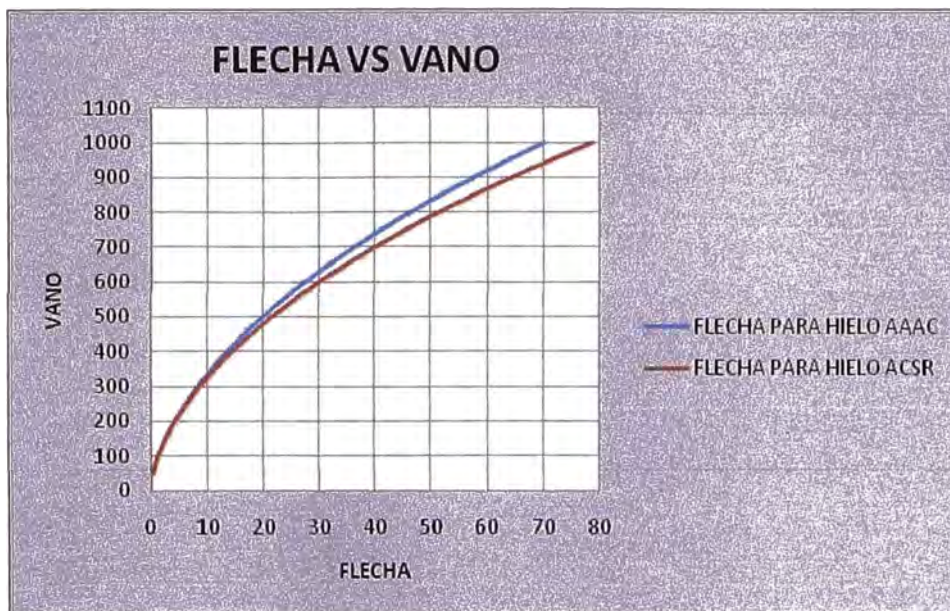


Fig. 4.1: Comparación de Flecha de AAAC y ACSR

Con respecto a la potencia a transmitir de 200 MVA la corriente será de 524,8 A y utilizando el balance térmico (Ampacity) se haya la temperatura del conductor que es de 55°C tal como se muestra en la tabla N° 3.10, es por ello que se concluye en utilizar el conductor AAAC de 500 mm². Para el montaje de la línea se incluirán el cambio de las ferreterías que está directamente involucradas con el conductor tales como varillas de armar, empalmes, balizas, grapas de suspensión, grapas de anclaje y contrapesos además de postes que serán instalados paralelos a la línea de transmisión y que servirán para sujetar los conductores mientras se reemplaza por el conductor AAAC todo el suministro mencionado será incluido en el presupuesto.

La línea de transmisión Campo Armiño – Huayucachi de 220 kV tiene una longitud total de 76,75 km de los cuales solo se reemplazará 24 kilómetros de conductor, esta distancia fue evaluada de acuerdo al lugar donde se encuentran ubicados los vanos críticos, el conductor será reemplazado por tramos mejor dicho en estructuras de anclaje a anclaje, para la realización de este trabajo se tendrá que cortar el suministro eléctrico por varias horas o por días esto ocasionará que la alternativa tenga un presupuesto elevado ya que el costo por racionamiento es alto, todo esto dependerá de el numero de cuadrillas que se utilicen, a mas cuadrillas el tiempo de corte es menor.

El conductor existente será instalado momentáneamente en postes paralelos a la línea para evitar cortes muy prolongados y hasta que se termine de reemplazar por el conductor de aleación de aluminio AAAC, luego serán desmontados y llevados al siguiente tramo donde se reemplazará el conductor, terminando el trabajo estos serán llevados en su totalidad al almacén del propietario. El presupuesto a presentar a continuación se incluye todo lo mencionado anteriormente.

Tabla N° 4.4 Presupuesto Referencial de la alternativa de cambio de conductor AAAC

ITEM	DESCRIPCION	LT-2220	
		MANTARO HUAYUCACHI	
COSTOS DIRECTOS			
A	Suministro y Transporte de Equipos y Materiales		
	A.1 Sumistro		
	A.1.1 Postes y accesorios	54,818	
	A.1.2 Accesorios de cadenas de aisladores	9,180	
	A.1.3 Conductor y accesorios	579,525	
	A.2 Transporte		
	A.2.1 Transporte de suministro	64,352	
	Subtotal A	707,875.18	
	B	Diseño, Obras Civiles, Montaje y Desmontaje Electromecánico	
		B.1 Obras Civiles	
B.1.1 Movilización y demovilización de equipos y materiales		4,140.99	
B.1.2 Obras preliminares y provisionales		6,896.64	
B.1.3 Trabajos preliminares		7,541.56	
B.1.4 Fundacion		0.00	
B.2 Montaje y desmontaje electromecánico			
B.2.1 Postes y accesorios		12,000.00	
B.2.2 Conductor y accesorios		136,368.00	
B.2.3 Accesorios de cadenas de aisladores y verificacion de distancias		3,943.63	
Subtotal B	170,890.82		
C	SUB. ESTACIONES		
	C.1 Transformador de Corriente		
	C.1.1 Desmontaje	2,130	
	C.1.2 Suministro	108,000	
	C.1.3 Montaje	2,460	
Subtotal C	112,590		
COSTOS INDIRECTOS			
1	Suministro	751,523	
2	Montaje	217,310	
3	Obras Civiles	22,523	
4	SUB TOTAL 1	991,356	
5	Gastos Generales y Utilidades	71,950	
6	SUB TOTAL 2	1,063,306	
7	Diseños y Estudios	17,000	
8	SUB TOTAL 3	1,080,306	
9	Gerenciamiento	97,228	
10	TOTAL	1,177,533	

El monto de presupuesto por cambio de conductor de aleación de aluminio AAAC es de USD 1 177 533 sin incluirle el costo por racionamiento, para la comparación de alternativas se tomará el costo total que es de USD 1 427 533.

4.1.5 Cambio de conductor existente por conductor de alta temperatura TACSR

Este tipo de conductor es de alta temperatura y se caracteriza por soportar temperaturas hasta de 210 °C, en el siguiente cuadro se compara los datos técnicos del ACSR Curlew y TACSR 595.

Tabla N° 4.5 Comparación de Datos Técnicos

ASTM	ACSR Curlew	G(Z)TACSR
Seccion de Aluminio (mm ²)	522.52	531.2
Seccion de Acero (mm ²)	67.73	63.55
Seccion Total (mm ²)	590.2	594.7
Diametro Nominal (mm)	31.62	31.54
Tiro de Rotura (KN)	166	178.6
Peso Nominal (kg/km)	1972	1963
Resistencia (°C)	0.052	0.055
Maxima Temperatura de operacion	90°C	150°C / 210°C

De la tabla se puede apreciar que ambos conductores tienen datos similares pero se diferencian en la temperatura máxima de operación y el tiro máximo de rotura en ambos casos mayores que el ACSR Curlew, datos que incurren directamente en la corriente a transportar y la flecha a incrementar, como se sabe la flecha es indirectamente proporcional al tiro aplicado por ende un mayor tiro le corresponde una menor flecha, de igual manera el peso del conductor es directamente proporcional a la flecha; de la tabla N° 4.5 podemos constatar que el peso del conductor GZ TACSR es menor que el ACSR en las siguientes figuras se puede apreciar lo mencionado.

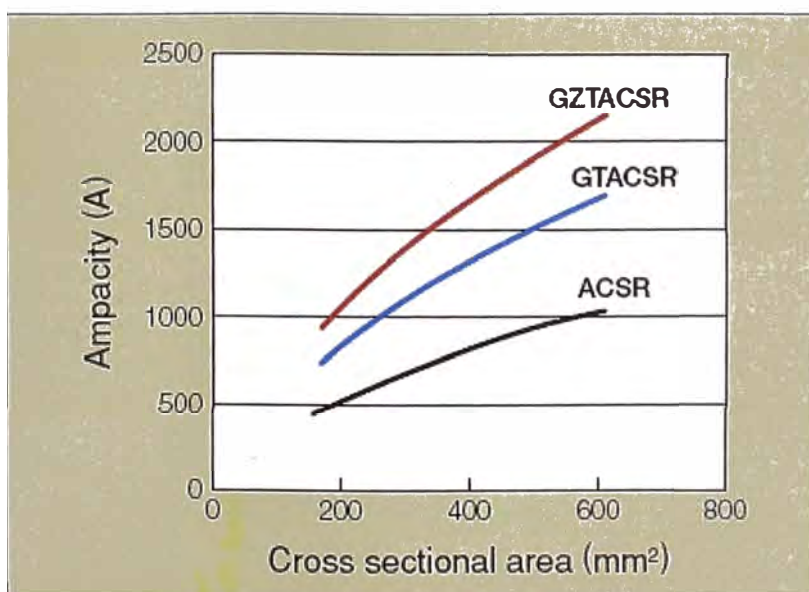


Fig. 4.2: Comparación de Corriente de ACSR y TACSR

Como podemos observar en la figura N° 4.2 para la sección de 592 mm² el conductor TACSR puede conducir hasta 2000 Amperios siendo esta una potencia de 762 MVA y el conductor ACSR prácticamente la mitad con una potencia de transporte de 381 MVA, en la siguiente figura se mostrara la diferencia de flechas entre ambos conductores.

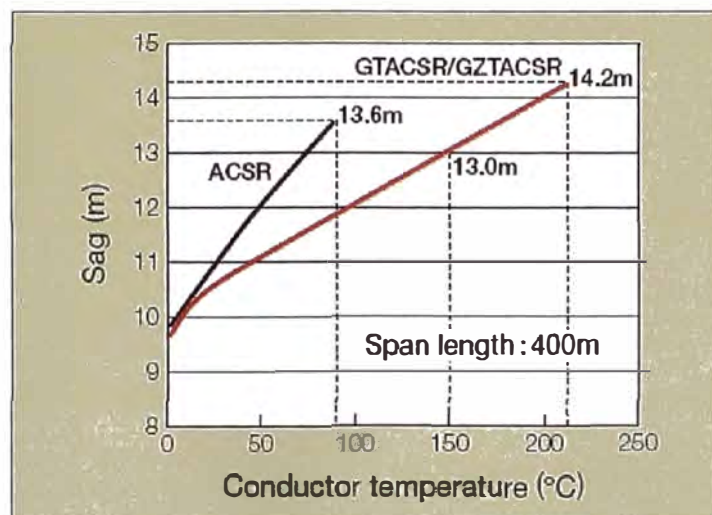


Fig. 4.3 : Comparación de Flechas de ACSR y TACSR

Claramente se puede ver que la flecha para el conductor TACSR es mucho menor que el conductor convencional ACSR, de estas características se puede apreciar que este tipo de conductor es la solución para transportar más potencia ya que a secciones similares el peso del conductor TACSR-595 es menor que el ACSR Curlew, característica importante que influye directamente en el esfuerzo de la estructura y de la cimentación haciéndola menor en nuestro caso. Si bien es la alternativa técnicamente mejor, el costo de montaje de este conductor es un 30% mayor que el conductor ACSR y su costo por suministro es prácticamente el doble además se considera el cambio de la ferretería asociada a esta. En la tabla N° 4.6 se mostrara el presupuesto referencial del cambio de conductor en 24 km de línea de transmisión.

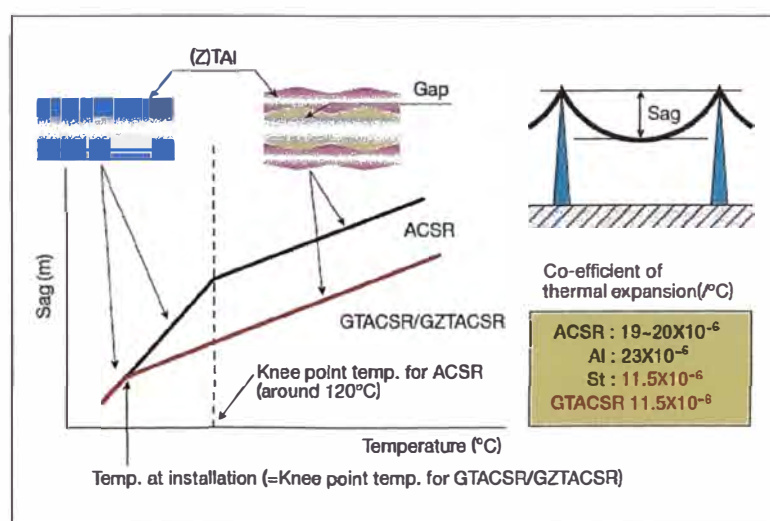


Fig. 4.4 : Comparación de coeficientes de dilatación de ACSR y TACSR

Otro parámetro que se tiene que tomar en cuenta en los conductores termoresistentes como el GZ TACSR es el coeficiente de dilatación térmica ya que su valor es de $11,5 \times 10^{-6}$ mientras que en el ACSR es de 19×10^{-6} esto debido a que al momento del flechado este es aplicado al núcleo de acero.

Tabla N° 4.6 Presupuesto Referencial de la alternativa de cambio de conductor TACSR

ITEM	DESCRIPCION	LT-2220
		MANTARO HUAYUCACHI
COSTOS DIRECTOS		
A	Suministro y Transporte de Equipos y Materiales	
	A.1 Sumistro	
	A.1.1 Postes y accesorios	54,818
	A.1.2 Accesorios de cadenas de aisladores	9,180
	A.1.3 Conductor y accesorios	970,375
	A.2 Transporte	
	A.2.1 Transporte de suministro	103,437
	Subtotal A	1,137,810.22
B	Diseño, Obras Civiles, Montaje y Desmontaje Electromecánico	
	B.1 Obras Civiles	
	B.1.1 Movilización y demovilización de equipos y materiales	4,140.99
	B.1.2 Obras preliminares y provisionales	6,896.64
	B.1.3 Trabajos preliminares	7,541.56
	B.1.4 Fundacion	0.00
	B.2 Montaje y desmontaje electromecánico	
	B.2.1 Postes y accesorios	12,000.00
	B.2.2 Conductor y accesorios	160,430.40
	B.2.3 Accesorios de cadenas de aisladores y verificacion de distancias	3,943.63
	Subtotal B	194,953.22
C	SUB. ESTACIONES	
	C.1 Transformador de Corriente	
	C.1.1 Desmontaje	2,130
	C.1.2 Suministro	108,000
	C.1.3 Montaje	2,460
	Subtotal C	112,590
COSTOS INDIRECTOS		
1	Suministro	1,142,373
2	Montaje	280,458
3	Obras Civiles	22,523
4	SUB TOTAL 1	1,445,353
5	Gastos Generales y Utilidades	90,894
6	SUB TOTAL 2	1,536,248
7	Diseños y Estudios	17,000
8	SUB TOTAL 3	1,553,248
9	Gerenciamiento	139,792
10	TOTAL	1,693,040

El costo total en la tabla N° 4.6 no incluye el costo por el corte de energía que es de un total de \$ 250 000 con esto el nuevo presupuesto será de un total de \$1 943 040.

La repotenciación de la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi involucra tanto la línea como la subestación es por ello que los presupuestos indicados anteriormente

abarcan todo los cambios posibles, dado ello es que unas alternativas tienen menores costos que otros pero técnicamente no son recomendables.

4.2 Propuesta de Repotenciación

Hoy en día toda construcción está obligada a tener un estudio de Impacto Ambiental dado esto cualquier maniobra que se realice en el terreno al repotenciar una línea transmisión deberá presentar un EIA al ministerio, para esto el informe en cuestión tratara de minimizar estos impactos de manera que los costos sean los menos posibles.

4.2.1 Comparación de Alternativas

Las alternativas fueron analizadas técnicamente en el capítulo II y capítulo III tomando en cuenta que se está analizando una línea de transmisión que se construyo aproximadamente 30 años. La comparación de realizará con las principales características de las opciones analizadas.

Tabla N° 4.7 Resumen de Presupuesto de las alternativas en análisis

Item	Actividades	Refuerzo de Estructura	Refuerzo de la fundacion	Cambio de Conductor	Presupuesto Referencial (*)
1.1	Retensado de Conductor	42	42	-	\$ 709 683
1.2	Incremento de Estructura	42	42	-	\$ 812 072
1.3	Remocion de Terreno y Cambio de cadenas por Line post	-	-	-	\$ 727 484
1.4	Cambio de conductor Existente por AAAC	-	-	72	\$ 1 427 533
1.5	Cambio de conductor Existente por conductor de alta temperatura TACSR	-	-	72	\$ 1 943 040

(*) El costo incluye el racionamiento

De la tabla N° 4.7 se puede observar que la alternativa más económica es el retensado de conductor y el presupuesto más elevado es la alternativa de cambio de conductor por TACSR, todas las alternativas mencionadas en la tabla N° 4.7 tienen sus ventajas y desventajas pero en el caso del retensado no es recomendable esta práctica debido a que son conductores antiguos y tiende a presentar fisuras a lo largo de la línea que provocarían una rotura del conductor al momento de realizar la retension. Para el caso del incremento de estructuras, se está considerando en el presupuesto el corte de racionamiento por un día, ahora hay que tomar en cuenta que son 42 estructuras y lo más probable es que no se realice en un día todo el trabajo en las estructuras, esto trae consigo el aumento del presupuesto; la alternativa de remoción de terreno y cambio de cadena por aislador line post es la segunda menos costosa, dicha alternativa actualmente se está desarrollando en las líneas de transmisión 220 kV Ica – Marcona y la Mantaro – Cotaruse – Socabaya de propiedad de Red de Energía del Perú siendo una de las alternativas de corto plazo más recomendable.

Las alternativas de cambio de conductor son más costosas pero si se quisiera transmitir más potencia seria la ideal. Para este informe nos basaremos en la

conservación del conductor para transmitir una potencia de 200 MVA siendo la alternativa de remoción de terreno y cambio de las cadenas de aisladores en suspensión por aisladores tipo line post más económica y técnicamente más viable es por ello que la repotenciación de la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi 220 kV se analizó con esta alternativa cada vano crítico y se recomendó una solución tal como se mostrará en la tabla N° 4.8.

Tabla N° 4.8 Distancias del conductor al terreno mediante el PLSCADD a una potencia de 200MVA

Item	Vano (m)	Tipo Torre		Descripción en el punto crítico			ALTERNATIVAS DE SOLUCION
		Tn	Tn+1	Altura Crítica en PLS CADD (m)	Ubicado a (m) de la Estructura	Características del terreno alrededor del punto crítico	
1	T09-T10 181,63	C3	C3	6.60	54,75 (T010)	Terreno natural	Remover terreno natural de 538 m3.
2	T18-T19 268,26	C3	C3	5.81	217,14 (T018)	Terreno natural	Remover terreno natural de 9 m3.
3	T25-T26 888,48	B3	C3	6.82	88,89 (T026)	Terreno natural	Remover terreno natural de 5 m3.
4	T39-T40 294,75	C3	C3	5.81	172,56 (T039)	Terreno natural	Remover de terreno natural de 20 m3.
5	T67-T68 186,94	C3	A3	5.39	93,30 (T067)	Terreno rocoso	Remover terreno rocoso de 17 m3.
6	T70-T71 623,01	B3	B3	6.35	280,18 (T070)	Terreno eriazo	Remover terreno natural de 15 m3.
7	T74-T75 382,18	A3	A3	6.48	167,54 (T074)	Terreno natural	Instalar aislador Line Post en T75 en conductor de fase inferior / Desquinche de terreno natural de 29 m3.
8	T75-T76 412,08	A3	A3	6.69	180,66 (T076)	Terreno natural	Instalar Islador Line Post en T75 en conductor de fase inferior / Desquinche de terreno natural de 111 m3.
9	T77-T78 382,24	B3	C3	5.12	84,12 (T078)	Terreno natural	Remover terreno natural de 1302 m3 / Instalar aislador Line Post en T77 y remover terreno natural de 499 m3
10	T87-T88 527,05	C3	C3	6.77	80,81 (T087)	Terreno rocoso	Remover terreno rocoso de 36 m3.
11	T89-T90 413,45	B3	B3	5.73	120,83 (T089)	Terreno rocoso	Instalar aislador Line Post en T89 y T90 / Remover terreno rocoso de 51 m3.
12	T94-T95 349,31	B3	A3	6.12	174,76 (T094)	Terreno de cultivo	Instalar aislador Line Post en T94
13	T97-T98 362,50	C3	B3	5.79	117,90 (T098)	Terreno natural	Instalar aislador Line Post en T98 en conductor de fase inferior / Desquinche de terreno natural de 70 m3.
14	T99-T100 364,49	A3	A3	5.90	167,94 (T100)	Terreno de cultivo	Instalar aislador Line Post en T100 en conductor de fase inferior (T99 actualmente con Line Post)
15	T103-T104 422,60	A3	C3	6.28	157,71 (T103)	Terreno natural	Remover terreno natural de 750 m3 (T103 actualmente con Line Post)
16	T104-T105 503,11	C3	A3	5.50	232,36 (T105)	Terreno eriazo/ roca fragmentada	Remover terreno roca fragmentada de 962 m3.(T105 actualmente con Line Post)
17	T108-T109 468,18	A3	B3	5.65	241,58 (T109)	Terreno de cultivo	Instalar aislador Line Post a T108 y T109 en conductor de fase inferior
18	T111-T112 503,71	B3	C3	5.86	326,72 (T111)	Terreno natural	Instalar aislador en T111 en conductor de fase inferior / Remover terreno natural de 4000 m3.
19	T125-T126 528,86	A3	A3	6.65	461,64 (T125)	Terreno rocoso	Instalar aislador Line Post en T126 en conductor de fase inferior / Desquinche de terreno rocoso de 44 m3.
20	T126-T127 239,06	A3	A3	6.07	80,17 (T126)	Terreno rocoso	Instalar aislador Line Post en T126 en conductor de fase inferior / Desquinche de terreno rocoso de 117 m3.
21	T128-T129 406,67	B3	A3	6.14	140,74 (T128)	Terreno rocoso	Instalar aislador Line Post en T128 en conductor de fase inferior / Desquinche de terreno rocoso de 1299 m3
22	T132-T133 291,38	C3	C3	6.47	144,46 (T132)	Terreno natural	Desquinche de terreno natural de 2207 m3.
23	T149-T150 381,31	C3	B3	6.23	169,04 (T149)	Cementerio	Cambiar por aislador tipo Line Post a T150
24	T152-T153 259,36	A3	D3	6.24	114,15 (T152)	Terreno de cultivo	Cambiar por aislador tipo Line Post a T152.

En la tabla N° 4.8 se obtuvo las distancias de seguridad simulando la catenaria a una potencia de 200 MVA con el programa PLSCADD con esto se analizó los vanos críticos y se recomendó la alternativa más apropiada, como se puede apreciar hay alternativas donde solo se recomienda remoción de terreno o solo la instalación de

aislador Line Post también está la posibilidad de combinar ambas alternativas dependiendo del caso que se presente en campo.

4.3 Ventajas

La alternativa propuesta fue analizada desde el punto vista técnico económico para transportar una potencia de 200 MVA sin cambiar de conductor ya que su temperatura de operación del conductor existente no sobrepasa el límite térmico (70 °C), las ventajas que caracterizan a esta alternativa son las siguientes.

- Menor costo a comparación de las otras alternativas.
- Menor tiempo de ejecución de obra.
- Menores cortes de suministro eléctrico
- No hay la necesidad de reforzar las estructuras y las cimentaciones
- Facilidad en la instalación

Las desventajas a esta alternativa son las siguientes.

- Lo máximo a transmitir es de 314 MVA en el Limite Térmico
- Aumento de perdidas Joule y Corona.
- Impacto Ambiental

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. La alternativa de remoción de terreno y cambio de cadenas de aisladores en suspensión por Line Post es más viable desde el punto de vista técnico - económico para repotenciar la Línea de Transmisión Mantaro – Huayucachi a una potencia de transporte de 200 MVA.
2. Si bien los conductores de Alta temperatura TACSR soportan temperaturas hasta de 150 °C para la potencia requerida la solución más óptima es conservando el conductor existente ACSR Curlew.
3. Se realizó un análisis económico de cada alternativa obteniendo como la más económica el retensado de conductor pero técnicamente menos confiable por la antigüedad de la línea de transmisión.
4. Se analizó el cambio del conductor existente por un conductor de Aleación de Aluminio de característica parecida pero de menor flecha y peso obteniéndose un costo mayor al 96% del costo de la alternativa seleccionada.
5. El conductor de Alta temperatura TACSR analizado tiene características similares al ACSR Curlew pero el costo por kilómetros es de dos a tres veces más que el convencional, además estos conductores presentan más ventajas ya que muestran características mecánicas que se adecuan a la repotenciación de líneas de Transmisión.
6. El costo para repotenciar la línea de transmisión Mantaro – Huayucachi 220 kV utilizando conductores de alta temperatura TACSR es casi tres veces el costo de la alternativa seleccionada.
7. La catenaria se simuló utilizando el programa PLSCADD con los datos obtenidos en campo y las recomendaciones de la IEEE Std 738- 2006 Standard for Calculating The Current – temperatura of Bare Overhead Conductor.
8. El número de vanos críticos analizados para transportar la potencia de 200 MVA es de 24 lo cual representa el 15,3% del total de vanos (157) de la línea Mantaro – Huayucachi.
9. Para las condiciones de emergencia, es decir para la potencia de 240 MVA (tomando como base la potencia de 200 MVA), o para la potencia de 295 MVA

(Emergencia de 30 minutos), se requiere cambiar los Transformadores de Corriente que tienen una capacidad actual 600 A, de las Subestaciones Campo Armiño y Huayucachi por transformadores de corriente que tenga una capacidad de 775 A.

10. El presupuesto para asegurar la transmisión de 200 MVA en condiciones normales de operación es US\$ 913 792, y el tiempo requerido es de 130 días.

Recomendaciones

1. De las alternativas planteadas el uso del conductor TACSR es muy costosa ya que en el mercado puede costar hasta tres veces más el costo de un conductor ACSR, aunque técnicamente es mejor que el conductor existente pero para el propósito de transportar una potencia de 200 MVA la alternativa propuesta es la más viable.
2. El tiempo en que la línea estará fuera de servicio es importante, en esta alternativa se prevé de utilizar los días de mantenimiento para realizar los trabajos.
3. Se debe colocar las bases para la instalación del line post previo a los días de corte de energía y la preparación de las crucetas para su desmontaje y reemplazo.
4. Los días de corte de energía deben programarse con los días en que se realizan los mantenimientos de la línea transmisión en estudio.
5. En caso se requiera transmitir potencias de 250 MVA a mas es recomendable el uso de los conductores de alta temperatura como se analizo en este informe.
6. Es recomendable que para el tendido de los conductores de alta temperatura se utilice personal con experiencia en estos tipos de conductores o que hayan sido capacitados adecuadamente ya que en el Perú son poco o casi nulo es uso de estos conductores en las líneas de transmisión.

ANEXOS

ANEXO A
CALCULO MECANICO Y FLECHA DEL CONDUCTOR PARA LA
POTENCIA DE 180 MVA, 190 MVA Y 200 MVA.

Zona III - desnivel 0

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 180 MVAEDS = 10°C
T max = 50°C.EDS = 10°C
T max = 53°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.96	1.42	2.97	880.67	100.00	2.85	1.47	2.86	847.72	0.05
125.00	3.31	1.99	3.32	983.84	125.00	3.21	2.05	3.21	953.54	0.06
150.00	3.60	2.63	3.61	1070.58	150.00	3.51	2.70	3.52	1042.66	0.07
175.00	3.85	3.35	3.86	1143.74	175.00	3.76	3.43	3.77	1118.01	0.08
200.00	4.05	4.15	4.07	1205.33	200.00	3.97	4.24	3.99	1180.78	0.09
225.00	4.23	5.03	4.25	1258.66	225.00	4.16	5.12	4.18	1236.86	0.09
250.00	4.39	6.00	4.41	1303.94	250.00	4.32	6.09	4.34	1283.89	0.09
275.00	4.52	7.05	4.54	1342.87	275.00	4.46	7.14	4.48	1324.42	0.09
300.00	4.63	8.18	4.66	1376.48	300.00	4.57	8.28	4.60	1359.50	0.10
325.00	4.73	9.40	4.76	1405.60	325.00	4.68	9.51	4.71	1389.96	0.11
350.00	4.81	10.71	4.85	1430.93	350.00	4.76	10.82	4.80	1416.51	0.11
375.00	4.89	12.11	4.93	1453.05	375.00	4.84	12.23	4.88	1439.74	0.12
400.00	4.95	13.60	5.00	1472.44	400.00	4.91	13.72	4.96	1460.14	0.12
425.00	5.01	15.18	5.06	1489.49	425.00	4.97	15.30	5.02	1478.10	0.12
450.00	5.06	16.86	5.12	1504.55	450.00	5.03	16.97	5.08	1493.99	0.11
475.00	5.11	18.62	5.17	1517.90	475.00	5.07	18.74	5.14	1508.09	0.12
500.00	5.15	20.47	5.21	1529.76	500.00	5.12	20.60	5.18	1520.63	0.13
525.00	5.18	22.42	5.26	1540.34	525.00	5.15	22.55	5.23	1531.84	0.13
550.00	5.21	24.46	5.30	1549.81	550.00	5.19	24.59	5.27	1541.87	0.13
575.00	5.24	26.60	5.33	1558.31	575.00	5.22	26.72	5.31	1550.89	0.12
600.00	5.27	28.82	5.36	1565.97	600.00	5.24	28.95	5.34	1559.02	0.13
625.00	5.29	31.15	5.40	1572.88	625.00	5.27	31.28	5.37	1566.36	0.13
650.00	5.31	33.56	5.42	1579.14	650.00	5.29	33.69	5.40	1573.01	0.13
675.00	5.33	36.07	5.45	1584.82	675.00	5.31	36.21	5.43	1579.06	0.14
700.00	5.34	38.72	5.47	1588.45	700.00	5.33	38.81	5.46	1584.56	0.09
725.00	5.36	41.41	5.50	1593.34	725.00	5.34	41.55	5.48	1588.02	0.14
750.00	5.37	44.21	5.52	1597.79	750.00	5.36	44.35	5.51	1592.78	0.14
775.00	5.39	47.10	5.55	1601.88	775.00	5.37	47.24	5.53	1597.14	0.14
800.00	5.40	50.08	5.57	1605.62	800.00	5.39	50.22	5.55	1601.14	0.14
825.00	5.41	53.16	5.59	1609.06	825.00	5.40	53.31	5.58	1604.82	0.15
850.00	5.42	56.34	5.61	1612.23	850.00	5.41	56.48	5.60	1608.21	0.14
875.00	5.43	59.62	5.63	1615.16	875.00	5.42	59.76	5.62	1611.34	0.14
900.00	5.44	62.99	5.65	1617.86	900.00	5.43	63.13	5.64	1614.24	0.14
925.00	5.45	66.45	5.67	1620.37	925.00	5.44	66.60	5.66	1616.92	0.15
950.00	5.46	70.02	5.69	1622.69	950.00	5.45	70.16	5.68	1619.41	0.14
975.00	5.47	73.68	5.71	1624.85	975.00	5.46	73.83	5.70	1621.72	0.15
1000.00	5.47	77.44	5.73	1626.87	1000.00	5.46	77.59	5.72	1623.88	0.15
1025.00	5.48	81.30	5.75	1628.74	1025.00	5.47	81.44	5.74	1625.89	0.14
1050.00	5.48	85.25	5.77	1630.49	1050.00	5.48	85.40	5.76	1627.77	0.15
1075.00	5.49	89.31	5.79	1632.13	1075.00	5.48	89.45	5.78	1629.52	0.14
1100.00	5.50	93.46	5.81	1633.67	1100.00	5.49	93.61	5.80	1631.17	0.15
1125.00	5.50	97.71	5.83	1635.11	1125.00	5.49	97.86	5.82	1632.71	0.15
1150.00	5.50	102.06	5.85	1636.46	1150.00	5.50	102.21	5.84	1634.16	0.15
1175.00	5.51	106.51	5.87	1637.73	1175.00	5.50	106.66	5.86	1635.52	0.15
1200.00	5.51	111.06	5.89	1638.92	1200.00	5.51	111.21	5.88	1636.80	0.15
1225.00	5.52	115.71	5.91	1640.05	1225.00	5.51	115.86	5.90	1638.00	0.15
1250.00	5.52	120.46	5.93	1641.11	1250.00	5.51	120.61	5.92	1639.14	0.15
1275.00	5.52	125.31	5.95	1642.11	1275.00	5.52	125.46	5.94	1640.22	0.15
1300.00	5.53	130.26	5.97	1643.06	1300.00	5.52	130.41	5.96	1641.24	0.15
1325.00	5.53	135.31	5.99	1643.96	1325.00	5.52	135.46	5.98	1642.20	0.15
1350.00	5.53	140.46	6.01	1644.81	1350.00	5.53	140.61	6.00	1643.11	0.15
1375.00	5.54	145.71	6.03	1645.61	1375.00	5.53	145.86	6.02	1643.97	0.15
1400.00	5.54	151.07	6.05	1646.37	1400.00	5.53	151.22	6.04	1644.79	0.15
1425.00	5.54	156.52	6.07	1647.10	1425.00	5.54	156.67	6.06	1645.57	0.15
1450.00	5.54	162.08	6.09	1647.79	1450.00	5.54	162.23	6.08	1646.31	0.15
1475.00	5.54	167.75	6.11	1648.45	1475.00	5.54	167.90	6.10	1647.01	0.15
1500.00	5.55	173.51	6.13	1649.07	1500.00	5.54	173.66	6.13	1647.68	0.15
1525.00	5.55	179.38	6.15	1649.66	1525.00	5.54	179.53	6.15	1648.32	0.15
1550.00	5.55	185.35	6.17	1650.23	1550.00	5.55	185.50	6.17	1648.93	0.15
1575.00	5.55	191.43	6.20	1650.77	1575.00	5.55	191.58	6.19	1649.51	0.15
1600.00	5.55	197.61	6.22	1651.29	1600.00	5.55	197.76	6.22	1650.07	0.15
1625.00	5.56	203.89	6.24	1651.78	1625.00	5.55	204.05	6.24	1650.60	0.16
1650.00	5.56	210.28	6.27	1652.25	1650.00	5.55	210.44	6.26	1651.10	0.16
1675.00	5.56	216.78	6.29	1652.71	1675.00	5.56	216.93	6.29	1651.59	0.15
1700.00	5.56	223.38	6.31	1653.14	1700.00	5.56	223.53	6.31	1652.05	0.15
1725.00	5.56	230.09	6.34	1653.55	1725.00	5.56	230.24	6.33	1652.49	0.15
1750.00	5.56	236.90	6.36	1653.95	1750.00	5.56	237.06	6.36	1652.92	0.16
1775.00	5.56	243.82	6.38	1654.33	1775.00	5.56	243.98	6.38	1653.33	0.16
1800.00	5.57	250.85	6.41	1654.69	1800.00	5.56	251.01	6.41	1653.72	0.16
1825.00	5.57	257.99	6.43	1655.04	1825.00	5.56	258.14	6.43	1654.10	0.15
1850.00	5.57	265.23	6.46	1655.38	1850.00	5.57	265.39	6.46	1654.46	0.16

Conclusión: La máxima diferencia de flechas es 0,16 m.

Zona III - desnivel 0

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 190 MVAEDS = 10°C
T max = 50°C.EDS = 10°C
T max = 54°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.96	1.42	2.97	880.67	100.00	2.82	1.49	2.82	837.31	0.07
125.00	3.31	1.99	3.32	983.84	125.00	3.18	2.07	3.18	943.90	0.08
150.00	3.60	2.63	3.61	1070.58	150.00	3.48	2.72	3.49	1033.72	0.09
175.00	3.85	3.35	3.86	1143.74	175.00	3.73	3.45	3.74	1109.73	0.10
200.00	4.05	4.15	4.07	1205.33	200.00	3.95	4.27	3.96	1172.81	0.12
225.00	4.23	5.03	4.25	1258.66	225.00	4.14	5.15	4.15	1229.80	0.12
250.00	4.39	6.00	4.41	1303.94	250.00	4.30	6.12	4.32	1277.37	0.12
275.00	4.52	7.05	4.54	1342.87	275.00	4.43	7.18	4.46	1318.42	0.13
300.00	4.63	8.18	4.66	1376.48	300.00	4.55	8.32	4.58	1353.96	0.14
325.00	4.73	9.40	4.76	1405.60	325.00	4.66	9.54	4.69	1384.85	0.14
350.00	4.81	10.71	4.85	1430.93	350.00	4.75	10.86	4.79	1411.79	0.15
375.00	4.89	12.11	4.93	1453.05	375.00	4.83	12.26	4.87	1435.38	0.15
400.00	4.95	13.60	5.00	1472.44	400.00	4.90	13.76	4.94	1456.10	0.16
425.00	5.01	15.18	5.06	1489.49	425.00	4.96	15.34	5.01	1474.36	0.16
450.00	5.06	16.86	5.12	1504.55	450.00	5.01	17.01	5.07	1490.52	0.15
475.00	5.11	18.62	5.17	1517.90	475.00	5.06	18.78	5.13	1504.86	0.16
500.00	5.15	20.47	5.21	1529.76	500.00	5.10	20.64	5.17	1517.63	0.17
525.00	5.18	22.42	5.26	1540.34	525.00	5.14	22.59	5.22	1529.03	0.17
550.00	5.21	24.46	5.30	1549.81	550.00	5.18	24.63	5.26	1539.25	0.17
575.00	5.24	26.60	5.33	1558.31	575.00	5.21	26.77	5.30	1548.44	0.17
600.00	5.27	28.82	5.36	1565.97	600.00	5.24	29.00	5.33	1556.72	0.18
625.00	5.29	31.15	5.40	1572.88	625.00	5.26	31.32	5.37	1564.21	0.17
650.00	5.31	33.56	5.42	1579.14	650.00	5.28	33.74	5.40	1570.99	0.18
675.00	5.33	36.07	5.45	1584.82	675.00	5.31	36.25	5.43	1577.15	0.18
700.00	5.34	38.72	5.47	1588.45	700.00	5.32	38.86	5.45	1582.77	0.14
725.00	5.36	41.41	5.50	1593.34	725.00	5.34	41.60	5.48	1586.26	0.19
750.00	5.37	44.21	5.52	1597.79	750.00	5.35	44.40	5.50	1591.12	0.19
775.00	5.39	47.10	5.55	1601.88	775.00	5.37	47.29	5.53	1595.57	0.19
800.00	5.40	50.08	5.57	1605.62	800.00	5.38	50.27	5.55	1599.66	0.19
825.00	5.41	53.16	5.59	1609.06	825.00	5.39	53.35	5.57	1603.42	0.19
850.00	5.42	56.34	5.61	1612.23	850.00	5.41	56.53	5.60	1606.88	0.19
875.00	5.43	59.62	5.63	1615.16	875.00	5.42	59.81	5.62	1610.08	0.19
900.00	5.44	62.99	5.65	1617.86	900.00	5.43	63.18	5.64	1613.03	0.19
925.00	5.45	66.45	5.67	1620.37	925.00	5.44	66.65	5.66	1615.77	0.20
950.00	5.46	70.02	5.69	1622.69	950.00	5.44	70.21	5.68	1618.32	0.19
975.00	5.47	73.68	5.71	1624.85	975.00	5.45	73.87	5.70	1620.68	0.19
1000.00	5.47	77.44	5.73	1626.87	1000.00	5.46	77.63	5.72	1622.89	0.19
1025.00	5.48	81.30	5.75	1628.74	1025.00	5.47	81.49	5.74	1624.94	0.19
1050.00	5.48	85.25	5.77	1630.49	1050.00	5.47	85.45	5.76	1626.86	0.20
1075.00	5.49	89.31	5.79	1632.13	1075.00	5.48	89.50	5.78	1628.65	0.19
1100.00	5.50	93.46	5.81	1633.67	1100.00	5.48	93.66	5.80	1630.33	0.20
1125.00	5.50	97.71	5.83	1635.11	1125.00	5.49	97.91	5.82	1631.91	0.20
1150.00	5.50	102.06	5.85	1636.46	1150.00	5.49	102.26	5.84	1633.39	0.20
1175.00	5.51	106.51	5.87	1637.73	1175.00	5.50	106.71	5.86	1634.78	0.20
1200.00	5.51	111.06	5.89	1638.92	1200.00	5.50	111.26	5.88	1636.09	0.20
1225.00	5.52	115.71	5.91	1640.05	1225.00	5.51	115.91	5.90	1637.33	0.20
1250.00	5.52	120.46	5.93	1641.11	1250.00	5.51	120.66	5.92	1638.49	0.20
1275.00	5.52	125.31	5.95	1642.11	1275.00	5.52	125.50	5.94	1639.59	0.19
1300.00	5.53	130.26	5.97	1643.06	1300.00	5.52	130.45	5.96	1640.63	0.19
1325.00	5.53	135.31	5.99	1643.96	1325.00	5.52	135.51	5.98	1641.61	0.20
1350.00	5.53	140.46	6.01	1644.81	1350.00	5.53	140.66	6.00	1642.54	0.20
1375.00	5.54	145.71	6.03	1645.61	1375.00	5.53	145.91	6.02	1643.43	0.20
1400.00	5.54	151.07	6.05	1646.37	1400.00	5.53	151.27	6.04	1644.26	0.20
1425.00	5.54	156.52	6.07	1647.10	1425.00	5.53	156.72	6.06	1645.06	0.20
1450.00	5.54	162.08	6.09	1647.79	1450.00	5.54	162.28	6.08	1645.82	0.20
1475.00	5.54	167.75	6.11	1648.45	1475.00	5.54	167.95	6.10	1646.54	0.20
1500.00	5.55	173.51	6.13	1649.07	1500.00	5.54	173.71	6.13	1647.22	0.20
1525.00	5.55	179.38	6.15	1649.66	1525.00	5.54	179.58	6.15	1647.87	0.20
1550.00	5.55	185.35	6.17	1650.23	1550.00	5.55	185.55	6.17	1648.50	0.20
1575.00	5.55	191.43	6.20	1650.77	1575.00	5.55	191.63	6.19	1649.09	0.20
1600.00	5.55	197.61	6.22	1651.29	1600.00	5.55	197.81	6.21	1649.66	0.20
1625.00	5.56	203.89	6.24	1651.78	1625.00	5.55	204.10	6.24	1650.20	0.21
1650.00	5.56	210.28	6.27	1652.25	1650.00	5.55	210.49	6.26	1650.72	0.21
1675.00	5.56	216.78	6.29	1652.71	1675.00	5.55	216.98	6.28	1651.21	0.20
1700.00	5.56	223.38	6.31	1653.14	1700.00	5.56	223.59	6.31	1651.69	0.21
1725.00	5.56	230.09	6.34	1653.55	1725.00	5.56	230.29	6.33	1652.14	0.20
1750.00	5.56	236.90	6.36	1653.95	1750.00	5.56	237.11	6.36	1652.58	0.21
1775.00	5.56	243.82	6.38	1654.33	1775.00	5.56	244.03	6.38	1653.00	0.21
1800.00	5.57	250.85	6.41	1654.69	1800.00	5.56	251.06	6.41	1653.40	0.21
1825.00	5.57	257.99	6.43	1655.04	1825.00	5.56	258.20	6.43	1653.78	0.21
1850.00	5.57	265.23	6.46	1655.38	1850.00	5.56	265.44	6.46	1654.15	0.21

Conclusión: La máxima diferencia de flechas es 0,21 m.

Zona III - desnivel 0

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 200 MVA

EDS = 10°C
T max = 50°C.

EDS = 10°C
T max = 55°C

VANO (m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.96	1.42	2.97	880.67	100.00	2.78	1.51	2.79	827.17	0.09
125.00	3.31	1.99	3.32	983.84	125.00	3.14	2.09	3.15	934.47	0.10
150.00	3.60	2.63	3.61	1070.58	150.00	3.45	2.75	3.46	1024.96	0.12
175.00	3.85	3.35	3.86	1143.74	175.00	3.71	3.48	3.72	1101.60	0.13
200.00	4.05	4.15	4.07	1205.33	200.00	3.93	4.29	3.94	1166.90	0.14
225.00	4.23	5.03	4.25	1258.66	225.00	4.11	5.18	4.13	1222.83	0.15
250.00	4.39	6.00	4.41	1303.94	250.00	4.28	6.15	4.30	1270.94	0.15
275.00	4.52	7.05	4.54	1342.87	275.00	4.41	7.21	4.44	1312.48	0.16
300.00	4.63	8.18	4.66	1376.48	300.00	4.54	8.35	4.56	1348.48	0.17
325.00	4.73	9.40	4.76	1405.60	325.00	4.64	9.58	4.67	1379.79	0.18
350.00	4.81	10.71	4.85	1430.93	350.00	4.73	10.90	4.77	1407.11	0.19
375.00	4.89	12.11	4.93	1453.05	375.00	4.81	12.30	4.86	1431.05	0.19
400.00	4.95	13.60	5.00	1472.44	400.00	4.88	13.80	4.93	1452.09	0.20
425.00	5.01	15.18	5.06	1489.49	425.00	4.95	15.38	5.00	1470.64	0.20
450.00	5.06	16.86	5.12	1504.55	450.00	5.00	17.05	5.06	1487.06	0.19
475.00	5.11	18.62	5.17	1517.90	475.00	5.05	18.82	5.11	1501.65	0.20
500.00	5.15	20.47	5.21	1529.76	500.00	5.09	20.68	5.16	1514.63	0.21
525.00	5.18	22.42	5.26	1540.34	525.00	5.13	22.63	5.21	1526.24	0.21
550.00	5.21	24.46	5.30	1549.81	550.00	5.17	24.67	5.25	1536.65	0.21
575.00	5.24	26.60	5.33	1558.31	575.00	5.20	26.81	5.29	1546.00	0.21
600.00	5.27	28.82	5.36	1565.97	600.00	5.23	29.04	5.33	1554.43	0.22
625.00	5.29	31.15	5.40	1572.88	625.00	5.25	31.36	5.36	1562.06	0.21
650.00	5.31	33.56	5.42	1579.14	650.00	5.28	33.78	5.39	1568.97	0.22
675.00	5.33	36.07	5.45	1584.82	675.00	5.30	36.29	5.42	1575.25	0.22
700.00	5.34	38.72	5.47	1588.45	700.00	5.32	38.90	5.45	1580.98	0.18
725.00	5.36	41.41	5.50	1593.34	725.00	5.34	41.60	5.48	1586.20	0.19
750.00	5.37	44.21	5.52	1597.79	750.00	5.35	44.44	5.50	1589.46	0.23
775.00	5.39	47.10	5.55	1601.88	775.00	5.36	47.33	5.52	1594.00	0.23
800.00	5.40	50.08	5.57	1605.62	800.00	5.38	50.32	5.55	1598.17	0.24
825.00	5.41	53.16	5.59	1609.06	825.00	5.39	53.40	5.57	1602.01	0.24
850.00	5.42	56.34	5.61	1612.23	850.00	5.40	56.58	5.59	1605.55	0.24
875.00	5.43	59.62	5.63	1615.16	875.00	5.41	59.85	5.61	1608.81	0.23
900.00	5.44	62.99	5.65	1617.86	900.00	5.42	63.23	5.63	1611.83	0.24
925.00	5.45	66.45	5.67	1620.37	925.00	5.43	66.69	5.66	1614.63	0.24
950.00	5.46	70.02	5.69	1622.69	950.00	5.44	70.26	5.68	1617.23	0.24
975.00	5.47	73.68	5.71	1624.85	975.00	5.45	73.92	5.70	1619.64	0.24
1000.00	5.47	77.44	5.73	1626.87	1000.00	5.46	77.68	5.72	1621.89	0.24
1025.00	5.48	81.30	5.75	1628.74	1025.00	5.46	81.54	5.74	1623.99	0.24
1050.00	5.48	85.25	5.77	1630.49	1050.00	5.47	85.50	5.76	1625.95	0.25
1075.00	5.49	89.31	5.79	1632.13	1075.00	5.48	89.55	5.78	1627.78	0.24
1100.00	5.50	93.46	5.81	1633.67	1100.00	5.48	93.70	5.80	1629.50	0.24
1125.00	5.50	97.71	5.83	1635.11	1125.00	5.49	97.96	5.82	1631.11	0.25
1150.00	5.50	102.06	5.85	1636.46	1150.00	5.49	102.31	5.84	1632.62	0.25
1175.00	5.51	106.51	5.87	1637.73	1175.00	5.50	106.76	5.86	1634.05	0.25
1200.00	5.51	111.06	5.89	1638.92	1200.00	5.50	111.31	5.88	1635.38	0.25
1225.00	5.52	115.71	5.91	1640.05	1225.00	5.51	115.96	5.90	1636.65	0.25
1250.00	5.52	120.46	5.93	1641.11	1250.00	5.51	120.70	5.92	1637.84	0.24
1275.00	5.52	125.31	5.95	1642.11	1275.00	5.51	125.55	5.94	1638.96	0.24
1300.00	5.53	130.26	5.97	1643.06	1300.00	5.52	130.50	5.96	1640.02	0.24
1325.00	5.53	135.31	5.99	1643.96	1325.00	5.52	135.56	5.98	1641.03	0.25
1350.00	5.53	140.46	6.01	1644.81	1350.00	5.52	140.71	6.00	1641.98	0.25
1375.00	5.54	145.71	6.03	1645.61	1375.00	5.53	145.96	6.02	1642.88	0.25
1400.00	5.54	151.07	6.05	1646.37	1400.00	5.53	151.32	6.04	1643.74	0.25
1425.00	5.54	156.52	6.07	1647.10	1425.00	5.53	156.77	6.06	1644.55	0.25
1450.00	5.54	162.08	6.09	1647.79	1450.00	5.53	162.33	6.08	1645.32	0.25
1475.00	5.54	167.75	6.11	1648.45	1475.00	5.54	168.00	6.10	1646.06	0.25
1500.00	5.55	173.51	6.13	1649.07	1500.00	5.54	173.76	6.12	1646.76	0.25
1525.00	5.55	179.38	6.15	1649.66	1525.00	5.54	179.63	6.15	1647.43	0.25
1550.00	5.55	185.35	6.17	1650.23	1550.00	5.54	185.60	6.17	1648.06	0.25
1575.00	5.55	191.43	6.20	1650.77	1575.00	5.55	191.68	6.19	1648.67	0.25
1600.00	5.55	197.61	6.22	1651.29	1600.00	5.55	197.86	6.21	1649.25	0.25
1625.00	5.56	203.89	6.24	1651.78	1625.00	5.55	204.15	6.24	1649.80	0.26
1650.00	5.56	210.28	6.27	1652.25	1650.00	5.55	210.54	6.26	1650.33	0.26
1675.00	5.56	216.78	6.29	1652.71	1675.00	5.55	217.03	6.28	1650.84	0.25
1700.00	5.56	223.38	6.31	1653.14	1700.00	5.55	223.64	6.31	1651.33	0.26
1725.00	5.56	230.09	6.34	1653.55	1725.00	5.56	230.34	6.33	1651.79	0.25
1750.00	5.56	236.90	6.36	1653.95	1750.00	5.56	237.16	6.36	1652.24	0.26
1775.00	5.56	243.82	6.38	1654.33	1775.00	5.56	244.08	6.38	1652.66	0.26
1800.00	5.57	250.85	6.41	1654.69	1800.00	5.56	251.11	6.41	1653.07	0.26
1825.00	5.57	257.99	6.43	1655.04	1825.00	5.56	258.25	6.43	1653.47	0.26
1850.00	5.57	265.23	6.46	1655.38	1850.00	5.56	265.49	6.46	1653.84	0.26

Conclusión: La máxima diferencia de flechas es 0,26 m.

Zona III - desnivel Q,1

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 190 MVAEDS = 10°C
T max = 50°C.EDS = 10°C
T max = 54°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.97	1.42	3.00	881.83	100.00	2.82	1.50	2.86	838.41	0.08
125.00	3.31	1.99	3.36	984.74	125.00	3.18	2.08	3.22	944.77	0.09
150.00	3.60	2.64	3.66	1071.30	150.00	3.48	2.73	3.53	1034.43	0.09
175.00	3.85	3.36	3.91	1144.32	175.00	3.73	3.47	3.79	1110.31	0.11
200.00	4.06	4.17	4.12	1206.01	200.00	3.95	4.28	4.02	1173.52	0.11
225.00	4.24	5.05	4.31	1259.05	225.00	4.14	5.17	4.21	1230.19	0.12
250.00	4.39	6.02	4.47	1304.25	250.00	4.30	6.15	4.38	1277.69	0.13
275.00	4.52	7.08	4.61	1343.13	275.00	4.44	7.21	4.53	1318.68	0.13
300.00	4.63	8.22	4.73	1376.69	300.00	4.56	8.36	4.66	1354.18	0.14
325.00	4.73	9.45	4.84	1405.77	325.00	4.66	9.59	4.77	1385.03	0.14
350.00	4.81	10.77	4.93	1431.07	350.00	4.75	10.91	4.87	1411.94	0.14
375.00	4.89	12.17	5.02	1453.17	375.00	4.83	12.32	4.96	1435.51	0.15
400.00	4.95	13.67	5.09	1472.54	400.00	4.90	13.82	5.04	1456.20	0.15
425.00	5.01	15.26	5.16	1489.58	425.00	4.96	15.42	5.11	1474.45	0.16
450.00	5.06	16.94	5.22	1504.63	450.00	5.01	17.10	5.17	1490.60	0.16
475.00	5.11	18.71	5.27	1517.96	475.00	5.06	18.87	5.23	1504.92	0.16
500.00	5.15	20.57	5.32	1529.81	500.00	5.11	20.74	5.28	1517.68	0.17
525.00	5.18	22.53	5.37	1540.39	525.00	5.14	22.70	5.33	1529.08	0.17
550.00	5.21	24.58	5.41	1549.85	550.00	5.18	24.75	5.38	1539.30	0.17
575.00	5.24	26.73	5.45	1558.35	575.00	5.21	26.90	5.42	1548.48	0.17
600.00	5.27	28.97	5.49	1566.00	600.00	5.24	29.14	5.46	1556.75	0.17
625.00	5.29	31.30	5.53	1572.90	625.00	5.26	31.48	5.50	1564.23	0.18
650.00	5.31	33.73	5.56	1579.16	650.00	5.28	33.91	5.53	1571.01	0.18
675.00	5.33	36.25	5.59	1584.84	675.00	5.31	36.43	5.57	1577.17	0.18
700.00	5.34	38.91	5.62	1588.47	700.00	5.32	39.05	5.60	1582.79	0.14
725.00	5.36	41.62	5.65	1593.35	725.00	5.34	41.81	5.63	1586.27	0.19
750.00	5.37	44.43	5.68	1597.81	750.00	5.35	44.62	5.66	1591.13	0.19
775.00	5.39	47.33	5.70	1601.89	775.00	5.37	47.52	5.68	1595.59	0.19
800.00	5.40	50.33	5.73	1605.63	800.00	5.38	50.52	5.71	1599.67	0.19
825.00	5.41	53.43	5.76	1609.07	825.00	5.39	53.62	5.74	1603.43	0.19
850.00	5.42	56.62	5.78	1612.24	850.00	5.41	56.81	5.77	1606.89	0.19
875.00	5.43	59.91	5.81	1615.16	875.00	5.42	60.10	5.79	1610.09	0.19
900.00	5.44	63.30	5.83	1617.87	900.00	5.43	63.49	5.82	1613.04	0.19
925.00	5.45	66.79	5.86	1620.37	925.00	5.44	66.98	5.84	1615.78	0.19
950.00	5.46	70.37	5.88	1622.70	950.00	5.44	70.56	5.87	1618.32	0.19
975.00	5.47	74.05	5.91	1624.86	975.00	5.45	74.24	5.89	1620.69	0.19
1000.00	5.47	77.83	5.93	1626.87	1000.00	5.46	78.02	5.92	1622.89	0.19
1025.00	5.48	81.70	5.95	1628.75	1025.00	5.47	81.90	5.94	1624.94	0.20
1050.00	5.48	85.68	5.98	1630.50	1050.00	5.47	85.87	5.97	1626.86	0.19
1075.00	5.49	89.75	6.00	1632.14	1075.00	5.48	89.95	5.99	1628.66	0.20
1100.00	5.50	93.93	6.02	1633.67	1100.00	5.48	94.12	6.01	1630.34	0.19
1125.00	5.50	98.20	6.05	1635.11	1125.00	5.49	98.40	6.04	1631.91	0.20
1150.00	5.50	102.57	6.07	1636.46	1150.00	5.49	102.77	6.06	1633.39	0.20
1175.00	5.51	107.04	6.09	1637.73	1175.00	5.50	107.24	6.08	1634.78	0.20
1200.00	5.51	111.61	6.12	1638.92	1200.00	5.50	111.81	6.11	1636.09	0.20
1225.00	5.52	116.29	6.14	1640.05	1225.00	5.51	116.48	6.13	1637.33	0.19
1250.00	5.52	121.06	6.17	1641.11	1250.00	5.51	121.26	6.16	1638.49	0.20
1275.00	5.52	125.93	6.19	1642.11	1275.00	5.52	126.13	6.18	1639.59	0.20
1300.00	5.53	130.91	6.21	1643.06	1300.00	5.52	131.11	6.21	1640.63	0.20
1325.00	5.53	135.98	6.24	1643.96	1325.00	5.52	136.18	6.23	1641.61	0.20
1350.00	5.53	141.16	6.26	1644.81	1350.00	5.53	141.36	6.26	1642.55	0.20
1375.00	5.54	146.44	6.29	1645.61	1375.00	5.53	146.64	6.28	1643.43	0.20
1400.00	5.54	151.82	6.31	1646.38	1400.00	5.53	152.02	6.31	1644.27	0.20
1425.00	5.54	157.30	6.34	1647.10	1425.00	5.53	157.51	6.33	1645.06	0.21
1450.00	5.54	162.89	6.36	1647.79	1450.00	5.54	163.09	6.36	1645.82	0.20
1475.00	5.54	168.58	6.39	1648.45	1475.00	5.54	168.78	6.38	1646.54	0.20
1500.00	5.55	174.38	6.41	1649.07	1500.00	5.54	174.58	6.41	1647.22	0.20
1525.00	5.55	180.27	6.44	1649.67	1525.00	5.54	180.48	6.43	1647.88	0.21
1550.00	5.55	186.28	6.47	1650.23	1550.00	5.55	186.48	6.46	1648.50	0.20
1575.00	5.55	192.38	6.49	1650.77	1575.00	5.55	192.59	6.49	1649.09	0.21
1600.00	5.55	198.59	6.52	1651.29	1600.00	5.55	198.80	6.51	1649.66	0.21
1625.00	5.56	204.91	6.55	1651.78	1625.00	5.55	205.11	6.54	1650.20	0.20
1650.00	5.56	211.33	6.57	1652.25	1650.00	5.55	211.54	6.57	1650.72	0.21
1675.00	5.56	217.86	6.60	1652.71	1675.00	5.55	218.07	6.60	1651.21	0.21
1700.00	5.56	224.49	6.63	1653.14	1700.00	5.56	224.70	6.63	1651.69	0.21
1725.00	5.56	231.24	6.66	1653.55	1725.00	5.56	231.44	6.65	1652.14	0.20
1750.00	5.56	238.08	6.69	1653.95	1750.00	5.56	238.29	6.68	1652.58	0.21
1775.00	5.56	245.04	6.72	1654.33	1775.00	5.56	245.25	6.71	1653.00	0.21
1800.00	5.57	252.10	6.74	1654.69	1800.00	5.56	252.31	6.74	1653.40	0.21
1825.00	5.57	259.27	6.77	1655.04	1825.00	5.56	259.48	6.77	1653.78	0.21
1850.00	5.57	266.56	6.80	1655.38	1850.00	5.56	266.76	6.80	1654.15	0.20

Conclusión: La máxima diferencia de flecha es 0,21 m.

Zona III - desnivel 0,1

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 200 MVAEDS = 10°C
T max = 50°C.EDS = 10°C
T max = 55°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO
100.00	2.97	1.42	3.00	881.83
125.00	3.31	1.99	3.36	984.74
150.00	3.60	2.64	3.66	1071.30
175.00	3.85	3.36	3.91	1144.32
200.00	4.06	4.17	4.12	1206.01
225.00	4.24	5.05	4.31	1259.05
250.00	4.39	6.02	4.47	1304.25
275.00	4.52	7.08	4.61	1343.13
300.00	4.63	8.22	4.73	1376.69
325.00	4.73	9.45	4.84	1405.77
350.00	4.81	10.77	4.93	1431.07
375.00	4.89	12.17	5.02	1453.17
400.00	4.95	13.67	5.09	1472.54
425.00	5.01	15.26	5.16	1489.58
450.00	5.06	16.94	5.22	1504.63
475.00	5.11	18.71	5.27	1517.96
500.00	5.15	20.57	5.32	1529.81
525.00	5.18	22.53	5.37	1540.39
550.00	5.21	24.58	5.41	1549.85
575.00	5.24	26.73	5.45	1558.35
600.00	5.27	28.97	5.49	1566.00
625.00	5.29	31.30	5.53	1572.90
650.00	5.31	33.73	5.56	1579.16
675.00	5.33	36.25	5.59	1584.84
700.00	5.34	38.91	5.62	1588.47
725.00	5.36	41.62	5.65	1593.35
750.00	5.37	44.43	5.68	1597.81
775.00	5.39	47.33	5.70	1601.89
800.00	5.40	50.33	5.73	1605.63
825.00	5.41	53.43	5.76	1609.07
850.00	5.42	56.62	5.78	1612.24
875.00	5.43	59.91	5.81	1615.16
900.00	5.44	63.30	5.83	1617.87
925.00	5.45	66.79	5.86	1620.37
950.00	5.46	70.37	5.88	1622.70
975.00	5.47	74.05	5.91	1624.86
1000.00	5.47	77.83	5.93	1626.87
1025.00	5.48	81.70	5.95	1628.75
1050.00	5.48	85.68	5.98	1630.50
1075.00	5.49	89.75	6.00	1632.14
1100.00	5.50	93.93	6.02	1633.67
1125.00	5.50	98.20	6.05	1635.11
1150.00	5.50	102.57	6.07	1636.46
1175.00	5.51	107.04	6.09	1637.73
1200.00	5.51	111.61	6.12	1638.92
1225.00	5.52	116.29	6.14	1640.05
1250.00	5.52	121.06	6.17	1641.11
1275.00	5.52	125.93	6.19	1642.11
1300.00	5.53	130.91	6.21	1643.06
1325.00	5.53	135.98	6.24	1643.96
1350.00	5.53	141.16	6.26	1644.81
1375.00	5.54	146.44	6.29	1645.61
1400.00	5.54	151.82	6.31	1646.38
1425.00	5.54	157.30	6.34	1647.10
1450.00	5.54	162.89	6.36	1647.79
1475.00	5.54	168.58	6.39	1648.45
1500.00	5.55	174.38	6.41	1649.07
1525.00	5.55	180.27	6.44	1649.67
1550.00	5.55	186.28	6.47	1650.23
1575.00	5.55	192.38	6.49	1650.77
1600.00	5.55	198.59	6.52	1651.29
1625.00	5.56	204.91	6.55	1651.78
1650.00	5.56	211.33	6.57	1652.25
1675.00	5.56	217.86	6.60	1652.71
1700.00	5.56	224.49	6.63	1653.14
1725.00	5.56	231.24	6.66	1653.55
1750.00	5.56	238.08	6.69	1653.95
1775.00	5.56	245.04	6.72	1654.33
1800.00	5.57	252.10	6.74	1654.69
1825.00	5.57	259.27	6.77	1655.04
1850.00	5.57	266.56	6.80	1655.38

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.79	1.52	2.82	828.25	0.10
125.00	3.15	2.10	3.19	935.34	0.11
150.00	3.45	2.76	3.50	1025.66	0.12
175.00	3.71	3.49	3.77	1102.18	0.13
200.00	3.93	4.31	3.99	1167.38	0.14
225.00	4.11	5.20	4.19	1223.22	0.15
250.00	4.28	6.18	4.36	1271.26	0.16
275.00	4.42	7.24	4.51	1312.74	0.16
300.00	4.54	8.39	4.64	1348.70	0.17
325.00	4.64	9.63	4.75	1379.97	0.18
350.00	4.73	10.95	4.85	1407.27	0.18
375.00	4.81	12.36	4.94	1431.18	0.19
400.00	4.88	13.86	5.02	1452.20	0.19
425.00	4.95	15.46	5.10	1470.74	0.20
450.00	5.00	17.14	5.16	1487.14	0.20
475.00	5.05	18.91	5.22	1501.71	0.20
500.00	5.10	20.78	5.27	1514.69	0.21
525.00	5.13	22.74	5.32	1526.29	0.21
550.00	5.17	24.80	5.37	1536.69	0.22
575.00	5.20	26.94	5.41	1546.04	0.21
600.00	5.23	29.18	5.45	1554.47	0.21
625.00	5.25	31.52	5.49	1562.09	0.22
650.00	5.28	33.95	5.53	1569.00	0.22
675.00	5.30	36.47	5.56	1575.27	0.22
700.00	5.32	39.09	5.59	1581.00	0.18
725.00	5.34	41.81	5.62	1586.22	0.19
750.00	5.35	44.66	5.65	1589.47	0.23
775.00	5.36	47.57	5.68	1594.02	0.24
800.00	5.38	50.57	5.71	1598.19	0.24
825.00	5.39	53.67	5.73	1602.02	0.24
850.00	5.40	56.86	5.76	1605.56	0.24
875.00	5.41	60.15	5.79	1608.82	0.24
900.00	5.42	63.54	5.81	1611.84	0.24
925.00	5.43	67.03	5.84	1614.64	0.24
950.00	5.44	70.61	5.86	1617.23	0.24
975.00	5.45	74.29	5.89	1619.65	0.24
1000.00	5.46	78.07	5.91	1621.90	0.24
1025.00	5.46	81.95	5.94	1624.00	0.25
1050.00	5.47	85.92	5.96	1625.96	0.24
1075.00	5.48	90.00	5.99	1627.79	0.25
1100.00	5.48	94.17	6.01	1629.51	0.24
1125.00	5.49	98.44	6.03	1631.12	0.24
1150.00	5.49	102.82	6.06	1632.63	0.25
1175.00	5.50	107.29	6.08	1634.05	0.25
1200.00	5.50	111.86	6.11	1635.39	0.25
1225.00	5.51	116.53	6.13	1636.65	0.24
1250.00	5.51	121.31	6.16	1637.84	0.25
1275.00	5.51	126.18	6.18	1638.96	0.25
1300.00	5.52	131.15	6.20	1640.02	0.24
1325.00	5.52	136.23	6.23	1641.03	0.25
1350.00	5.52	141.41	6.25	1641.98	0.25
1375.00	5.53	146.69	6.28	1642.88	0.25
1400.00	5.53	152.07	6.30	1643.74	0.25
1425.00	5.53	157.56	6.33	1644.55	0.26
1450.00	5.53	163.14	6.35	1645.33	0.25
1475.00	5.54	168.83	6.38	1646.06	0.25
1500.00	5.54	174.63	6.41	1646.76	0.25
1525.00	5.54	180.53	6.43	1647.43	0.26
1550.00	5.54	186.53	6.46	1648.07	0.25
1575.00	5.55	192.64	6.49	1648.67	0.26
1600.00	5.55	198.85	6.51	1649.25	0.26
1625.00	5.55	205.17	6.54	1649.81	0.26
1650.00	5.55	211.59	6.57	1650.33	0.26
1675.00	5.55	218.12	6.60	1650.84	0.26
1700.00	5.55	224.75	6.62	1651.33	0.26
1725.00	5.56	231.49	6.65	1651.79	0.25
1750.00	5.56	238.34	6.68	1652.24	0.26
1775.00	5.56	245.30	6.71	1652.66	0.26
1800.00	5.56	252.36	6.74	1653.07	0.26
1825.00	5.56	259.53	6.77	1653.47	0.26
1850.00	5.56	266.82	6.80	1653.84	0.26

Conclusión: La máxima diferencia de flecha es 0,26 m.

Zona III - desnivel 0,2

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 180 MVAEDS = 10°C
T max = 50°C.

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO
100.00	2.97	1.44	3.07	883.32
125.00	3.31	2.02	3.43	985.40
150.00	3.60	2.68	3.73	1071.29
175.00	3.85	3.41	3.99	1143.75
200.00	4.05	4.23	4.22	1205.25
225.00	4.23	5.14	4.41	1257.58
250.00	4.38	6.12	4.57	1302.43
275.00	4.51	7.20	4.72	1340.99
300.00	4.62	8.36	4.84	1374.28
325.00	4.72	9.61	4.95	1403.13
350.00	4.80	10.95	5.05	1428.23
375.00	4.88	12.38	5.14	1450.15
400.00	4.94	13.90	5.22	1469.36
425.00	5.00	15.52	5.29	1486.26
450.00	5.05	17.23	5.36	1501.18
475.00	5.09	19.03	5.42	1514.40
500.00	5.13	20.93	5.47	1526.16
525.00	5.17	22.92	5.52	1536.64
550.00	5.20	25.01	5.57	1546.03
575.00	5.23	27.19	5.62	1554.45
600.00	5.25	29.47	5.66	1562.04
625.00	5.28	31.84	5.70	1568.89
650.00	5.30	34.32	5.74	1575.09
675.00	5.32	36.88	5.77	1580.72
700.00	5.33	39.59	5.80	1584.34
725.00	5.35	42.35	5.84	1589.17
750.00	5.36	45.20	5.87	1593.59
775.00	5.37	48.16	5.90	1597.63
800.00	5.39	51.21	5.93	1601.34
825.00	5.40	54.36	5.97	1604.75
850.00	5.41	57.61	6.00	1607.90
875.00	5.42	60.96	6.03	1610.79
900.00	5.43	64.41	6.05	1613.48
925.00	5.44	67.96	6.08	1615.96
950.00	5.44	71.60	6.11	1618.26
975.00	5.45	75.35	6.14	1620.41
1000.00	5.46	79.20	6.17	1622.40
1025.00	5.46	83.14	6.20	1624.26
1050.00	5.47	87.19	6.22	1626.00
1075.00	5.47	91.33	6.25	1627.62
1100.00	5.48	95.58	6.28	1629.14
1125.00	5.48	99.93	6.31	1630.57
1150.00	5.49	104.38	6.34	1631.90
1175.00	5.49	108.93	6.36	1633.16
1200.00	5.50	113.58	6.39	1634.35
1225.00	5.50	118.34	6.42	1635.46
1250.00	5.50	123.20	6.45	1636.52
1275.00	5.51	128.16	6.48	1637.51
1300.00	5.51	133.22	6.51	1638.45
1325.00	5.51	138.39	6.53	1639.34
1350.00	5.52	143.66	6.56	1640.18
1375.00	5.52	149.03	6.59	1640.98
1400.00	5.52	154.51	6.62	1641.74
1425.00	5.52	160.09	6.65	1642.45
1450.00	5.53	165.78	6.68	1643.14
1475.00	5.53	171.57	6.71	1643.79
1500.00	5.53	177.47	6.74	1644.41
1525.00	5.53	183.47	6.77	1645.00
1550.00	5.54	189.58	6.80	1645.56
1575.00	5.54	195.79	6.84	1646.09
1600.00	5.54	202.12	6.87	1646.61
1625.00	5.54	208.55	6.90	1647.10
1650.00	5.54	215.08	6.93	1647.56
1675.00	5.54	221.73	6.96	1648.01
1700.00	5.54	228.48	7.00	1648.44
1725.00	5.55	235.34	7.03	1648.85
1750.00	5.55	242.32	7.06	1649.24
1775.00	5.55	249.40	7.09	1649.62
1800.00	5.55	256.59	7.13	1649.98
1825.00	5.55	263.89	7.16	1650.33
1850.00	5.55	271.30	7.20	1650.66

EDS = 10°C
T max = 53°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.86	1.50	2.96	850.35	0.06
125.00	3.21	2.09	3.33	955.15	0.07
150.00	3.51	2.75	3.64	1043.45	0.07
175.00	3.76	3.49	3.91	1118.12	0.08
200.00	3.97	4.32	4.13	1180.87	0.09
225.00	4.16	5.23	4.33	1235.90	0.09
250.00	4.31	6.22	4.50	1282.50	0.10
275.00	4.45	7.30	4.65	1322.67	0.10
300.00	4.57	8.46	4.79	1357.42	0.10
325.00	4.67	9.71	4.90	1387.61	0.10
350.00	4.76	11.06	5.01	1413.92	0.11
375.00	4.83	12.49	5.10	1436.94	0.11
400.00	4.90	14.02	5.18	1457.15	0.12
425.00	4.96	15.64	5.26	1474.96	0.12
450.00	5.01	17.35	5.32	1490.70	0.12
475.00	5.06	19.15	5.39	1504.67	0.12
500.00	5.10	21.05	5.44	1517.10	0.12
525.00	5.14	23.05	5.50	1528.21	0.13
550.00	5.17	25.14	5.55	1538.16	0.13
575.00	5.20	27.32	5.59	1547.09	0.13
600.00	5.23	29.60	5.64	1555.15	0.13
625.00	5.26	31.98	5.68	1562.42	0.14
650.00	5.28	34.45	5.72	1569.02	0.13
675.00	5.30	37.02	5.75	1575.01	0.14
700.00	5.32	39.68	5.79	1580.46	0.09
725.00	5.33	42.49	5.82	1583.90	0.14
750.00	5.34	45.35	5.85	1588.62	0.15
775.00	5.36	48.30	5.89	1592.94	0.14
800.00	5.37	51.36	5.92	1596.91	0.15
825.00	5.38	54.51	5.95	1600.55	0.15
850.00	5.40	57.76	5.98	1603.91	0.15
875.00	5.41	61.11	6.01	1607.01	0.15
900.00	5.42	64.56	6.04	1609.88	0.15
925.00	5.42	68.10	6.07	1612.54	0.14
950.00	5.43	71.75	6.10	1615.01	0.15
975.00	5.44	75.50	6.13	1617.30	0.15
1000.00	5.45	79.34	6.16	1619.44	0.14
1025.00	5.45	83.29	6.19	1621.43	0.15
1050.00	5.46	87.34	6.22	1623.29	0.15
1075.00	5.47	91.48	6.24	1625.03	0.15
1100.00	5.47	95.73	6.27	1626.66	0.15
1125.00	5.48	100.08	6.30	1628.19	0.15
1150.00	5.48	104.53	6.33	1629.62	0.15
1175.00	5.49	109.08	6.36	1630.97	0.15
1200.00	5.49	113.73	6.39	1632.24	0.15
1225.00	5.49	118.49	6.41	1633.44	0.15
1250.00	5.50	123.35	6.44	1634.57	0.15
1275.00	5.50	128.31	6.47	1635.63	0.15
1300.00	5.51	133.37	6.50	1636.64	0.15
1325.00	5.51	138.54	6.53	1637.59	0.15
1350.00	5.51	143.81	6.56	1638.50	0.15
1375.00	5.51	149.18	6.59	1639.35	0.15
1400.00	5.52	154.66	6.62	1640.17	0.15
1425.00	5.52	160.24	6.65	1640.94	0.15
1450.00	5.52	165.93	6.68	1641.67	0.15
1475.00	5.52	171.72	6.71	1642.37	0.15
1500.00	5.53	177.62	6.74	1643.03	0.15
1525.00	5.53	183.62	6.77	1643.66	0.15
1550.00	5.53	189.73	6.80	1644.27	0.15
1575.00	5.53	195.95	6.83	1644.84	0.16
1600.00	5.53	202.27	6.86	1645.39	0.15
1625.00	5.54	208.70	6.89	1645.92	0.15
1650.00	5.54	215.24	6.93	1646.42	0.16
1675.00	5.54	221.89	6.96	1646.90	0.16
1700.00	5.54	228.64	6.99	1647.36	0.16
1725.00	5.54	235.50	7.02	1647.80	0.16
1750.00	5.54	242.47	7.06	1648.22	0.15
1775.00	5.55	249.55	7.09	1648.63	0.15
1800.00	5.55	256.74	7.13	1649.02	0.15
1825.00	5.55	264.05	7.16	1649.39	0.16
1850.00	5.55	271.46	7.19	1649.75	0.16

Conclusión: La máxima diferencia de flecha es 0,16 m.

Zona III - desnivel 0,2

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 190 MVAEDS = 10°C
T max = 50°C.

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO
100.00	2.97	1.44	3.07	883.32
125.00	3.31	2.02	3.43	985.40
150.00	3.60	2.68	3.73	1071.29
175.00	3.85	3.41	3.99	1143.75
200.00	4.05	4.23	4.22	1205.25
225.00	4.23	5.14	4.41	1257.58
250.00	4.38	6.12	4.57	1302.43
275.00	4.51	7.20	4.72	1340.99
300.00	4.62	8.36	4.84	1374.28
325.00	4.72	9.61	4.95	1403.13
350.00	4.80	10.95	5.05	1428.23
375.00	4.88	12.38	5.14	1450.15
400.00	4.94	13.90	5.22	1469.36
425.00	5.00	15.52	5.29	1486.26
450.00	5.05	17.23	5.36	1501.18
475.00	5.09	19.03	5.42	1514.40
500.00	5.13	20.93	5.47	1526.16
525.00	5.17	22.92	5.52	1536.64
550.00	5.20	25.01	5.57	1546.03
575.00	5.23	27.19	5.62	1554.45
600.00	5.25	29.47	5.66	1562.04
625.00	5.28	31.84	5.70	1568.89
650.00	5.30	34.32	5.74	1575.09
675.00	5.32	36.88	5.77	1580.72
700.00	5.33	39.59	5.80	1584.34
725.00	5.35	42.35	5.84	1589.17
750.00	5.36	45.20	5.87	1593.59
775.00	5.37	48.16	5.90	1597.63
800.00	5.39	51.21	5.93	1601.34
825.00	5.40	54.36	5.97	1604.75
850.00	5.41	57.61	6.00	1607.90
875.00	5.42	60.96	6.03	1610.79
900.00	5.43	64.41	6.05	1613.48
925.00	5.44	67.96	6.08	1615.96
950.00	5.44	71.60	6.11	1618.26
975.00	5.45	75.35	6.14	1620.41
1000.00	5.46	79.20	6.17	1622.40
1025.00	5.46	83.14	6.20	1624.26
1050.00	5.47	87.19	6.22	1626.00
1075.00	5.47	91.33	6.25	1627.62
1100.00	5.48	95.58	6.28	1629.14
1125.00	5.48	99.93	6.31	1630.57
1150.00	5.49	104.38	6.34	1631.90
1175.00	5.49	108.93	6.36	1633.16
1200.00	5.50	113.58	6.39	1634.35
1225.00	5.50	118.34	6.42	1635.46
1250.00	5.50	123.20	6.45	1636.52
1275.00	5.51	128.16	6.48	1637.51
1300.00	5.51	133.22	6.51	1638.45
1325.00	5.51	138.39	6.53	1639.34
1350.00	5.52	143.66	6.56	1640.18
1375.00	5.52	149.03	6.59	1640.98
1400.00	5.52	154.51	6.62	1641.74
1425.00	5.52	160.09	6.65	1642.45
1450.00	5.53	165.78	6.68	1643.14
1475.00	5.53	171.57	6.71	1643.79
1500.00	5.53	177.47	6.74	1644.41
1525.00	5.53	183.47	6.77	1645.00
1550.00	5.54	189.58	6.80	1645.56
1575.00	5.54	195.79	6.84	1646.09
1600.00	5.54	202.12	6.87	1646.61
1625.00	5.54	208.55	6.90	1647.10
1650.00	5.54	215.08	6.93	1647.56
1675.00	5.54	221.73	6.96	1648.01
1700.00	5.54	228.48	7.00	1648.44
1725.00	5.55	235.34	7.03	1648.85
1750.00	5.55	242.32	7.06	1649.24
1775.00	5.55	249.40	7.09	1649.62
1800.00	5.55	256.59	7.13	1649.98
1825.00	5.55	263.89	7.16	1650.33
1850.00	5.55	271.30	7.20	1650.66

EDS = 10°C
T max = 54°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.83	1.52	2.92	839.93	0.08
125.00	3.18	2.11	3.29	945.51	0.09
150.00	3.48	2.77	3.61	1034.53	0.09
175.00	3.73	3.52	3.88	1109.88	0.11
200.00	3.95	4.35	4.11	1172.97	0.12
225.00	4.13	5.26	4.31	1228.87	0.12
250.00	4.29	6.25	4.48	1276.02	0.13
275.00	4.43	7.33	4.63	1316.70	0.13
300.00	4.55	8.50	4.77	1351.92	0.14
325.00	4.65	9.75	4.88	1382.53	0.14
350.00	4.74	11.10	4.99	1409.23	0.15
375.00	4.82	12.53	5.08	1432.61	0.15
400.00	4.89	14.06	5.17	1453.14	0.16
425.00	4.95	15.68	5.24	1471.24	0.16
450.00	5.00	17.39	5.31	1487.25	0.16
475.00	5.05	19.20	5.37	1501.46	0.17
500.00	5.09	21.10	5.43	1514.12	0.17
525.00	5.13	23.09	5.49	1525.43	0.17
550.00	5.17	25.18	5.54	1535.56	0.17
575.00	5.20	27.36	5.58	1544.66	0.17
600.00	5.22	29.64	5.63	1552.87	0.17
625.00	5.25	32.02	5.67	1560.29	0.18
650.00	5.27	34.49	5.71	1567.01	0.17
675.00	5.29	37.06	5.75	1573.12	0.18
700.00	5.31	39.73	5.78	1578.68	0.14
725.00	5.32	42.54	5.81	1582.15	0.19
750.00	5.34	45.39	5.85	1586.97	0.19
775.00	5.35	48.35	5.88	1591.38	0.19
800.00	5.37	51.40	5.91	1595.43	0.19
825.00	5.38	54.56	5.95	1599.16	0.20
850.00	5.39	57.81	5.98	1602.59	0.20
875.00	5.40	61.16	6.01	1605.76	0.20
900.00	5.41	64.61	6.04	1608.69	0.20
925.00	5.42	68.15	6.07	1611.41	0.19
950.00	5.43	71.80	6.10	1613.93	0.20
975.00	5.44	75.55	6.13	1616.27	0.20
1000.00	5.44	79.39	6.16	1618.45	0.19
1025.00	5.45	83.34	6.18	1620.49	0.20
1050.00	5.46	87.38	6.21	1622.39	0.19
1075.00	5.46	91.53	6.24	1624.17	0.20
1100.00	5.47	95.78	6.27	1625.83	0.20
1125.00	5.47	100.13	6.30	1627.40	0.20
1150.00	5.48	104.58	6.33	1628.86	0.20
1175.00	5.48	109.13	6.35	1630.24	0.20
1200.00	5.49	113.78	6.38	1631.54	0.20
1225.00	5.49	118.54	6.41	1632.76	0.20
1250.00	5.50	123.40	6.44	1633.92	0.20
1275.00	5.50	128.36	6.47	1635.01	0.20
1300.00	5.50	133.42	6.50	1636.04	0.20
1325.00	5.51	138.59	6.53	1637.01	0.20
1350.00	5.51	143.86	6.56	1637.94	0.20
1375.00	5.51	149.23	6.59	1638.81	0.20
1400.00	5.52	154.71	6.62	1639.64	0.20
1425.00	5.52	160.29	6.65	1640.43	0.20
1450.00	5.52	165.98	6.68	1641.18	0.20
1475.00	5.52	171.77	6.71	1641.90	0.20
1500.00	5.53	177.67	6.74	1642.57	0.20
1525.00	5.53	183.67	6.77	1643.22	0.20
1550.00	5.53	189.78	6.80	1643.84	0.20
1575.00	5.53	196.00	6.83	1644.43	0.21
1600.00	5.53	202.32	6.86	1644.99	0.20
1625.00	5.54	208.75	6.89	1645.53	0.20
1650.00	5.54	215.29	6.93	1646.04	0.21
1675.00	5.54	221.94	6.96	1646.53	0.21
1700.00	5.54	228.69	6.99	1647.00	0.21
1725.00	5.54	235.55	7.02	1647.45	0.21
1750.00	5.54	242.52	7.06	1647.88	0.20
1775.00	5.54	249.61	7.09	1648.30	0.21
1800.00	5.55	256.80	7.12	1648.70	0.21
1825.00	5.55	264.10	7.16	1649.08	0.21
1850.00	5.55	271.51	7.19	1649.44	0.21

Conclusión: La máxima diferencia de flecha es 0,21 m.

Zona III - desnivel 0,2

CÁLCULO DE FLECHAS PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

DIFERENCIA DE FLECHAS MEDIANTE CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Tramos con Altitud entre 3500 y 4500 msnm
INCREMENTO A 200 MVA

EDS = 10°C
T max = 50°C.

EDS = 10°C
T max = 55°C

VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	VANO(m)	ESFUERZO HORIZONTAL (kg/mm ²)	FLECHA (m)	ESFUERZO TANGENCIAL (kg/mm ²)	PARAMETRO	DIFERENCIA DE FLECHAS (m)
100.00	2.97	1.44	3.07	883.32	100.00	2.79	1.54	2.89	829.77	0.10
125.00	3.31	2.02	3.43	985.40	125.00	3.15	2.13	3.26	936.10	0.11
150.00	3.60	2.68	3.73	1071.29	150.00	3.45	2.80	3.58	1025.79	0.12
175.00	3.85	3.41	3.99	1143.75	175.00	3.71	3.55	3.85	1101.77	0.14
200.00	4.05	4.23	4.22	1205.25	200.00	3.92	4.38	4.08	1165.16	0.15
225.00	4.23	5.14	4.41	1257.58	225.00	4.11	5.29	4.29	1221.94	0.15
250.00	4.38	6.12	4.57	1302.43	250.00	4.27	6.28	4.46	1269.62	0.16
275.00	4.51	7.20	4.72	1340.99	275.00	4.41	7.36	4.61	1310.79	0.16
300.00	4.62	8.36	4.84	1374.28	300.00	4.53	8.53	4.75	1346.47	0.17
325.00	4.72	9.61	4.95	1403.13	325.00	4.63	9.79	4.87	1377.50	0.18
350.00	4.80	10.95	5.05	1428.23	350.00	4.72	11.13	4.97	1404.59	0.18
375.00	4.88	12.38	5.14	1450.15	375.00	4.80	12.57	5.07	1428.31	0.19
400.00	4.94	13.90	5.22	1469.36	400.00	4.87	14.10	5.15	1449.16	0.20
425.00	5.00	15.52	5.29	1486.26	425.00	4.94	15.72	5.23	1467.55	0.20
450.00	5.05	17.23	5.36	1501.18	450.00	4.99	17.43	5.30	1483.83	0.20
475.00	5.09	19.03	5.42	1514.40	475.00	5.04	19.24	5.36	1498.28	0.21
500.00	5.13	20.93	5.47	1526.16	500.00	5.08	21.14	5.42	1511.15	0.21
525.00	5.17	22.92	5.52	1536.64	525.00	5.12	23.13	5.48	1522.66	0.21
550.00	5.20	25.01	5.57	1546.03	550.00	5.16	25.22	5.53	1532.97	0.21
575.00	5.23	27.19	5.62	1554.45	575.00	5.19	27.41	5.58	1542.24	0.22
600.00	5.25	29.47	5.66	1562.04	600.00	5.22	29.69	5.62	1550.60	0.22
625.00	5.28	31.84	5.70	1568.89	625.00	5.24	32.06	5.66	1558.16	0.22
650.00	5.30	34.32	5.74	1575.09	650.00	5.26	34.54	5.70	1565.01	0.22
675.00	5.32	36.88	5.77	1580.72	675.00	5.29	37.11	5.74	1571.23	0.23
700.00	5.33	39.59	5.80	1584.34	700.00	5.30	39.77	5.78	1576.91	0.18
725.00	5.35	42.35	5.84	1589.17	725.00	5.32	42.54	5.81	1582.09	0.19
750.00	5.36	45.20	5.87	1593.59	750.00	5.33	45.44	5.84	1585.33	0.24
775.00	5.37	48.16	5.90	1597.63	775.00	5.35	48.40	5.88	1589.83	0.24
800.00	5.39	51.21	5.93	1601.34	800.00	5.36	51.45	5.91	1593.96	0.24
825.00	5.40	54.36	5.97	1604.75	825.00	5.37	54.61	5.94	1597.76	0.25
850.00	5.41	57.61	6.00	1607.90	850.00	5.39	57.86	5.97	1601.27	0.25
875.00	5.42	60.96	6.03	1610.79	875.00	5.40	61.21	6.00	1604.50	0.25
900.00	5.43	64.41	6.05	1613.48	900.00	5.41	64.65	6.03	1607.50	0.24
925.00	5.44	67.96	6.08	1615.96	925.00	5.42	68.20	6.06	1610.27	0.24
950.00	5.44	71.60	6.11	1618.26	950.00	5.43	71.85	6.09	1612.85	0.25
975.00	5.45	75.35	6.14	1620.41	975.00	5.43	75.60	6.12	1615.24	0.25
1000.00	5.46	79.20	6.17	1622.40	1000.00	5.44	79.44	6.15	1617.47	0.24
1025.00	5.46	83.14	6.20	1624.26	1025.00	5.45	83.39	6.18	1619.55	0.25
1050.00	5.47	87.19	6.22	1626.00	1050.00	5.45	87.43	6.21	1621.49	0.24
1075.00	5.47	91.33	6.25	1627.62	1075.00	5.46	91.58	6.24	1623.31	0.25
1100.00	5.48	95.58	6.28	1629.14	1100.00	5.47	95.83	6.27	1625.01	0.25
1125.00	5.48	99.93	6.31	1630.57	1125.00	5.47	100.18	6.30	1626.61	0.25
1150.00	5.49	104.38	6.34	1631.90	1150.00	5.48	104.63	6.32	1628.11	0.25
1175.00	5.49	108.93	6.36	1633.16	1175.00	5.48	109.18	6.35	1629.51	0.25
1200.00	5.50	113.58	6.39	1634.35	1200.00	5.49	113.83	6.38	1630.84	0.25
1225.00	5.50	118.34	6.42	1635.46	1225.00	5.49	118.59	6.41	1632.09	0.25
1250.00	5.50	123.20	6.45	1636.52	1250.00	5.49	123.45	6.44	1633.27	0.25
1275.00	5.51	128.16	6.48	1637.51	1275.00	5.50	128.41	6.47	1634.38	0.25
1300.00	5.51	133.22	6.51	1638.45	1300.00	5.50	133.47	6.50	1635.44	0.25
1325.00	5.51	138.39	6.53	1639.34	1325.00	5.50	138.64	6.53	1636.43	0.25
1350.00	5.52	143.66	6.56	1640.18	1350.00	5.51	143.91	6.56	1637.38	0.25
1375.00	5.52	149.03	6.59	1640.98	1375.00	5.51	149.28	6.58	1638.27	0.25
1400.00	5.52	154.51	6.62	1641.74	1400.00	5.51	154.76	6.61	1639.12	0.25
1425.00	5.52	160.09	6.65	1642.45	1425.00	5.52	160.34	6.64	1639.93	0.25
1450.00	5.53	165.78	6.68	1643.14	1450.00	5.52	166.03	6.67	1640.69	0.25
1475.00	5.53	171.57	6.71	1643.79	1475.00	5.52	171.82	6.70	1641.42	0.25
1500.00	5.53	177.47	6.74	1644.41	1500.00	5.52	177.72	6.74	1642.12	0.25
1525.00	5.53	183.47	6.77	1645.00	1525.00	5.53	183.73	6.77	1642.78	0.26
1550.00	5.54	189.58	6.80	1645.56	1550.00	5.53	189.84	6.80	1643.41	0.26
1575.00	5.54	195.79	6.84	1646.09	1575.00	5.53	196.05	6.83	1644.01	0.26
1600.00	5.54	202.12	6.87	1646.61	1600.00	5.53	202.38	6.86	1644.59	0.26
1625.00	5.54	208.55	6.90	1647.10	1625.00	5.53	208.81	6.89	1645.13	0.26
1650.00	5.54	215.08	6.93	1647.56	1650.00	5.54	215.34	6.92	1645.66	0.26
1675.00	5.54	221.73	6.96	1648.01	1675.00	5.54	221.99	6.96	1646.16	0.26
1700.00	5.54	228.48	7.00	1648.44	1700.00	5.54	228.74	6.99	1646.64	0.26
1725.00	5.55	235.34	7.03	1648.85	1725.00	5.54	235.61	7.02	1647.10	0.27
1750.00	5.55	242.32	7.06	1649.24	1750.00	5.54	242.58	7.06	1647.54	0.26
1775.00	5.55	249.40	7.09	1649.62	1775.00	5.54	249.66	7.09	1647.97	0.26
1800.00	5.55	256.59	7.13	1649.98	1800.00	5.54	256.85	7.12	1648.37	0.26
1825.00	5.55	263.89	7.16	1650.33	1825.00	5.55	264.15	7.16	1648.76	0.26
1850.00	5.55	271.30	7.20	1650.66	1850.00	5.55	271.56	7.19	1649.14	0.26

Conclusión: La máxima diferencia de flecha es 0,27 m.

A continuación se presenta un resumen de la diferencia de flechas para cada potencia y desnivel:

Tabla A 1: Diferencia de flecha para diferentes potencias

	Incremento de flecha (desnivel 0%)			Incremento de flecha (desnivel 10%)			Incremento de flecha (desnivel 20%)		
	200 MVA	190 MVA	180 MVA	200 MVA	190 MVA	180 MVA	200 MVA	190 MVA	180 MVA
Zona III	0,26 m	0,21 m	0,16 m	0,26 m	0,21 m	0,16 m	0,27 m	0,21 m	0,16 m

ANEXO B
CALCULO DE AMPACIDAD

ANEXO B1 CALCULO DE AMPACIDAD A 50 °C

Zona III (3500 a 4500 msnm)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 13.493 (Watt/m)

Convective cooling is 33.933 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 50.0 (deg C),

The steady-state thermal rating is 403.8 amperes

ANEXO B2
CALCULO DE AMPACIDAD PARA 180, 190 Y 200 MVA

Resultados del programa IEEE Std 738-2006

Zona III (3500 a 4500 msnm)

S = 152 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 13.415 (Watt/m)

Convective cooling is 33.763 (Watt/m)

Given a constant current of 398.9 amperes,

The conductor temperature is 49.9 (deg C)

S = 180 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 14.708 (Watt/m)

Convective cooling is 36.568 (Watt/m)

Given a constant current of 472.4 amperes,

The conductor temperature is 52.3 (deg C)

S = 190 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 15.230 (Watt/m)

Convective cooling is 37.684 (Watt/m)

Given a constant current of 498.6 amperes,

The conductor temperature is 53.2 (deg C)

S = 200 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 15.797 (Watt/m)

Convective cooling is 38.884 (Watt/m)

Given a constant current of 524.9 amperes,

The conductor temperature is 54.2 (deg C)

ANEXO B3

CALCULO DE AMPACIDAD PARA EL ESTADO DE EMERGENCIA

S = 216 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 16.772 (Watt/m)

Convective cooling is 40.920 (Watt/m)

Given a constant current of 566.9 amperes,

The conductor temperature is 56.0 (deg C)

S = 228 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)

and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 17.564 (Watt/m)

Convective cooling is 42.552 (Watt/m)

Given a constant current of 598.3 amperes,

The conductor temperature is 57.4 (deg C)

S = 240 MVA (Zona III)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)

and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 18.421 (Watt/m)

Convective cooling is 44.294 (Watt/m)

Given a constant current of 629.8 amperes,
The conductor temperature is 58.9 (deg C)

ANEXO B4 CALCULO DE AMPACIDAD EN EL LIMITE TERMICO

Zona III (3500 a 4500 msnm)

Air temperature is 21.00 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 3500 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 83 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -12.0 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 320 (Noviembre 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: ACSR CURLEW

Conductor diameter is 3.168 (cm)

Conductor resistance is 0.0568 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
and 0.0622 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)

Emissivity is 0.7 and solar absorptivity is 0.9

Solar heat input is 37.282 (Watt/m)

Radiation cooling is 25.180 (Watt/m)

Convective cooling is 57.263 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 70.0 (deg C),

The steady-state thermal rating is 824.0 amperes

ANEXO C
RESUMEN DE VANOS CRITICOS EN GABINETE Y CAMPO

Tabla C1: Relación de vanos críticos según revisión de planos de perfil

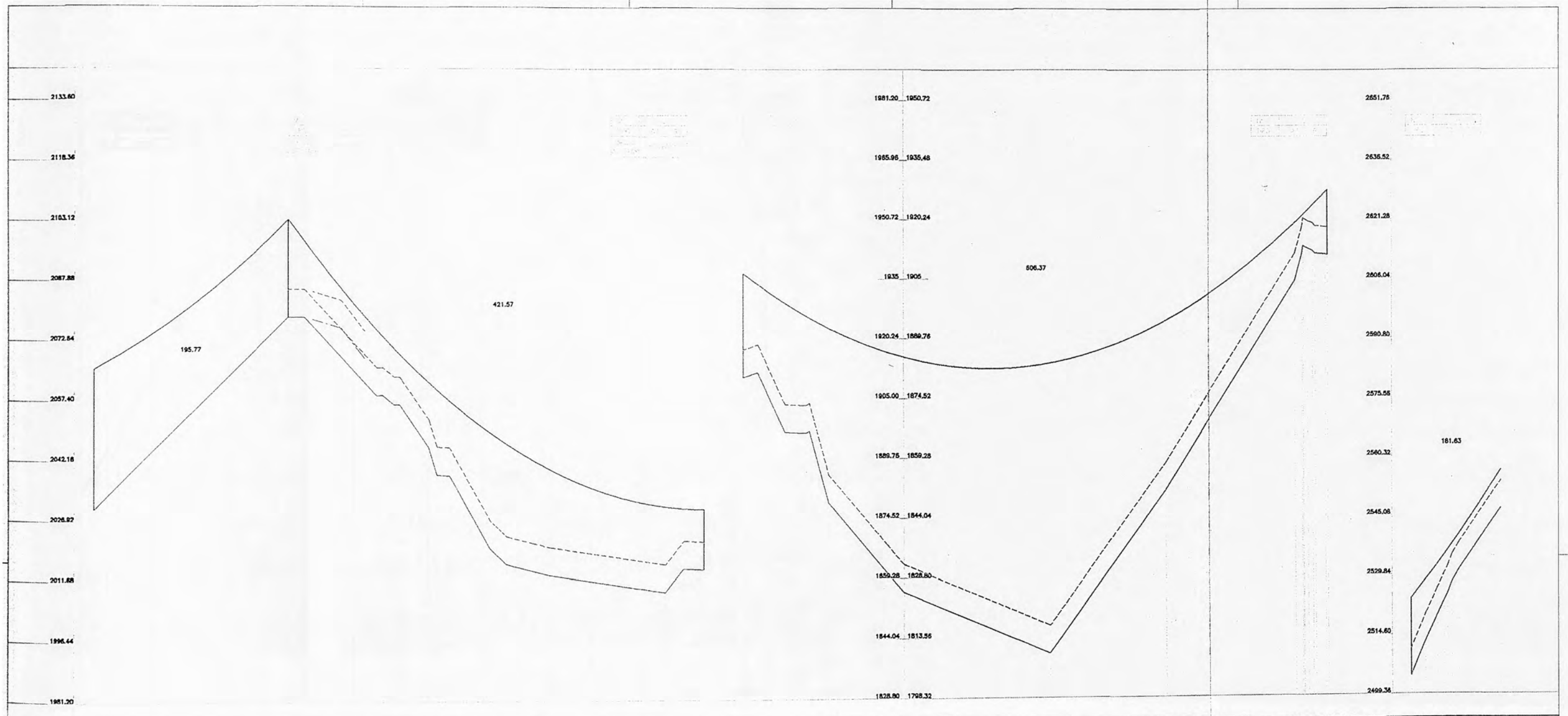
ITEM	TORRE NUMERO (DEFINITIVO)	VANO HACIA ADELANTE (m)	TORRE		Plano N°	Distancia vertical crítica (m)	Ubicación horizontal del punto crítico (m)
			TIPO	ESTRIBOS			
1	T1 - T2	424.00	D4	+1	BC-ML-03 Pagina 142	7.0	9 (Portico)-Edificio
2	T4 - T5	610.00	B3	+1	BC-ML-03 Pagina 242	7.0	120 (T3)
3	T17-T18	753.00	C3	-6	BC-ML-03 Pagina 542	6.0	25 (T17)
4	T18-T19	268.00	C3	-6	BC-ML-03 Pagina 542	6.0	18 (T18)
5	T41-T42	280.00	C3	-6	BC-ML-03 Pagina 1142	7.0	218 (T42)
6	T44-T45	629.00	C3	-6	BC-ML-03 Pagina 1242	6.5	54 (T44)
7	T51-T52	826.00	B3	-6	BC-ML-03 Pagina 1542	6.0	43 (T52)
8	T56-T57	400.00	A3	-2	BC-ML-03 Pagina 1642	7.5	151 (T57)
9	T57-T58	958.00	C3	-4	BC-ML-03 Pagina 1642	7.5	82 (T57)
10	T62-T63	968.90	B3	-2	BC-ML-03 Pagina 1842	7.0	245 (T63)
11	T63-T64	748.00	B3	-4	BC-ML-03 Pagina 1942	6.0	266 (T63)
12	T66-T67	191.00	C3	-6	BC-ML-03 Pagina 2042	7.5	15 (T67)
13	T68-T69	684.00	A3	-6	BC-ML-03 Pagina 2042	7.0	107 (T69)
14	T69-T70	367.00	B3	-2	BC-ML-03 Pagina 2042	7.5	36 (T69)
15	T70-T71	557.00	B3	-6	BC-ML-03 Pagina 2042	7.0	158 (T71)
16	T71-T72	622.00	B3	-6	BC-ML-03 Pagina 2142	6.5	273 (T71)
17	T73-T74	432.00	B3	+6	BC-ML-0 Pagina 2242	7.5	119 (T73)
18	T74-T75	434.00	A3	+5	BC-ML-0 Pagina 2242	6.5	124 (T75)
19	T75-T76	356.00	A3	+2	BC-ML-0 Pagina 2242	7.0	184 (T76)
20	T76-T77	477	A3	-2	BC-ML-0 Pagina 2242	7.0	162 (T76)
21	T77-T78	285.00	A3	-6	BC-ML-0 Pagina 2242	7.0	164 (T77)
22	T79-T80	515.00	C3	-2	BC-ML-03 Pagina 2342	7.0	188 (T80)
23	T81-T82	389.33	B3	-4	BC-ML-03 Pagina 2442	7.5	156 (T82)
24	T82-T83	797.00	B3	+1	BC-ML-03 Pagina 2442	6.4	116 (T83)
25	T83-T84	415.00	B3	-1	BC-ML-03 Pagina 2442	7.2	124 (T83)
26	T84-T85	280.00	A3	+6	BC-ML-03 Pagina 2542	7.0	115 (T84)
27	T85-T86	858.20	B3	-1	BC-ML-03 Pagina 2542	7.5	241 (T86)
28	T86-T87	194.80	B3	+3	BC-ML-03 Pagina 2542	7.0	86 (T86)
29	T89-T90	444.00	B3	-1	BC-ML-03 Pagina 2642	7.4	235 (T90)
30	T96-T97	400.00	A3	+3	BC-ML-03 Pagina 2842	7.4	154 (T96)
31	T97-T98	373.60	C3	-6	BC-ML-03 Pagina 2842	7.0	168 (T98)
32	T99-T100	382.00	A3	+0	BC-ML-03 Pagina 2942	7.0	188 (T100)
33	T100-T101	557.00	A3	+4	BC-ML-03 Pagina 2942	6.8	304 (T100)
34	T101-T102	381.00	A3	+5	BC-ML-03 Pagina 2942	7.0	154 (T101)
35	T102-T103	501.00	A3	+4	BC-ML-03 Pagina 2942	7.0	229 (T102)
36	T103-T104	498.00	C3	-2	BC-ML-03 Pagina 3042	7.0	260 (T103)
37	T104-T105	313.50	A3	+3	BC-ML-03 Pagina 3042	7.4	162 (T104)
38	T105-T106	676.50	B3	-5	BC-ML-03 Pagina 3042	7.5	241 (T105)
39	T106-T107	485.00	B3	-1	BC-ML-03 Pagina 3042	7.0	224 (T107)
40	T107-T108	582.00	B3	+2	BC-ML-03 Pagina 3142	7.4	220 (T108)
41	T108-T109	620.00	B3	+6	BC-ML-03 Pagina 3142	6.9	122 (T109)
42	T109-T110	507.00	B3	+0	BC-ML-03 Pagina 3142	7.0	320 (T109)
43	T110-T111	390.00	A3	-2	BC-ML-03 Pagina 3242	6.5	252 (T110)
44	T111-T112	590.10	B3	-1	BC-ML-03 Pagina 3242	6.8	291 (T111)
45	T116-T117	546.20	C3	-2	BC-ML-03 Pagina 3442	6.85	148 (T117)
46	T117-T118	462.80	B3	-5	BC-ML-03 Pagina 3442	6.5	147 (T118)
47	T125-T126	413.00	B3	+1	BC-ML-03 Pagina 3642	7.0	177 (T125)
48	T126-T127	443.00	A3	+3	BC-ML-03 Pagina 3642	6.9	130 (T127)
49	T127-T128	678.00	B3	+3	BC-ML-03 Pagina 3642	7.0	110 (T127)
50	T128-T129	259.00	A3	+6	BC-ML-03 Pagina 3742	7.0	156 (T128)
51	T141-T142	661.00	B3	+6	BC-ML-03 Pagina 4042	6.8	210 (T141)
52	T142-T143	120.00	A3	-6	BC-ML-03 Pagina 1242	7.5	52 (T43)
53	T143-T144	188.62	A3	-6	BC-ML-03 Pagina 4042	7.4	64 (T144)
54	T144-T145	648.37	A3	-6	BC-ML-03 Pagina 4042	7.5	512 (T145)
55	T145-T146	381.00	C3	-3	BC-ML-03 Pagina 4142	7.5	210 (T145)
	PORT						

Tabla C2: Relación de vanos identificados en campo

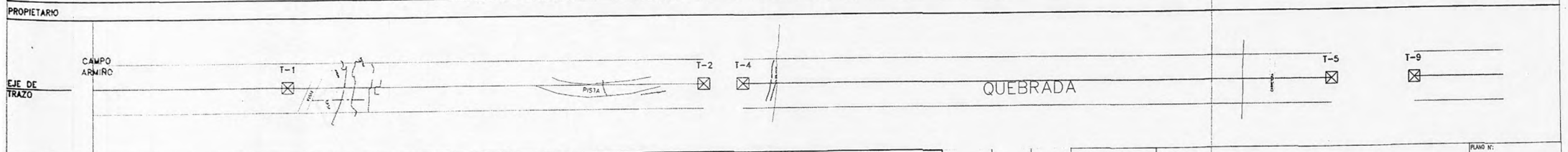
Item	Vano (m)	Descripción en el punto crítico					Fecha	Características del terreno alrededor del punto crítico	Descripción del Vano	
		Distancia sobre superficie del terreno (m)	Ubicada a (m) de la Estructura	Temperatura ambiente (°C)	Hora de medición de Temperatura	Del tipo de terreno				
1	T01-T02 421,56	8.56	53,54 (T001)	16	10:50 a.m.	12/03/2008	Loza jardín	Terreno en ladera, cubierta de vegetación, pista, casas		
2	T04-T05 606,37	8.09	25,90 (T005)	15	4:30 p.m.	12/03/2008	Filo barranco	Terreno en quebrada, cubierta de vegetación, cruza río		
3	T09-T10 181,63	7.22	54,75 (T010)	17	02:45 p.m.	08/03/2008	Arbustos	Terreno 70% de pendiente, arbustos, no hay chacra		
4	T17-T18 740,33	12.96	24,34 (T017)	15	11:50 a.m.	07/03/2008	Terreno despejado	Terreno en ladera presenta desniveles, lomadas		
5	T18-T19 268,36	8.34	15,84 (T018)	15	11:30 a.m.	07/03/2008	Lomada	Terreno en pendiente longitudinal, presenta desniveles		
6	T25-T26 888,48	7.44	88,89 (T026)	12	08:30 a.m.	07/03/2008	Terreno despejado	Terreno en ladera, cultivo de maíz		
7	T39-T40 294,75	6.82	172,56 (T039)	15	09:50 a.m.	05/03/2008	Terreno despejado	Terreno en pendiente longitudinal, cultivo papa		
8	T41-T42 120,47	10.92	62,22 (T041)	12	8:00 a.m.	05/03/2008	Lomada	Terreno en lomada, despejado		
9	T44-T45 1545,37	7.60	69,03 (T044)	17	12:30 p.m.	04/03/2008	Terreno despejado	Terreno en quebrada, despejado, cruza carretera		
10	T51-T52 500,40	12.62	44,28 (T052)	13	11:30 a.m.	09/03/2008	Ladera	Terreno 70% de pendiente, quebrada, chacra arberja		
11	T56-T57 960,64	10.95	60,39 (T057)	12	2:50 p.m.	09/03/2008	Terreno despejado	Terreno en quebrada, presenta desniveles, despejado		
12	T57-T58 163,07	18.37	18,29 (T058)	13	3:50 p.m.	09/03/2008	Ladera	Terreno en ladera, despejado		
13	T62-T63 750,39	12.11	241,14 (T063)	11	8:00 a.m.	10/03/2008	Terreno despejado	Terreno en quebrada, presenta desniveles, puquiales		
14	T63-T64 748,48	9.73	27,53 (T064)	13	10:30 a.m.	10/03/2008	Terreno despejado	Terreno en ladera, despejado, presenta desniveles, hoyedas		
15	T66-T67 942,11	14.13	253,54 (T067)	15	12:00 p.m.	10/03/2008	Terreno despejado	Terreno en ladera, despejado, presenta desniveles, rocas		
16	T67-T68 186,94	5.74	93,30 (T067)	18	1:35 p.m.	10/03/2008	Zone rocosa	Terreno con desniveles, zona rocosa		
17	T68-T69 344,64	16.42	49,34 (T069)	17	3:05 p.m.	10/03/2008	Terreno despejado	Terreno en pendiente, despejado		
18	T69-T70 557,45	9.33	148,06 (T070)	11	4:00 p.m.	10/03/2008	Terreno despejado	Terreno en ladera, presenta desniveles, despejado		
19	T70-T71 623,01	7.21	280,18 (T070)	10	8:15 a.m.	11/03/2008	Lomada	Terreno en ladera, presenta desniveles, lomadas		
20	T71-T72 474,54	12.84	137,16 (T071)	10	11:30 a.m.	11/03/2008	Campo despejado	Terreno en ladera, presenta desniveles, despejado		
21	T73-T74 382,94	1.101	127,58 (T073)	10	12:00 p.m.	11/03/2008	Campo despejado	Terreno en ladera, presenta desniveles		
22	T74-T75 382,18	7.07	167,54 (T074)	10	1:05 p.m.	11/03/2008	Terreno despejado	Terreno en llanura, presenta desniveles		
23	T75-T76 412,08	7.43	180,66 (T076)	12	2:20 p.m.	11/03/2008	Terreno despejado	Terreno en llanura, presenta desniveles, no hay chacra		
24	T76-T77 501,66	9.28	206,76 (T076)	11	2:40 p.m.	11/03/2008	Campo despejado	Terreno en llanura, despejado		
25	T77-T78 382,24	5.94	84,12 (T078)	12	3:50 p.m.	11/03/2008	Campo despejado	Terreno en llanura, despejado		
26	T79-T80 474,15	14.96	78,02 (T080)	9	1:05 p.m.	15/03/2008	Ladera	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra oluco, cebada		
27	T81-T82 365,23	13.85	145,63 (T082)	9	2:00 p.m.	15/03/2008	Ladera	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra cebada		
28	T82-T83 645,80	9.58	141,63 (T083)	9	2:55 p.m.	15/03/2008	Chacra cebada	Terreno en quebrada, presenta lomadas, chacra cebada		
29	T83-T84 412,47	7.77	288,61 (T084)	8	3:20 p.m.	15/03/2008	Terreno despejado	Terreno en llanura, despejado, presenta desniveles		
30	T84-T85 252,78	7.47	126,87 (T084)	9	9:50 a.m.	16/03/2008	Terreno despejado	Terreno en llanura, despejado, presenta desniveles		
31	T85-T86 887,13	14.58	71,54 (T086)	9	10:40 a.m.	16/03/2008	Ladera	Terreno en quebrada, presenta desniveles, afloramiento de rocas		
32	T86-T87 194,567	7.30	95,40 (T086)	9	11:35 a.m.	16/03/2008	Zone rocosa	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra cebada		
33	T87-T88 527,05	7.13	80,81 (T087)	10	12:55 p.m.	16/03/2008	Ladera despejado	Terreno en ladera, presenta desniveles, lomadas, chacra cebada		
34	T89-T90 413,45	6.02	120,83 (T089)	12	2:55 p.m.	16/03/2008	Ladera con piedras	Terreno en ladera, presenta desniveles, afloramiento de rocas		
35	T94-T95 349,31	6.26	174,76 (T094)	11	9:35 a.m.	17/03/2008	En chacra	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra habas, oluco, papa, arberja		
36	T96-T97 404,99	8.01	202,82 (T096)	10	11:15 a.m.	17/03/2008	Chacra	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra habas, arberja, papa		
37	T97-T98 362,50	7.59	117,90 (T098)	11	1:05 p.m.	17/03/2008	Lomada	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra habas, arberja, papa		
38	T99-T100 364,49	7.55	187,94 (T100)	12	2:10 p.m.	17/03/2008	Chacra	Terreno en ladera, presenta desniveles, lomadas, chacra papa		
39	T100-T101 445,94	10.23	199,14 (T101)	14	3:15 p.m.	17/03/2008	Chacra (papa)	Terreno en ladera, chacra papa		
40	T101-T102 259,37	8.96	114,91 (T102)	14	4:00 p.m.	17/03/2008	Ladera	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra papa, habas		
41	T102-T103 331,21	10.24	212,59 (T103)	9	8:25 a.m.	18/03/2008	Chacra (oluco, arberja)	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra oluco, arberja		
42	T103-T104 422,60	7.26	157,71 (T103)	10	9:25 a.m.	18/03/2008	Lomada	Terreno en ladera, chacra papa, habas, cebada, quinua, oluco		
43	T104-T105 503,11	6.53	232,36 (T105)	11	11:45 a.m.	18/03/2008	Terreno en afloramiento de rocas	Terreno en ladera, afloramiento de rocas, chacra cebada		
44	T105-T106 183,62	13.65	90,39 (T105)	12	12:05 p.m.	18/03/2008	Terreno despejado	Terreno en ladera, presenta desniveles, chacra habas		
45	T106-T107 342,74	9.96	154,13 (T106)	13	12:55 p.m.	18/03/2008	Chacra (cebada)	Terreno en ladera, chacra cebada, papa, habas		
46	T107-T108 483,26	12.96	118,34 (T108)	14	2:00 p.m.	18/03/2008	Chacra (cebada)	Terreno en quebrada, presenta desniveles, lomadas, chacra cebada, oluco, papa		
47	T108-T109 468,18	7.63	241,58 (T109)	9	3:30 p.m.	18/03/2008	Chacra	Terreno en ladera, presenta desniveles, acceso, chacra papa, cebada		
48	T109-T110 576,557	9.46	124,94 (T109)	11	4:20 p.m.	18/03/2008	Terreno despejado	Terreno en llanura, presenta desniveles, campo despejado		
49	T110-T111 569,44	9.99	431,23 (T110)	12	9:30 a.m.	29/03/2008	Terreno de cultivo	Terreno de cultivos, desniveles y afloramiento de rocas		
50	T111-T112 503,71	6.71	326,72 (T111)	13	11:10 a.m.	29/03/2008	Ladera	Terreno en ladera con cultivos de papa, cebada, presenta desniveles		
51	T116-T117 522,72	8.40	412,04 (T116)	13	12:55 p.m.	29/03/2008	Ladera	Terreno en quebrada, presenta desniveles, lomada, chacra de papa		
52	T117-T118 657,25	9.47	473,83 (T117)	14	12:30 p.m.	29/03/2008	Afloramiento de rocas	Ubicado en quebrada, afloramiento de rocas, no presenta zonas de cultivos		

Item	Vano (m)	Descripción en el punto crítico					Descripción del Vano	
		Distancia sobre superficie del terreno (m)	Ubicado a (m) de la Estructura	Temperatura ambiente (°C)	Hora de medición de Temperatura	Fecha	Características del terreno alrededor del punto crítico	Del tipo de terreno
53	T125-T126 528,86	6.77	461,64 (T125)	12	09:45 a.m.	30/03/2008	Ladera	Terreno en ladera, afloramiento de rocas
54	T126-T127 239,06	6.25	80,17 (T126)	12	10:15 a.m.	30/03/2008	Ladera	Terreno en ladera, afloramiento de rocas, presenta desnives
55	T127-T128 593,09	8.02	352,77 (T127)	13	11:05 a.m.	30/03/2008	Ladera	Terreno en quebrada, presenta desnives
56	T128-T129 406,67	6.56	140,74 (T128)	14	01:26 p.m.	30/03/2008	Ladera	Terreno en ladera pronunciada
57	T132-T133 291,38	7.08	144,46 (T132)	14	03:00 p.m.	30/03/2008	Ladera	Terreno en ladera pronunciada
58	T141-T142 299,83	8.65	229,18 (T141)	13	10:00 a.m.	31/03/2008	Ladera	Terreno en quebrada, chacra de papa, campo despejado
59	T142-T143 250,18	7.89	195,31 (T142)	12	10:50 a.m.	31/03/2008	Chacra	Terreno de cultivo de papa, alverja, campo despejado
60	T143-144 406,95	8.82	159,27 (T143)	12	11:50 a.m.	31/03/2008	Chacra	Terreno de cultivo de papa, alverja, trigo, cebada, campo despejado
61	T144-T145 583,82	9.40	122,76 (T144)	13	01:00 p.m.	31/03/2008	Chacra (cebada)	Terreno de cultivos, desnives y afloramiento de rocas
62	T145-T146 639,24	10.69	207,46 (T145)	13	01:45 p.m.	31/03/2008	Afloramiento de rocas	Terreno en quebrada presenta desnives, afloramiento de rocas
63	T149-T150 381,31	7.18	169,04 (T149)	13	09:05 a.m.	01/04/2008	Cementerio (terreno plano)	Terreno de cultivo maíz, cementerio.
64	T152-T153 259,36	6.81	114,15 (T152)	14	10:55 a.m.	01/04/2008	Chacra	Terreno de cultivo maíz, en pendiente

ANEXO D
PLANOS



KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	0.00	2030.00	195.77	0.00
	18.28	2078.60	18.28	195.77
	73.19	2078.59	73.19	212.03
	5.95	2058.79	5.95	285.22
	11.58	2058.61	11.58	291.17
	5.80	2056.41	5.80	302.75
	28.73	2055.50	28.73	311.06
	8.88	2045.88	8.88	337.73
	12.70	2038.01	12.70	346.41
	40.91	2038.43	40.91	359.11
	16.69	2019.91	16.69	400.02
	28.21	2015.81	28.21	418.71
	15.15	2013.86	15.15	444.92
	118.21	2013.09	118.21	460.07
	18.52	2008.51	18.52	578.28
	20.54	2014.49	20.54	598.80
	201.08	2014.17	201.08	617.34
	14.85	1860.10	14.85	1411.91
	28.28	1881.42	28.28	1428.59
	16.59	1866.15	16.59	1454.84
	5.36	1885.98	5.36	1471.43
	20.00	1886.42	20.00	1498.82
	151.37	1823.35	151.37	1576.91
	120.23	1806.82	120.23	1728.26
	136.59	1850.75	136.59	1844.53
	7.50	1894.44	7.50	1894.09
	8.00	1813.79	8.00	1897.86
	10.28	1811.52	10.28	2005.12
	134.90	1911.16	134.90	2018.28
	14.87	2504.09	14.87	4071.96
	12.44	2512.81	12.44	4088.83
	8.38	2519.59	8.38	4099.27
	7.50	2524.88	7.50	4118.98
	42.98	2531.16	42.98	4121.58
	37.71	2548.95	37.71	4184.57



LEYENDA

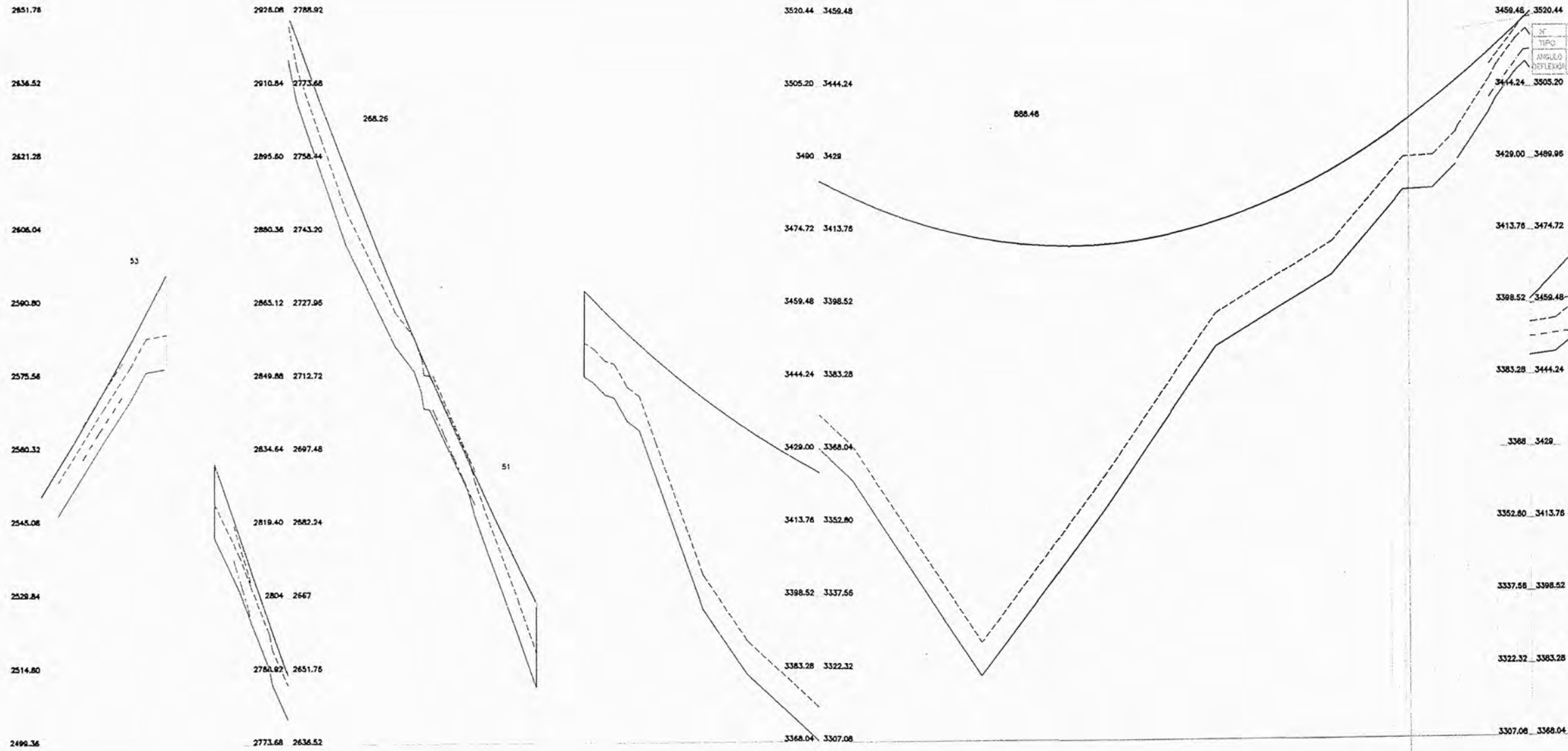
—	L.T. 220 kV PROYECTADA	⊗	ESTRUCTURA METALICA
- - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD	- - -	CASA
- - -	PERFIL DERECHO	- - -	FAJA DE SERVIDUMBRE
- - -	PERFIL IZQUIERDO	- - -	LINEA AEREA (CRUCE)

(H: 1/2000) 0 40 80 120 160 200 m

(V: 1/500) 0 10 20 30 40 50 m

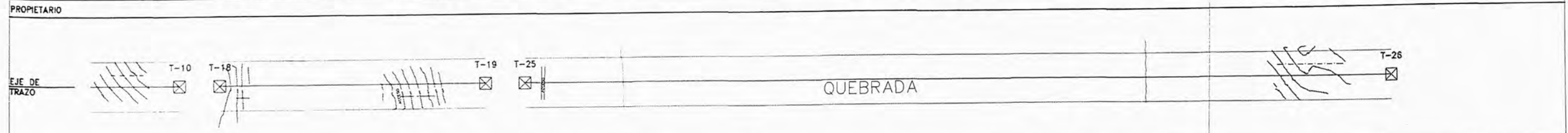
NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO: REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP		PLANO N°: 1 de 13
OS.		
DB.		
REV.		
V B		
FECHA:		ESCALA: INDICADA

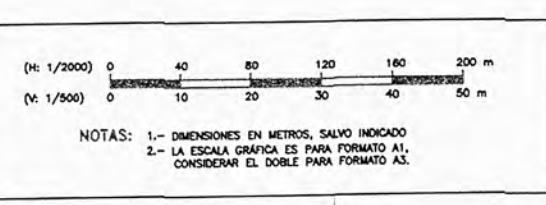


Nº	28
TIPO	C.B + S
ANGULO DE REFLEXION	20°09'29"

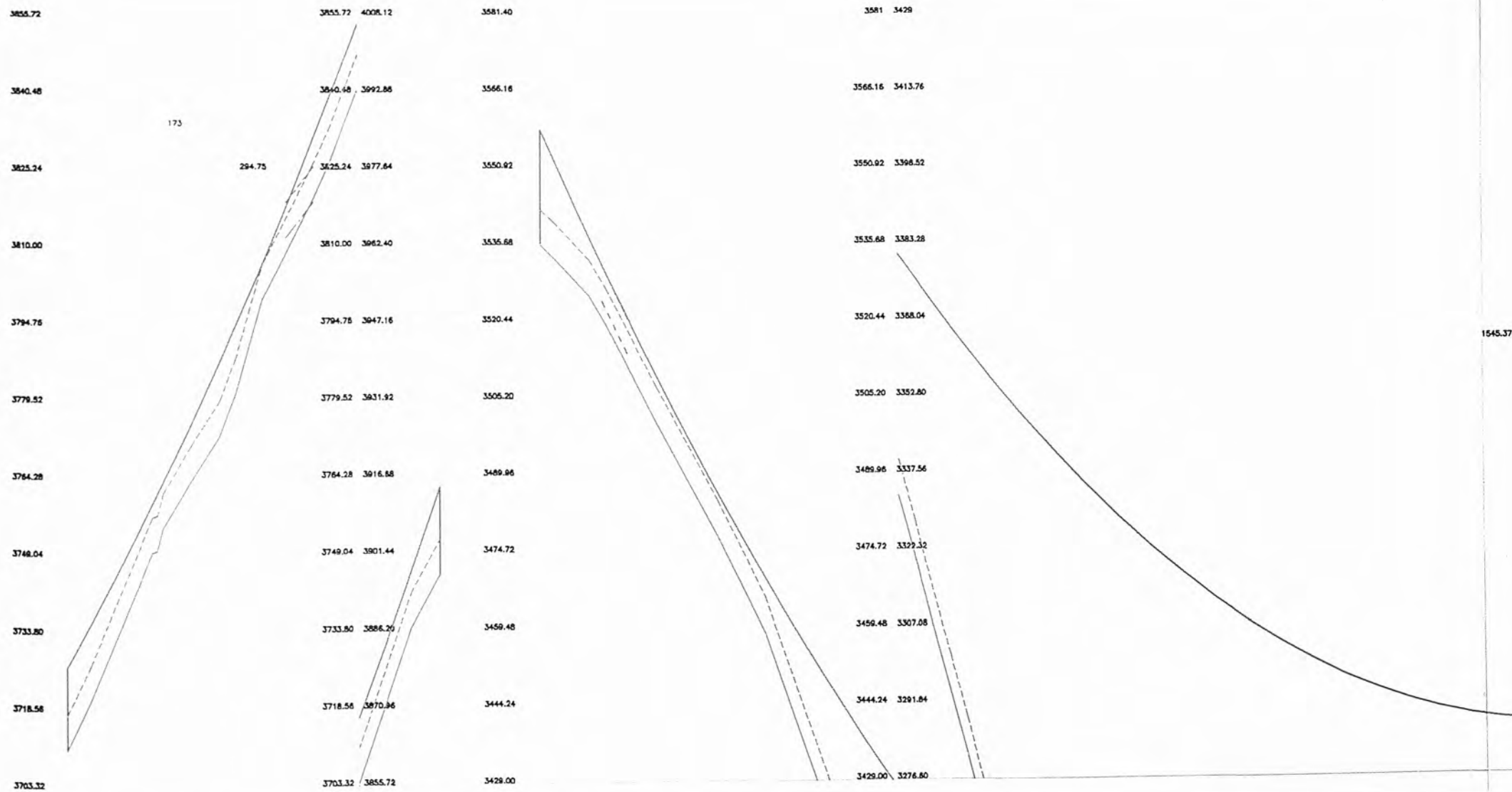
KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
0.00	4184.57	2548.85	37.74	4184.57
0.10	4202.28	2582.24	21.18	4202.28
0.20	4223.48	2570.83	13.86	4223.48
0.30	4237.12	2578.8	18.47	4237.12
0.40	8684.53	2818.78	20.65	8684.53
0.50	8685.18	2805.80	8.78	8685.18
0.60	8693.07	2800.07	16.33	8693.07
0.70	8713.11	2786.30	12.64	8713.11
0.80	8723.78	2778.07	8.95	8723.78
0.90	8732.78	2770.43	20.36	8732.78
1.00	8733.20	2755.05	20.92	8733.20
1.10	8774.12	2740.37	41.22	8774.12
1.20	8815.34	2718.48	15.75	8815.34
1.30	8831.07	2714.28	5.72	8831.07
1.40	8844.03	2708.36	37.56	8844.03
1.50	8881.27	2684.13	10.22	8881.27
1.60	8891.48	2678.88	28.18	8891.48
1.70	8917.65	2659.28	15.14	8917.65
1.80	11976.40	3444.58	8.49	11976.40
1.90	11984.88	3443.28	7.88	11984.88
2.00	11993.82	3440.87	8.03	11993.82
2.10	12001.87	3440.32	11.08	12001.87
2.20	12012.93	3435.34	10.24	12012.93
2.30	12023.17	3433.34	13.07	12023.17
2.40	12038.24	3424.15	40.00	12038.24
2.50	12076.24	3388.01	37.18	12076.24
2.60	12201.40	3361.85	110.00	12201.40
2.70	12311.40	3320.75	105.00	12311.40
2.80	12418.40	3355.48	95.00	12418.40
2.90	12511.40	3389.38	99.38	12511.40
3.00	12610.79	3404.84	90.00	12610.79
3.10	12680.79	3418.07	11.87	12680.79
3.20	12672.88	3422.88	28.51	12672.88
3.30	12698.18	3422.85	20.18	12698.18
3.40	12720.20	3428.99	26.54	12720.20
3.50	12745.24	3438.11	8.95	12745.24
3.60	12758.24	3441.30	16.76	12758.24
3.70	12788.10	3447.88	8.33	12788.10
3.80	12781.29	3448.35	21.44	12781.29
3.90	12802.73	3448.11	16.87	12802.73
4.00	12818.69	3482.47	30.88	12818.69



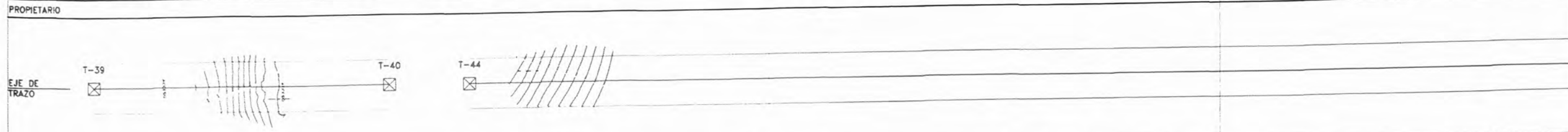
LEYENDA	
—	L.T. 220 W PROYECTADA
- - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD
- - - -	PERFIL DERECHO
- - - -	PERFIL IZQUIERDO
⊠	ESTRUCTURA METALICA
- - -	CASA
- - - -	FAMA DE SERVIDUMBRE
- - - -	LINIA AEREA (CRUCE)



PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP	PLANO N°:	1 de 13
REV:		DES:	
		DB:	
		REV:	
		V B:	
		FECHA:	
		ISC:	INDICADA

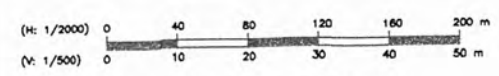


KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
		3710.86	18.35	1803.22
		3770.31	48.18	1855.97
		3752.26	23.26	1881.00
		3783.81	22.70	1903.11
		3772.57	12.66	1915.82
		3780.94	10.82	1927.40
		3780.82	10.27	1937.67
		3789.65	40.72	1981.29
		3819.44	12.64	1998.15
		3826.48	22.13	2004.09
		3841.04	41.56	2008.04
		3871.67	23.37	2010.86
		3535.80	9.74	2185.94
		3533.51	29.87	21961.85
		3525.51	12.83	21891.32
		3519.82	39.40	21794.25
		3500.81	49.81	21743.65
		3477.47	36.89	21783.26
		3458.47	96.91	21830.15
		3368.83	28.63	21949.94
		3340.24	13.46	21978.57
		3327.75	17.21	21992.06
		3310.19	24.70	22009.27
		3284.61	9.99	22033.97
		3276.23	13.98	22043.97
		3280.81	12.72	22057.96
		3244.37	1.15	22057.30
		3244.37	111.73	22064.85
		3181.40	7.48	22189.58
		3181.03	30.78	22200.08
		3180.65	7.42	22230.84
		3180.47	252.48	22238.26
		3210.03	101.07	22361.44
		3233.72	153.94	22662.51



LEYENDA

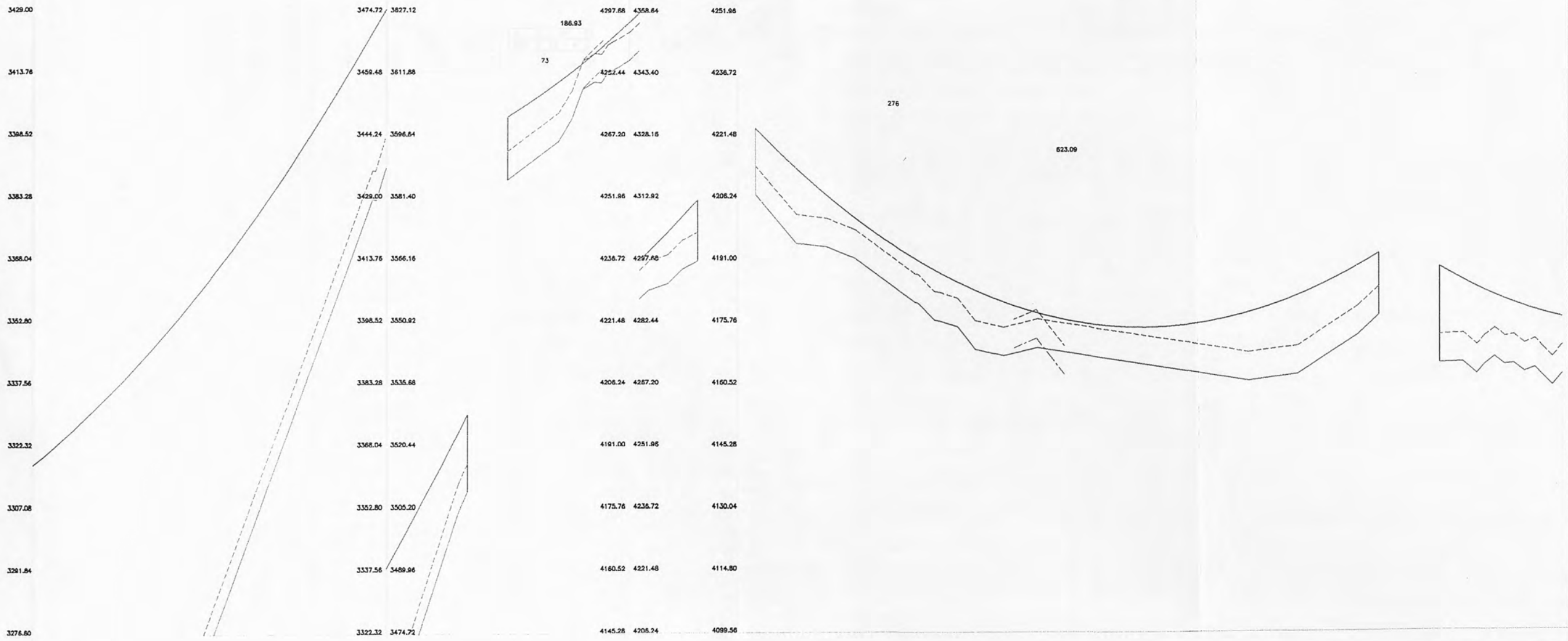
- L.T. 220 M PROYECTADA
- - - DISTANCIA DE SEGURIDAD
- - - PERFIL DERECHO
- - - PERFIL IZQUIERDO
- ⊗ ESTRUCTURA METALICA
- - - CASA
- - - FAJA DE SERMOMBRE
- - - LINEA AEREA (CRUCE)



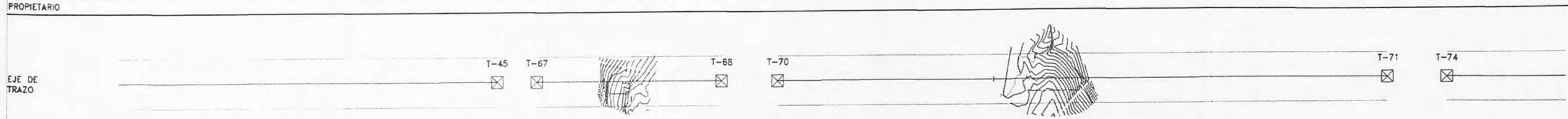
NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP	PLANO N°:	3 de 13
REV:		DIS:	
		DEB:	
		REV:	
		V U:	
		FECH:	INDICADA

PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220



KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	00.00	3250.76		22818.45
	233.14	3269.16	233.14	22871.44
	3428.72	3474.72	9.77	23108.33
	3439.88	3474.72	6.89	23115.04
	3489.14	3489.14	9.29	23124.33
	4255.70	4255.70	50.24	23180.01
	4268.08	4268.08	13.30	23193.31
	4271.68	4271.68	10.36	23203.67
	4278.98	4278.98	11.83	23215.50
	4280.73	4280.73	6.61	23222.11
	4282.84	4282.84	6.11	23228.22
	4283.73	4283.73	7.52	23235.74
	4284.84	4284.84	7.55	23243.29
	4290.51	4290.51	18.36	23261.65
	4292.13	4292.13	14.22	23275.87
	4295.68	4295.68	15.27	23291.14
	4297.61	4297.61	344.94	23636.08
	4207.46	4207.46	41.35	23677.43
	4195.28	4195.28	30.14	23707.57
	4194.34	4194.34	24.28	23731.85
	4181.80	4181.80	58.24	23790.09
	4180.46	4180.46	16.02	23806.11
	4178.26	4178.26	8.33	23814.44
	4176.86	4176.86	16.32	23830.76
	4174.63	4174.63	17.61	23848.37
	4169.08	4169.08	28.80	23877.17
	4187.39	4187.39	34.07	23911.24
	4169.36	4169.36	211.86	24023.10
	4161.08	4161.08	46.03	24069.13
	4162.71	4162.71	59.17	24128.30
	4172.39	4172.39	21.78	24150.08
	4177.30	4177.30	474.71	24624.79
	4165.47	4165.47	23.12	24647.91
	4165.72	4165.72	14.01	24661.92
	4162.56	4162.56	7.05	24668.97
	4162.56	4162.56	10.35	24679.32
	4168.92	4168.92	10.10	24689.42
	4163.02	4163.02	8.58	24697.99
	4163.33	4163.33	10.65	24708.64
	4163.28	4163.28	10.72	24719.36
	4164.33	4164.33	7.01	24726.37
	4162.38	4162.38	10.30	24736.67
	4159.88	4159.88	9.54	24746.21
	4162.71	4162.71	7.89	24754.10



LEYENDA

- L.T. 220 kV PROYECTADA
- DISTANCIA DE SEGURIDAD
- PERFIL DERECHO
- PERFIL IZQUIERDO
- FAJA DE SERVUMBRE ESTRUCTURA METALICA
- CASA ESTRUCTURAS PROYECTADA
- FAJA DE SERVUMBRE ESTRUCTURAS EXISTENTE
- LINEA AEREA (CRUCE)

(H: 1/2000) 0 40 80 120 160 200 m

(V: 1/500) 0 10 20 30 40 50 m

NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO: REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP

PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA L.T. MANTARO - HUAYUCACHI L-2220

PLANO N°: 1 de 13

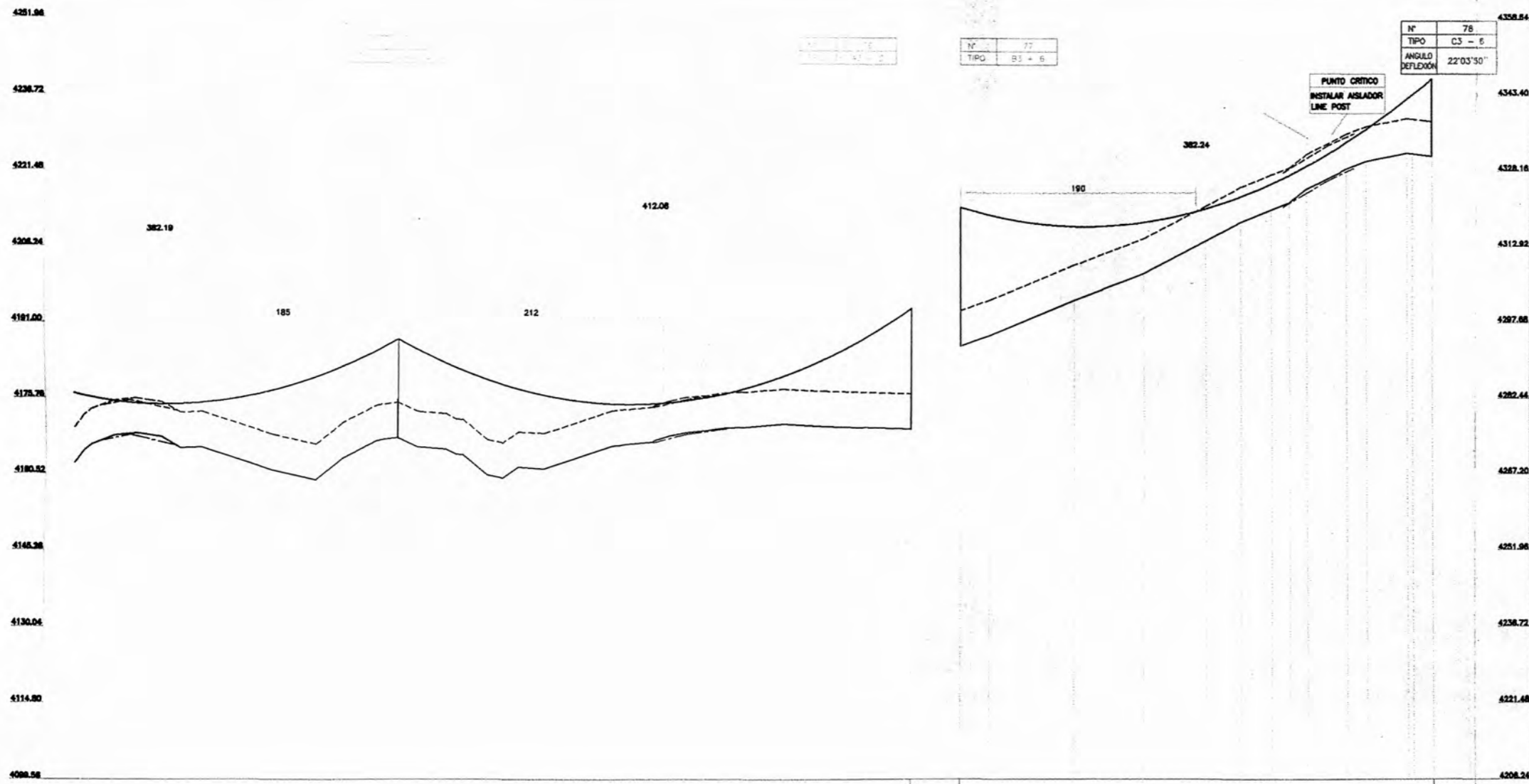
DIS: []

DIB: []

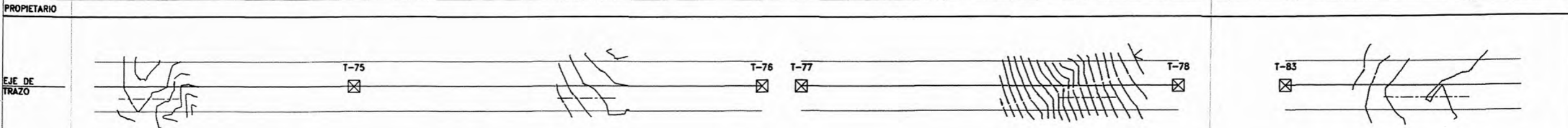
REV: []

V E: []

FECH: [] ESC: INDICADA

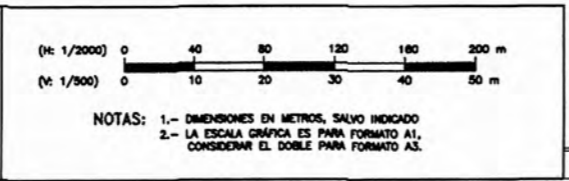


KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
3828.28	7.88	4183.77	7.88	3828.28
3834.00	13.60	4183.33	15.76	3844.04
3842.40	22.00	4183.33	24.16	3868.20
3861.52	41.12	4188.3	43.28	3911.48
3879.51	59.11	4186.77	61.27	3972.75
3886.30	65.90	4188.3	68.06	4040.81
3890.72	70.32	4188.0	72.48	4113.29
38915.83	18.08	4183.98	90.56	4203.85
38932.70	98.45	4184.08	189.01	4392.86
38998.28	164.03	4181.46	254.59	4647.45
39023.82	189.57	4194.57	280.13	4927.58
39044.83	210.58	4183.98	299.14	5226.72
39072.18	237.93	4187.42	326.49	5553.21
39099.08	264.83	4187.00	353.39	5906.60
391002802	301.83	4184.07	390.39	6296.99
39122.83	322.84	4185.58	411.40	6708.39
39130.00	330.01	4184.99	418.57	7128.96
39160.87	360.88	4186.41	449.44	7578.40
39173.08	373.09	4186.82	461.65	8039.05
39183.48	383.49	4182.0	472.05	8511.10
39205.74	405.75	4181.87	494.31	8995.41
39280.50	480.51	4186.18	569.07	9564.48
39284.10	484.11	4187.2	572.67	10137.15
39307.52	507.53	4186.24	596.09	10733.24
39320.17	520.18	4186.08	608.74	11342.98
39335.14	535.15	4189.2	623.71	11966.69
39351.85	551.86	4184.88	640.42	12607.11
39368.10	568.11	4183.98	657.17	13264.28
39386.43	586.44	4170.88	675.50	13939.78
39431.31	631.32	4170.28	720.38	14660.16
39491.18	691.19	4189.8	780.25	15440.41
40003.37	1301.56	4186.40	1340.12	16780.53
40028.50	1326.70	4186.52	1365.26	17145.79
40083.00	1380.70	4183.98	1419.26	17565.05
40151.48	1448.18	4200.88	1486.74	18051.79
40201.72	1498.42	4207.32	1537.00	18588.81
40230.88	1527.58	4211.28	1566.16	19154.97
40255.25	1551.95	4213.72	1590.53	19745.50
40286.98	1583.68	4215.18	1622.26	20367.76
40294.02	1590.72	4217.88	1629.30	20997.06
40318.17	1614.87	4221.30	1653.45	21640.51
40331.88	1628.58	4223.42	1667.16	22297.67
40384.83	1681.53	4223.02	1720.11	23017.78
40388.8	1685.50	4224.48	1724.08	23741.86
404102	1707.00	4224.48	1745.58	24487.44
40487.86	1784.14	4221.72	1822.72	25310.16
40527.88	1824.16	4224.72	1862.74	26172.90
40583.78	1880.06	4227.88	1918.64	27081.58
40591.12	1887.40	4228.1	1926.00	27607.58
40641.01	1937.29	4230.74	1975.89	28583.47
40683.70	1980.00	4231.48	2018.60	29602.07
40698.15	1994.45	4232.58	2033.05	30135.12



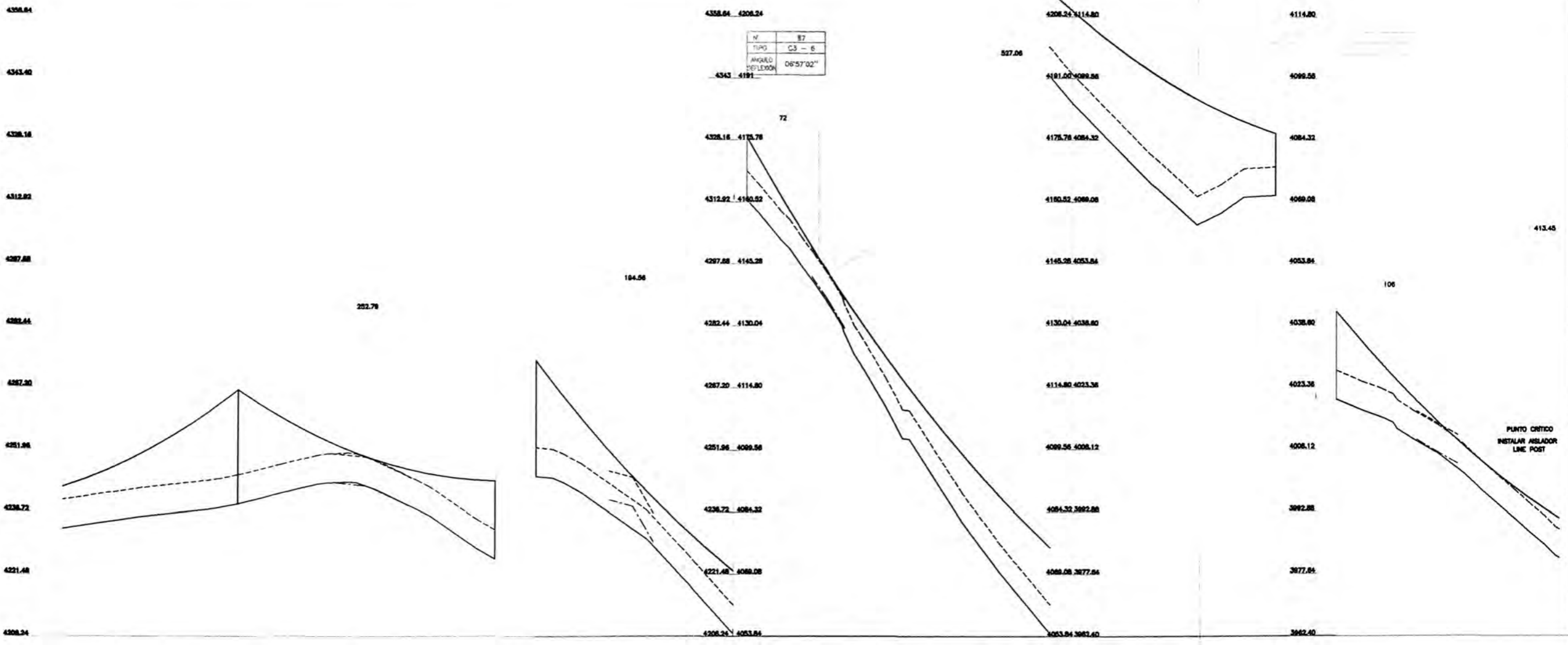
LEYENDA

—	L.T. 220 kV PROYECTADA	⊗	ESTRUCTURA METALICA
- - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD	- - -	CASA
- - -	PERFIL DERECHO	- - -	FAJA DE SOMBREADO ESTRUCTURAS EXISTENTE
- - -	PERFIL IZQUIERDO	- - -	LINEA AEREA (CRUCE)

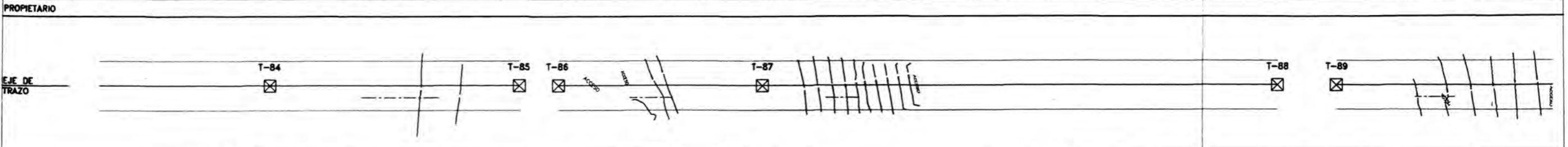


FECHA	DESCRIPCION	REVISO	APROBADO

PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP
PLANO N°:	5 de 13
DIS.	
REV.	
V B	
ESCALA:	INDICADA



KILOMETRAJE																				
ESTACION																				
COTA TERRENO	4308.24	4312.82	4318.22	4321.48	4326.72	4331.96	4337.20	4342.44	4347.68	4352.92	4358.16	4363.40	4368.64	4373.88	4379.12	4384.36	4389.60	4394.84	4400.08	4405.32
DISTANCIA PARCIAL	75.83	75.38	21.06	41.84	38.31	8.98	20.38	42.63	7.88	18.31	24.88	14.51	12.85	48.38	18.53	887.87	18.80	10.24	17.47	85.23
DISTANCIA ACUMULADA	4308.24	4401.36	4408.26	44110.38	44152.30	44186.50	44218.88	44258.72	44298.00	44337.20	44376.08	44414.83	44453.15	44491.00	44528.53	44565.40	44602.20	44638.93	44675.63	44712.28



LEYENDA

- L.T. 220 KV PROYECTADA
- DISTANCIA DE SEGURIDAD
- PERFIL DERECHO
- PERFIL IZQUIERDO
- ESTRUCTURA METALICA
- CASA
- FAJA DE SERVIDUMBRE
- LINEA AEREA (CRUCI)

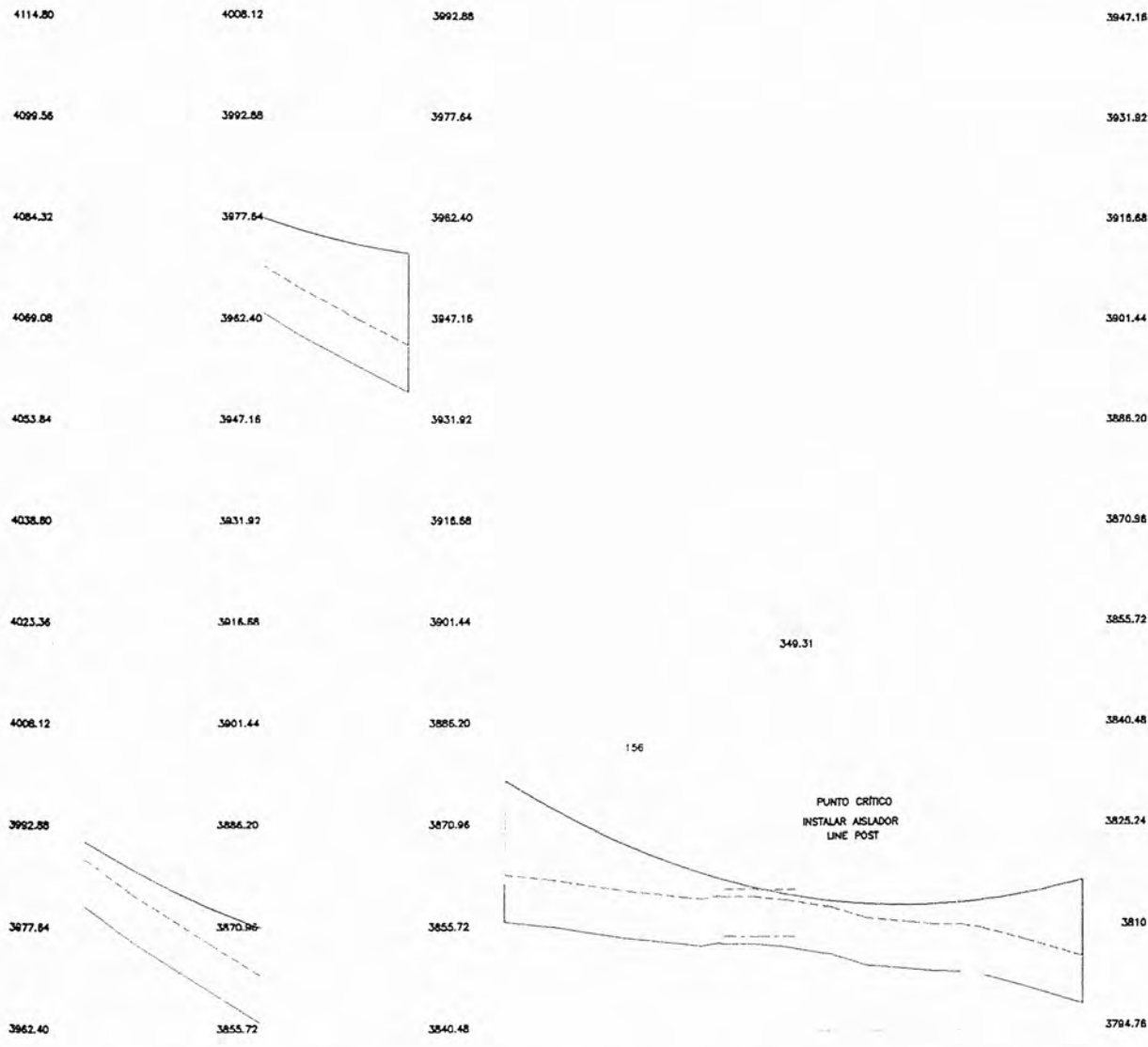
NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
 2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO: REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP

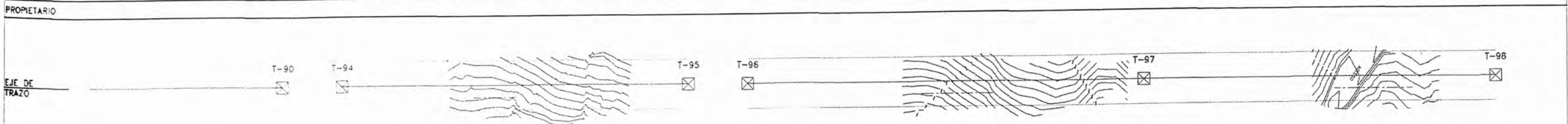
PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
 L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-220

PLANO N°: 6 de 13

DIS.	
OB.	
REV.	
V. P.	
FECH.	
ESC.	INDICADA

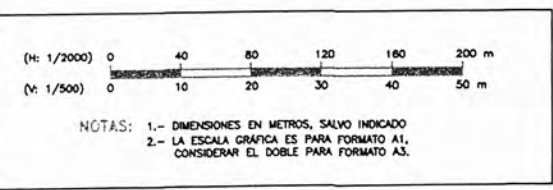


KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	4688.63	3981.60	28.81	4688.63
	4688.80	3976.30	47.08	4688.80
	4701.65	3960.59	35.40	4701.65
	4705.19	3955.83	29.96	4705.19
	4708.87	3951.08	960.86	4708.87
	4712.43	3957.10	27.50	4712.43
	4719.83	3956.36	48.32	4719.83
	4766.25	3954.50	32.87	4766.25
	4821.22	3953.66	10.01	4821.22
	4831.24	3953.40	10.38	4831.24
	4894.42	3953.71	17.52	4894.42
	4898.83	3953.69	19.44	4898.83
	4898.37	3953.19	27.88	4898.37
	4909.05	3952.05	20.98	4909.05
	4930.04	3950.40	27.14	4930.04
	4987.17	3948.71	14.87	4987.17
	4987.84	3948.34	16.57	4987.84
	4998.41	3949.29	13.12	4998.41
	5000.13	3948.80	25.25	5000.13
	5002.77	3947.06	34.97	5002.77
	5047.53	3928.56	33.79	5047.53
	5059.32	3927.44	17.69	5059.32
	5057.01	3925.86	28.10	5057.01
	5055.11	3924.92	23.07	5055.11
	5057.18	3923.89	56.83	5057.18
	5063.11	3924.46	22.27	5063.11
	5065.38	3924.81	20.35	5065.38
	5067.73	3923.96	16.58	5067.73
	5069.31	3921.99	29.44	5069.31
	5072.17	3919.85	23.54	5072.17
	5074.29	3918.49	28.09	5074.29
	5077.39	3915.90	20.38	5077.39
	5079.77	3914.87	17.79	5079.77
	5080.56	3915.42	23.14	5080.56
	5083.70	3918.41	16.27	5083.70
	5085.09	3918.37	11.83	5085.09
	5088.81	3918.97	17.91	5088.81
	5090.53	3915.40	16.07	5090.53
	5093.59	3913.72	18.10	5093.59
	5094.68	3911.27	28.74	5094.68
	5094.43	3899.74	28.73	5094.43
	5097.16	3906.93	31.34	5097.16
	5100.50	3904.60	36.38	5100.50
	5104.88	3908.60	12.51	5104.88
	5105.38	3899.84	21.71	5105.38
	5106.08	3915.88	14.70	5106.08
	5109.76	3915.56	11.40	5109.76
	5109.88	3914.98	16.89	5109.88
	5112.67	3918.12	16.23	5112.67
	5113.91	3918.35	14.06	5113.91
	5115.97	3917.48	10.03	5115.97
	5116.89	3916.93	11.57	5116.89
	5117.57	3917.30	8.33	5117.57
	5118.90	3917.39	19.00	5118.90
	5120.90	3918.37	26.17	5120.90
	5122.06	3920.22	13.96	5122.06
	5124.03	3920.89	447.64	5124.03



LEYENDA

	L.T. 220 W PROYECTADA		ESTRUCTURA METALICA
	DISTANCIA DE SEGURIDAD		CASA
	PERFIL DERECHO		Faja de Sermidumbre
	PERFIL IZQUIERDO		LINEA AEREA (CRUCE)

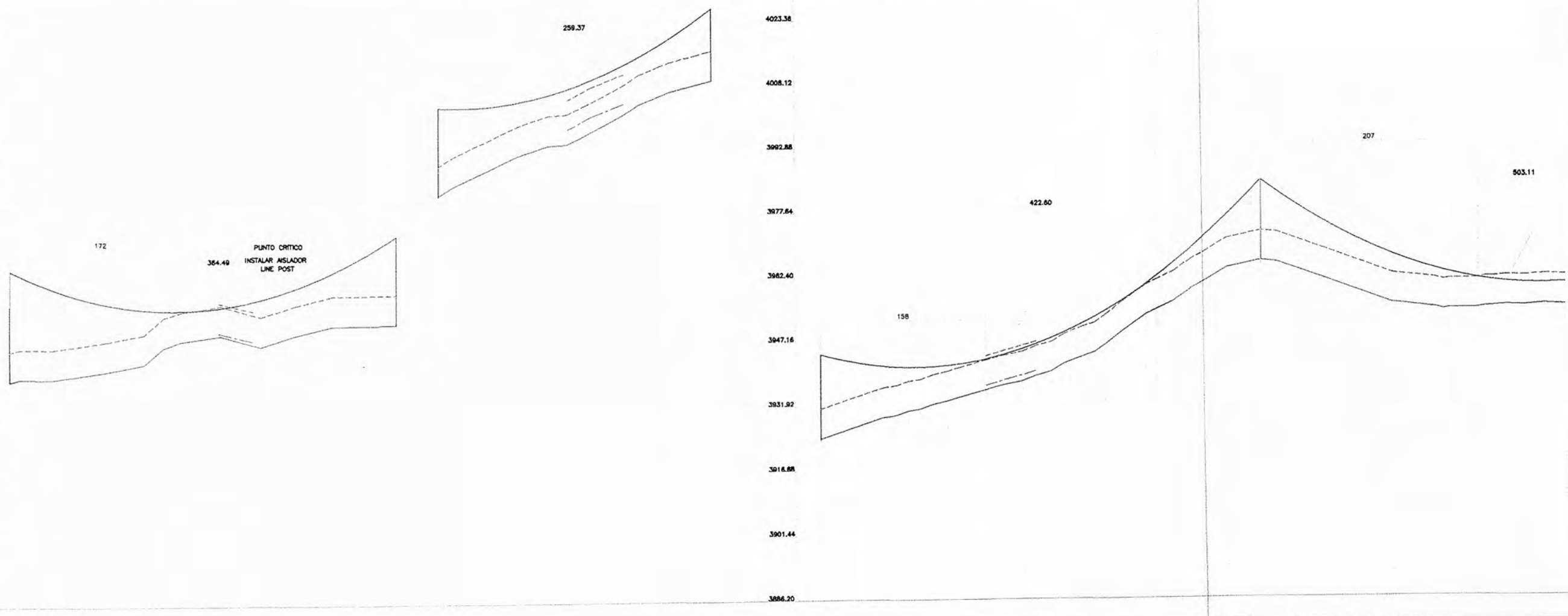


PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP	PLANO N°:	T-13
REV:		DS:	
		DB:	
		REV:	
		V R:	
		FECH:	INDICADA

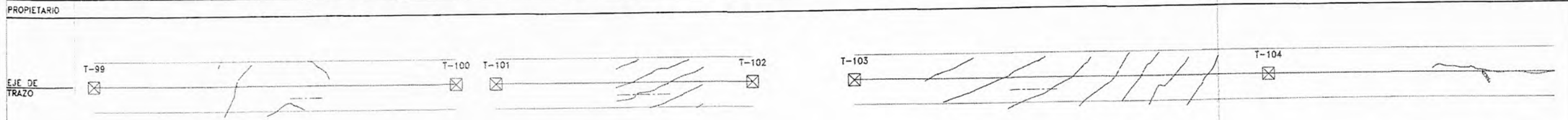
PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220

3947.16
3931.92
3916.68
3901.44
3886.20
3870.96
3855.72
3840.48
3825.24
3810
3794.76

4038.60
4023.38
4008.12
3992.88
3977.64
3962.40
3947.16
3931.92
3916.68
3901.44
3886.20



KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	51690.87	3847.86	8.47	51690.87
	51700.13	3848.25	30.52	51700.13
	51730.85	3846.18	50.73	51730.85
	51761.38	3850.00	35.33	51761.38
	51816.72	3851.64	18.75	51816.72
	51835.47	3855.85	16.11	51835.47
	51851.37	3856.85	21.72	51851.37
	51873.30	3857.68	15.90	51873.30
	51889.20	3858.28	30.08	51889.20
	51919.28	3858.15	8.09	51919.28
	51927.37	3853.99	32.16	51927.37
	51959.54	3856.15	35.49	51959.54
	51985.04	3860.33	60.13	51985.04
	52065.16	3860.43	448.14	52065.16
	52501.30	3890.77	14.18	52501.30
	52515.48	3892.89	61.13	52515.48
	52576.61	3900.26	28.80	52576.61
	52605.41	3902.67	17.86	52605.41
	52623.08	3902.93	18.41	52623.08
	52641.49	3905.13	14.83	52641.49
	52658.32	3907.01	19.91	52658.32
	52676.23	3906.67	14.90	52676.23
	52691.12	3912.20	19.42	52691.12
	52710.54	3914.20	9.99	52710.54
	52720.53	3915.18	24.86	52720.53
	52760.67	3917.96	321.24	52760.67
	53061.91	3921.28	59.85	53061.91
	53141.76	3929.20	11.33	53141.76
	53153.09	3929.68	12.87	53153.09
	53185.76	3930.70	10.40	53185.76
	53176.16	3931.10	12.40	53176.16
	53188.56	3932.19	14.14	53188.56
	53202.70	3933.00	11.03	53202.70
	53213.73	3933.83	27.18	53213.73
	53240.90	3935.89	16.14	53240.90
	53257.05	3936.66	18.15	53257.05
	53275.19	3937.80	12.34	53275.19
	53287.53	3938.83	15.46	53287.53
	53302.89	3939.89	11.38	53302.89
	53314.38	3941.75	17.14	53314.38
	53331.82	3943.32	12.35	53331.82
	53343.86	3944.45	10.21	53343.86
	53354.08	3946.25	18.81	53354.08
	53370.89	3946.55	22.00	53370.89
	53392.89	3953.37	11.00	53392.89
	53403.88	3954.84	15.33	53403.88
	53419.22	3956.39	17.78	53419.22
	53438.96	3959.41	14.30	53438.96
	53451.26	3961.25	20.01	53451.26
	53471.29	3964.29	33.22	53471.29
	53504.51	3966.03	15.21	53504.51
	53519.72	3965.70	44.27	53519.72
	53563.69	3961.76	65.55	53563.69
	53629.54	3955.81	41.44	53629.54
	53670.98	3954.64	7.34	53670.98
	53683.32	3954.38	4.89	53683.32
	53692.28	3954.34	15.94	53692.28
	53708.21	3954.38	10.34	53708.21
	53718.55	3954.78	5.84	53718.55
	53724.39	3954.83	13.86	53724.39
	53738.36	3955.10	17.46	53738.36
	53755.82	3954.95	18.89	53755.82
	53774.71	3955.28	19.94	53774.71
	53794.86	3955.05	21.94	53794.86



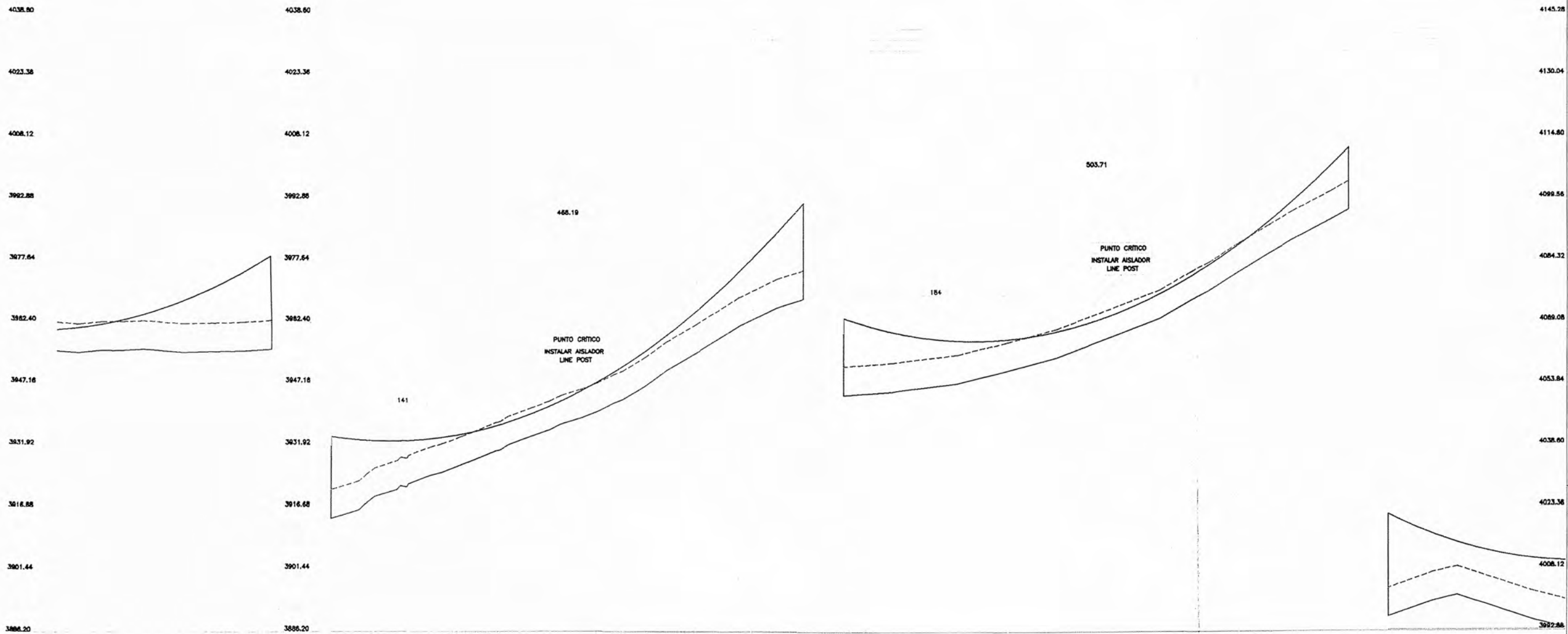
LEYENDA

—	L.T. 220 KV PROYECTADA	⊗	ESTRUCTURA METALICA
- - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD	—	CASA
- - -	PERFIL DERECHO	—	FAJA DE SERVIDUMBRE
- - -	PERFIL IZQUIERDO	—	LINEA AEREA (CRUCE)

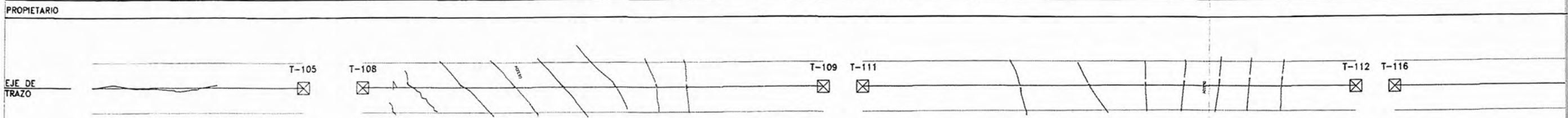
NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP
PLANO N°:	8 de 35
DIS:	
DES:	
REV:	
V B:	
FECHA:	
INDICADA:	

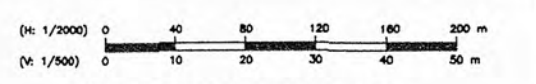
PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220



KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	3886.20	3905.05	21.84	5374.86
	3886.20	3905.05	21.84	5374.86
	3901.44	3905.19	20.54	5395.40
	3901.44	3905.19	20.54	5395.40
	3916.68	3905.11	39.25	5434.65
	3916.68	3905.11	39.25	5434.65
	3947.18	3905.87	29.28	5463.93
	3947.18	3905.87	29.28	5463.93
	3977.64	3904.90	29.40	5493.33
	3977.64	3904.90	29.40	5493.33
	3992.88	3905.14	28.98	5522.31
	3992.88	3905.14	28.98	5522.31
	4008.12	3905.14	237.37	5759.68
	4008.12	3905.14	237.37	5759.68
	4023.36	3914.00	27.43	5787.11
	4023.36	3914.00	27.43	5787.11
	4038.60	3916.10	6.72	5793.83
	4038.60	3916.10	6.72	5793.83
	4053.84	3917.62	8.11	5801.94
	4053.84	3917.62	8.11	5801.94
	4069.08	3919.34	21.54	5823.48
	4069.08	3919.34	21.54	5823.48
	4084.32	3922.01	5.21	5828.69
	4084.32	3922.01	5.21	5828.69
	4099.56	3922.47	21.85	5850.54
	4099.56	3922.47	21.85	5850.54
	4114.80	3924.80	11.43	5861.97
	4114.80	3924.80	11.43	5861.97
	4130.04	3925.37	18.96	5880.93
	4130.04	3925.37	18.96	5880.93
	4145.28	3927.24	13.87	5894.80
	4145.28	3927.24	13.87	5894.80
	4145.28	3928.59	21.76	5916.56
	4145.28	3928.59	21.76	5916.56
	4145.28	3931.00	10.07	5926.63
	4145.28	3931.00	10.07	5926.63
	4145.28	3932.41	21.18	5947.81
	4145.28	3932.41	21.18	5947.81
	4145.28	3934.38	19.26	5967.07
	4145.28	3934.38	19.26	5967.07
	4145.28	3936.17	11.29	5978.36
	4145.28	3936.17	11.29	5978.36
	4145.28	3937.63	20.40	5998.76
	4145.28	3937.63	20.40	5998.76
	4145.28	3939.16	15.81	6014.57
	4145.28	3939.16	15.81	6014.57
	4145.28	3940.73	15.94	6030.51
	4145.28	3940.73	15.94	6030.51
	4145.28	3942.80	8.64	6039.15
	4145.28	3942.80	8.64	6039.15
	4145.28	3943.64	21.50	6060.65
	4145.28	3943.64	21.50	6060.65
	4145.28	3946.91	21.85	6082.50
	4145.28	3946.91	21.85	6082.50
	4145.28	3950.78	28.24	6110.74
	4145.28	3950.78	28.24	6110.74
	4145.28	3954.92	43.16	6153.90
	4145.28	3954.92	43.16	6153.90
	4145.28	3961.26	38.27	6192.17
	4145.28	3961.26	38.27	6192.17
	4145.28	3966.03	28.28	6220.45
	4145.28	3966.03	28.28	6220.45
	4145.28	3966.16	576.55	6797.00
	4145.28	3966.16	576.55	6797.00
	4145.28	3968.96	47.23	6844.23
	4145.28	3968.96	47.23	6844.23
	4145.28	3944.40	85.88	6930.11
	4145.28	3944.40	85.88	6930.11
	4145.28	3946.24	85.88	7015.99
	4145.28	3946.24	85.88	7015.99
	4145.28	3947.15	90.33	7106.32
	4145.28	3947.15	90.33	7106.32
	4145.28	3950.21	48.21	7154.53
	4145.28	3950.21	48.21	7154.53
	4145.28	3953.33	102.74	7257.27
	4145.28	3953.33	102.74	7257.27
	4145.28	3963.24	31.75	7289.02
	4145.28	3963.24	31.75	7289.02
	4145.28	3967.86	17.96	7306.98
	4145.28	3967.86	17.96	7306.98
	4145.28	3970.12	28.03	7335.01
	4145.28	3970.12	28.03	7335.01
	4145.28	3974.86	31.44	7366.45
	4145.28	3974.86	31.44	7366.45
	4145.28	3978.88	22.15	7388.60
	4145.28	3978.88	22.15	7388.60
	4145.28	3982.86	37.09	7425.69
	4145.28	3982.86	37.09	7425.69
	4145.28	3987.82	18.29	7443.98
	4145.28	3987.82	18.29	7443.98
	4145.28	3996.26	42.67	7486.65
	4145.28	3996.26	42.67	7486.65
	4145.28	4000.00	25.65	7512.30
	4145.28	4000.00	25.65	7512.30
	4145.28	4001.32	77.17	7589.47
	4145.28	4001.32	77.17	7589.47



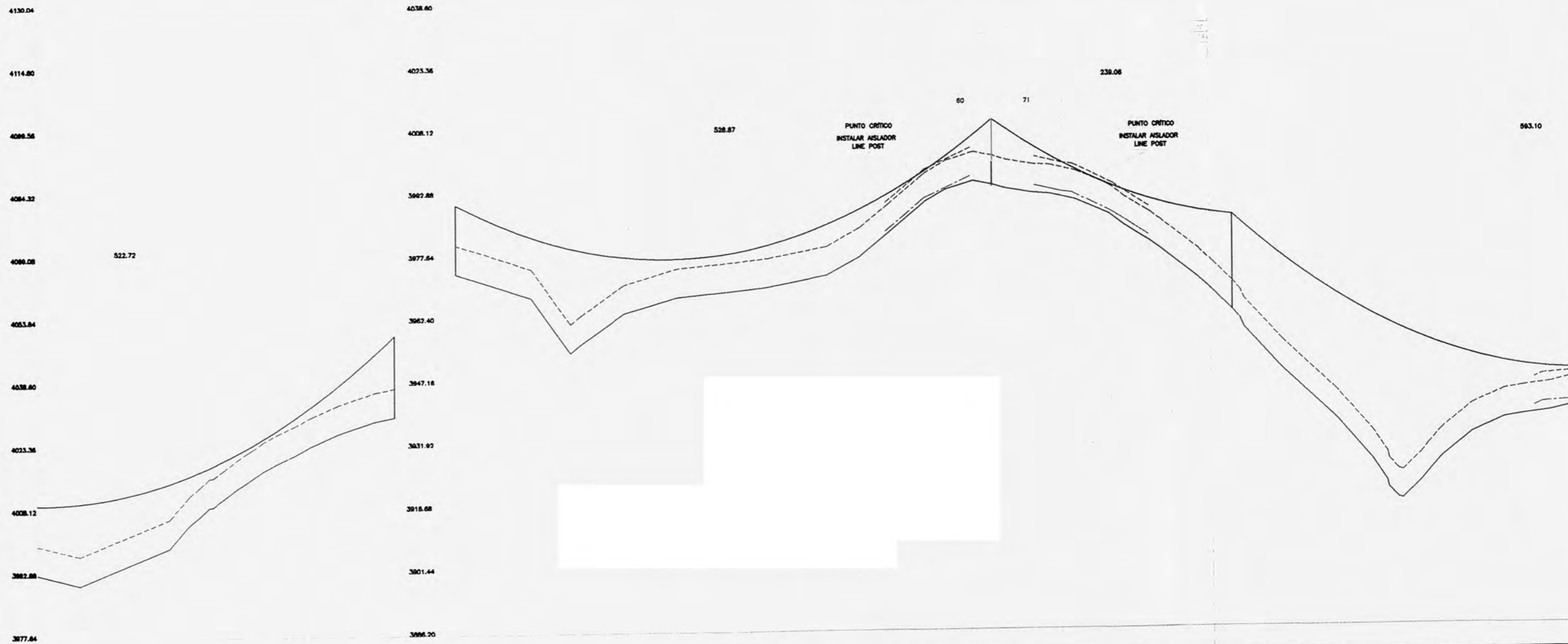
LEYENDA	
—	L.T. 220 KV PROYECTADA
- - - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD
—	PERFIL DERECHO
- - - -	PERFIL IZQUIERDO
⊗	ESTRUCTURA METALICA
—	CASA
—	FAJA DE SERVIDUMBRE
—	LINEA AEREA (CRUCE)



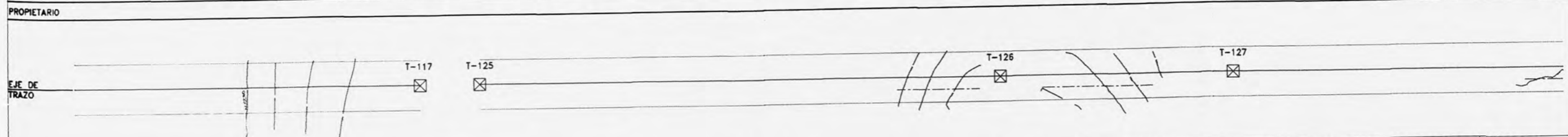
NOTAS:
 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
 2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP
REV:	PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220

PLANO N°:	3 de 15
DIS.	
DIR.	
REV.	
V. B.	
FECHA:	
ESCALA:	INDICADA

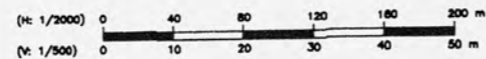


KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	56481.08	3960.71	88.14	56481.08
	56577.22	3969.56	19.85	56577.22
	56668.98	4005.11	9.30	56668.98
	56808.18	4007.11	10.10	56808.18
	56818.48	4008.45	11.21	56818.48
	56830.70	4011.48	13.70	56830.70
	56844.40	4014.02	7.57	56844.40
	56851.87	4018.08	12.15	56851.87
	56869.10	4018.08	13.80	56869.10
	56882.90	4018.94	15.01	56882.90
	56888.90	4021.79	15.34	56888.90
	56715.24	4023.94	28.82	56715.24
	56741.87	4028.98	36.15	56741.87
	56778.01	4029.88	18.88	56778.01
	56798.88	4030.80	857.47	56798.88
	63881.78	3873.93	73.84	63881.78
	63985.41	3888.07	38.50	63985.41
	64033.90	3884.57	9.58	64033.90
	64033.48	3858.50	42.80	64033.48
	64088.34	3884.03	51.72	64088.34
	64108.07	3887.87	89.71	64108.07
	64197.78	3870.27	58.82	64197.78
	64256.71	3873.08	32.30	64256.71
	64288.01	3877.54	29.08	64288.01
	64318.07	3883.45	31.14	64318.07
	64348.21	3880.00	18.50	64348.21
	64354.80	3881.15	18.80	64354.80
	64374.70	3884.08	27.52	64374.70
	64402.22	3888.18	18.40	64402.22
	64420.83	3895.21	15.30	64420.83
	64435.82	3894.10	24.18	64435.82
	64480.10	3883.08	18.80	64480.10
	64478.00	3882.77	24.78	64478.00
	64503.78	3891.36	33.87	64503.78
	64537.46	3887.88	14.44	64537.46
	64551.88	3884.88	21.13	64551.88
	64573.02	3881.72	17.88	64573.02
	64588.83	3878.00	35.78	64588.83
	64624.81	3872.18	18.32	64624.81
	64640.83	3868.48	18.78	64640.83
	64658.88	3863.88	7.81	64658.88
	64671.04	3858.84	37.18	64671.04
	64708.21	3848.55	53.88	64708.21
	64781.80	3837.04	36.38	64781.80
	64787.28	3827.01	14.54	64787.28
	64813.32	3818.94	8.52	64813.32
	64827.31	3817.02	18.78	64827.31
	64844.18	3813.28	14.83	64844.18
	64886.38	3827.38	29.88	64886.38
	64888.27	3833.15	31.77	64888.27
	64828.04	3838.88	17.77	64828.04
	64843.81	3837.47	28.12	64843.81
	64873.83	3838.34	23.28	64873.83
	64887.20	3838.77	42.78	64887.20



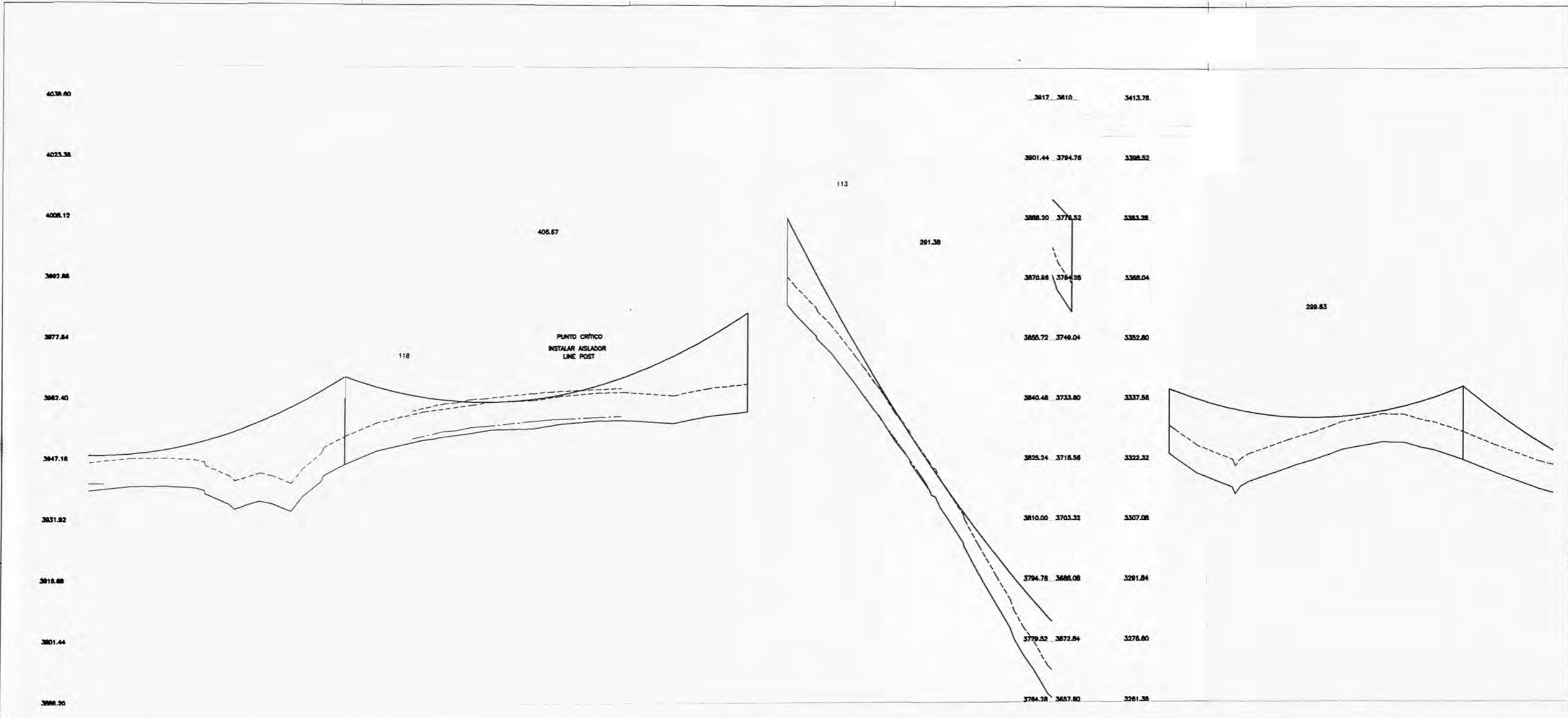
LEYENDA

- L.T. 220 KV PROYECTADA
- - - DISTANCIA DE SEGURIDAD
- - - PERFIL DERECHO
- - - PERFIL IZQUIERDO
- ⊗ ESTRUCTURA METALICA
- - - CASA
- - - FAJA DE SERVIDUMBRE
- - - LINEA AEREA (CRUCE)

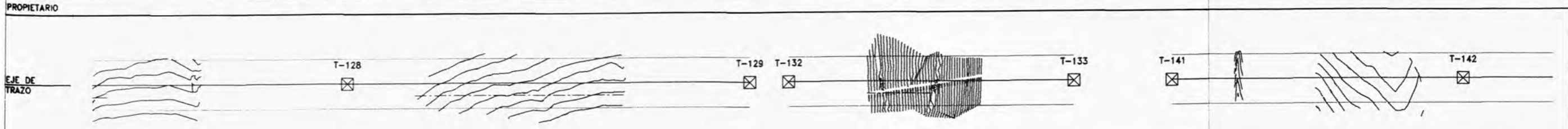


NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP	PLANO N°:	13 de 13
REV:		DIS:	
		DB:	
		REV:	
		V P:	
		FECH:	
		ESC:	INDICADA



KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	64987.20	3839.77	42.75	64987.20
	65039.85	3840.81	33.44	65039.85
	65073.26	3841.02	30.20	65073.26
	65103.98	3840.57	8.78	65103.98
	65112.05	3839.12	21.00	65112.05
	65138.55	3838.58	8.03	65138.55
	65142.56	3838.28	25.06	65142.56
	65187.84	3837.21	12.84	65187.84
	65190.25	3836.56	18.33	65190.25
	65199.28	3835.60	11.48	65199.28
	65210.75	3835.30	18.18	65210.75
	65231.88	3834.59	20.93	65231.88
	65252.78	3834.38	31.93	65252.78
	65284.72	3834.78	48.24	65284.72
	65330.98	3832.43	50.86	65330.98
	65381.75	3824.18	17.20	65381.75
	65388.95	3824.88	42.70	65388.95
	65441.85	3825.28	28.38	65441.85
	65470.04	3825.40	38.18	65470.04
	65508.18	3827.22	25.37	65508.18
	65533.57	3827.38	50.74	65533.57
	65584.27	3826.51	34.87	65584.27
	65618.24	3826.30	40.24	65618.24
	65666.48	3826.50	437.22	65666.48
	67003.05	3864.88	8.85	67003.05
	67011.70	3862.30	21.05	67011.70
	67034.52	3858.00	13.95	67034.52
	67048.07	3852.83	25.85	67048.07
	67073.75	3844.48	8.18	67073.75
	67081.58	3841.81	10.25	67081.58
	67087.53	3838.00	15.74	67087.53
	67113.48	3830.30	18.04	67113.48
	67128.48	3824.83	19.88	67128.48
	67184.85	3815.05	13.12	67184.85
	67185.88	3811.22	17.58	67185.88
	67184.83	3803.43	14.31	67184.83
	67198.84	3798.87	18.89	67198.84
	67217.85	3798.78	14.11	67217.85
	67234.88	3788.18	8.50	67234.88
	67245.04	3778.30	11.58	67245.04
	67258.82	3772.28	13.41	67258.82
	67278.88	3768.39	14.87	67278.88
	67278.88	3768.39	14.87	67278.88
	70866.38	3383.18	23.18	70866.38
	70882.74	3319.14	38.20	70882.74
	70891.22	3318.80	8.55	70891.22
	70893.78	3317.05	40.34	70893.78
	70878.12	3320.83	28.14	70878.12
	71001.28	3322.51	19.25	71001.28
	71020.54	3324.18	10.28	71020.54
	71030.78	3325.18	23.78	71030.78
	71064.55	3328.30	17.02	71064.55
	71071.57	3327.14	12.31	71071.57
	71083.88	3327.04	10.08	71083.88
	71093.97	3327.05	15.92	71093.97
	71106.88	3325.80	14.84	71106.88
	71124.73	3325.08	28.28	71124.73
	71153.88	3322.84	33.30	71153.88
	71187.34	3319.18	43.75	71187.34
	71231.08	3315.18	14.05	71231.08
	71245.14	3314.20	28.54	71245.14



LEYENDA

- L.T. 220 W PROYECTADA
- - - DISTANCIA DE SEGURIDAD
- - - PERFIL DERECHO
- - - PERFIL IZQUIERDO
- ⊗ ESTRUCTURA METALICA
- - - CASA
- - - FAJA DE SERVIDUMBRE
- - - LINEA ADREA (CRUCE)

(H: 1/2000) 0 40 80 120 160 200 m

(V: 1/500) 0 10 20 30 40 50 m

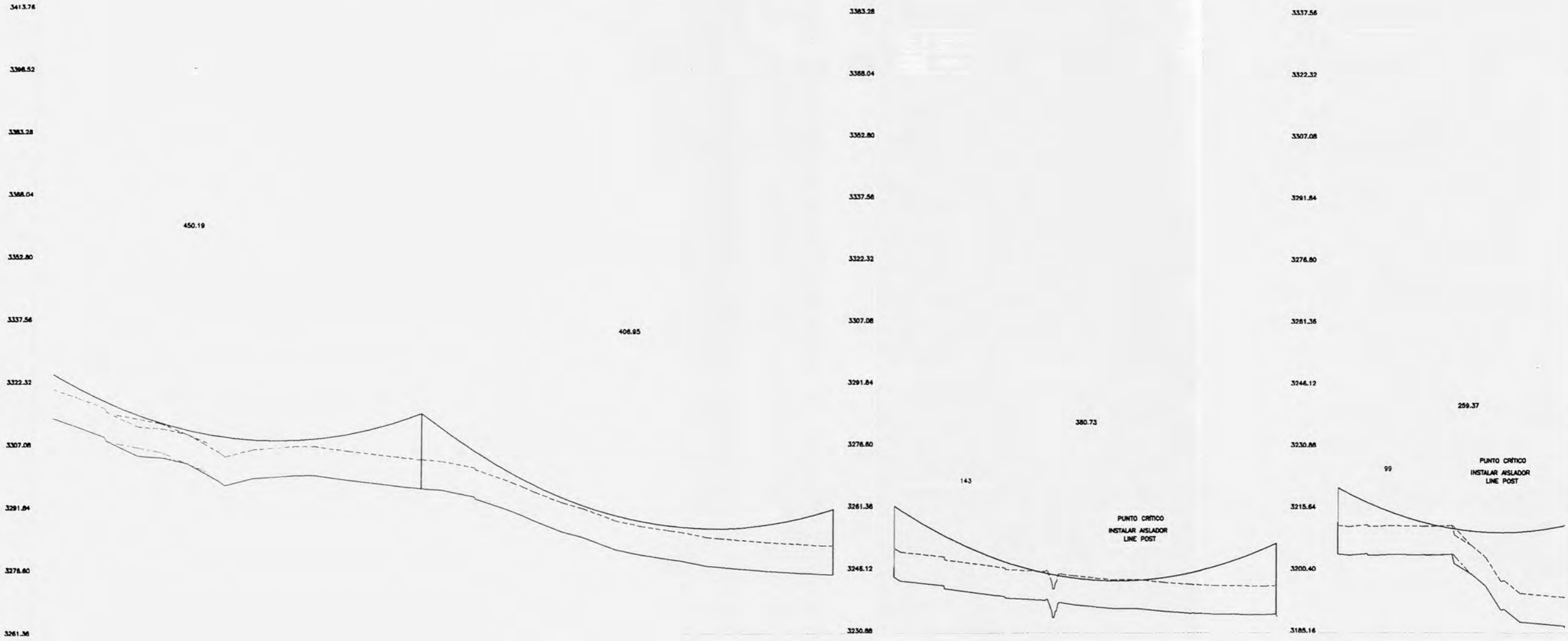
NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

PROYECTO: REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP

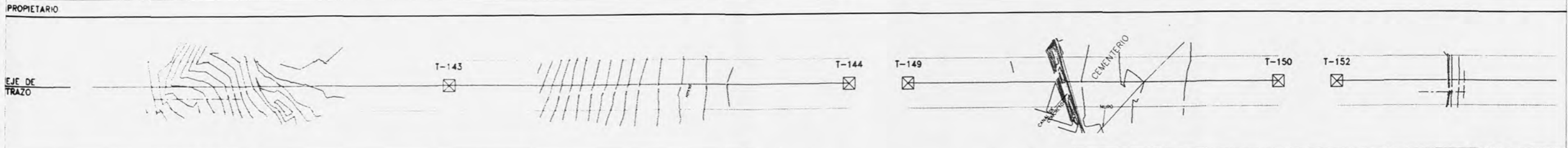
PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220

PLANO N°: 11 de 13

REV: INDICADA

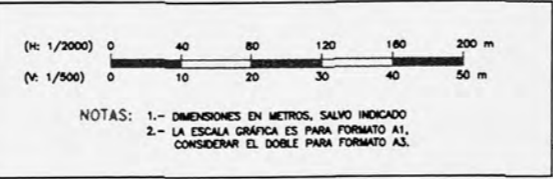


KILOMETRAJE	ESTACION	COTA TERRENO	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA
	71245.14	3314.20	25.54	71245.14
	71270.66	3311.97	24.26	71270.66
	71296.74	3308.75	31.42	71296.74
	71328.13	3305.13	24.39	71328.13
	71362.53	3304.64	22.84	71362.53
	71375.36	3303.30	15.94	71375.36
	71381.27	3301.03	15.27	71381.27
	71411.52	3299.00	27.63	71411.52
	71438.98	3299.57	18.04	71438.98
	71457.02	3299.90	23.08	71457.02
	71480.10	3300.30	19.16	71480.10
	71499.28	3300.39	32.48	71499.28
	71531.76	3296.24	72.42	71531.76
	71604.40	3297.06	19.26	71604.40
	71624.29	3296.65	31.78	71624.29
	71657.09	3294.40	36.74	71657.09
	71683.84	3291.48	10.00	71683.84
	71703.83	3290.44	11.00	71703.83
	71714.83	3289.25	27.73	71714.83
	71742.36	3286.54	20.53	71742.36
	71763.09	3285.09	32.47	71763.09
	71795.56	3282.03	24.65	71795.56
	71820.21	3280.70	25.70	71820.21
	71855.85	3278.32	8.42	71855.85
	71859.38	3279.23	24.29	71859.38
	71883.66	3278.02	14.51	71883.66
	71885.17	3277.78	47.82	71885.17
	71945.99	3276.60	53.80	71945.99
	71990.79	3275.88	11.34	71990.79
	72011.13	3275.76	594.23	72011.13
	74781.27	3264.35	5.26	74781.27
	74787.50	3263.67	43.86	74787.50
	74832.04	3241.93	60.41	74832.04
	74853.33	3239.46	38.02	74853.33
	74834.41	3239.23	4.42	74834.41
	74847.42	3238.43	13.33	74847.42
	74880.96	3237.91	38.69	74880.96
	75000.85	3236.97	23.06	75000.85
	75023.73	3236.99	25.03	75023.73
	75048.75	3236.33	28.17	75048.75
	75078.92	3235.81	24.56	75078.92
	75101.42	3235.49	46.17	75101.42
	75150.59	3235.36	11.85	75150.59
	75183.02	3235.04	313.42	75183.02
	75793.84	3204.67	11.95	75793.84
	75805.79	3204.43	17.51	75805.79
	75823.08	3204.45	22.70	75823.08
	75846.39	3204.59	32.31	75846.39
	75881.24	3204.39	22.86	75881.24
	75909.43	3202.26	17.82	75909.43
	75927.25	3199.56	13.72	75927.25
	75940.97	3198.73	14.66	75940.97
	75959.13	3191.02	15.56	75959.13
	75974.71	3187.83	43.86	75974.71
	76018.83	3188.59	21.76	76018.83



LEYENDA

—	L.T. 220 W PROYECTADA	☒	ESTRUCTURA METALICA
- - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD	- - -	CASA
—	PERFIL DERECHO	- - -	FAJA DE SOMBRA
- - -	PERFIL IZQUIERDO	- - -	LINEA AEREA (CRUCE)



PROYECTO:	REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP
REV:	

PLANO N°:	11 de 13
DISEÑADO:	
REVISADO:	
FECHA:	
ESCALA:	INDICADA

PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220

3337.56
 3322.32
 3307.08
 3291.84
 3276.60
 3261.36
 3246.12
 3230.88
 3215.64
 3200.40
 3185.16



KILOMETRAJE	
ESTACION	

COTA TERRENO	3185.16	3185.17	3185.18
--------------	---------	---------	---------

DISTANCIA PARCIAL	21.76	12.82	20.00
-------------------	-------	-------	-------

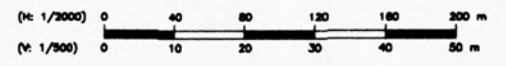
DISTANCIA ACUMULADA	7805.85	7818.67	7838.67
---------------------	---------	---------	---------

PROPIETARIO



LEYENDA

—————	LT. 220 KV PROYECTADA	⊠	ESTRUCTURA METALICA
- - - - -	DISTANCIA DE SEGURIDAD	⊠	CASA
—————	PERFIL DERECHO	⊠	ESTRUCTURAS PROYECTADA
—————	PERFIL IZQUIERDO	⊠	FANJA DE SERVICIO
		⊠	ESTRUCTURAS EXISTENTE
		⊠	LINEA AEREA (CRUCE)



NOTAS: 1.- DIMENSIONES EN METROS, SALVO INDICADO
 2.- LA ESCALA GRAFICA ES PARA FORMATO A1, CONSIDERAR EL DOBLE PARA FORMATO A3.

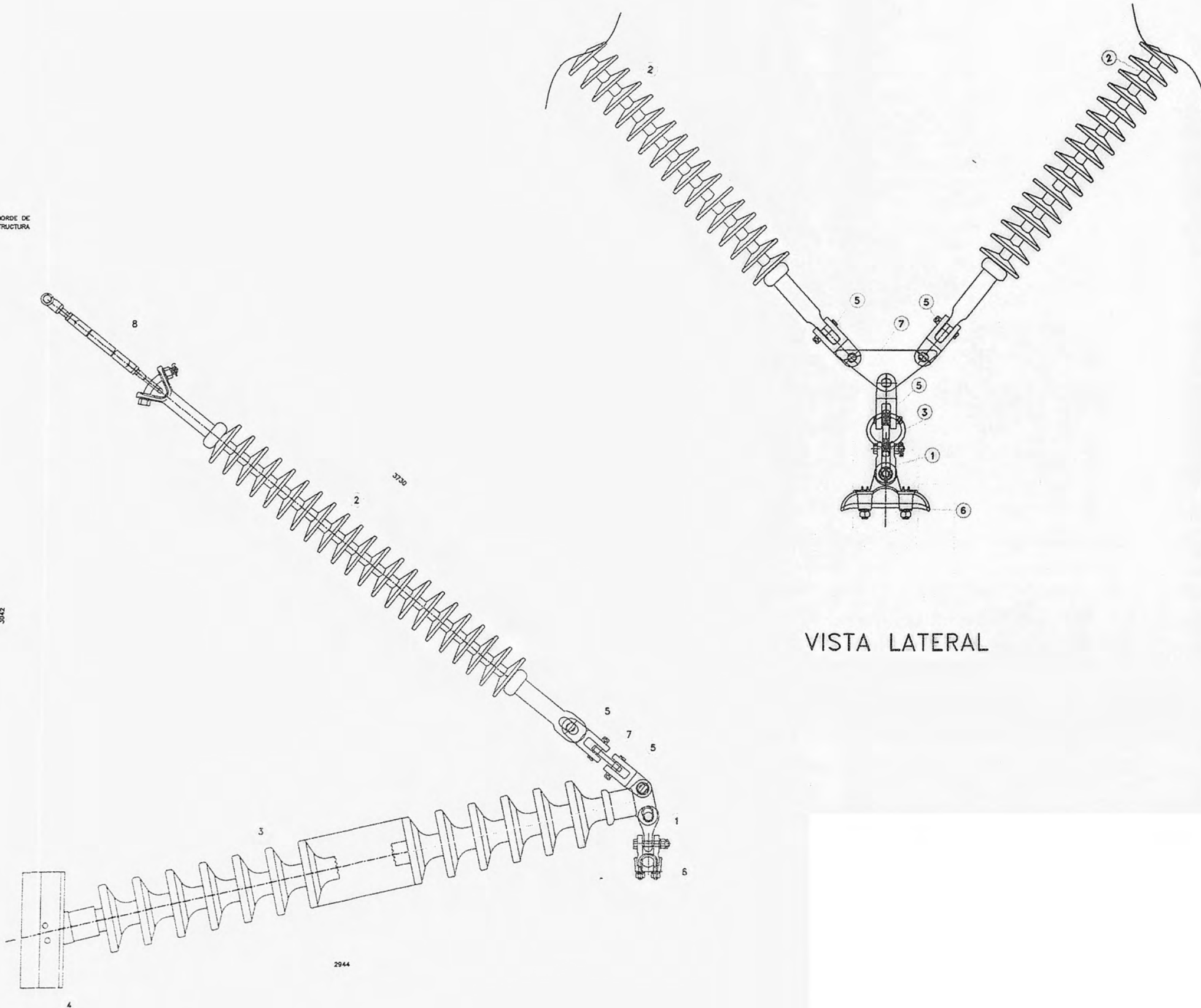
A 10/07/08 EMITIDO PARA CONSTRUCCION P.V.T P.L.CH

079000 REV: A

PROYECTO: REPOTENCIACION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE REP
 CONTRATO N° GT-077-2007
 PERFIL LONGITUDINAL - POTENCIA DE TRANSMISION 200 MVA
 L.T MANTARO - HUAYUCACHI L-2220

PLANO N°	079000-6-018
	13 de 13
DS.	P.V.T.
DE.	M.C.G.
REV.	P.V.T.
V B	P.L.CH
FECHA:	JULIO-2008
ESC:	INDICADA

BORDE DE ESTRUCTURA



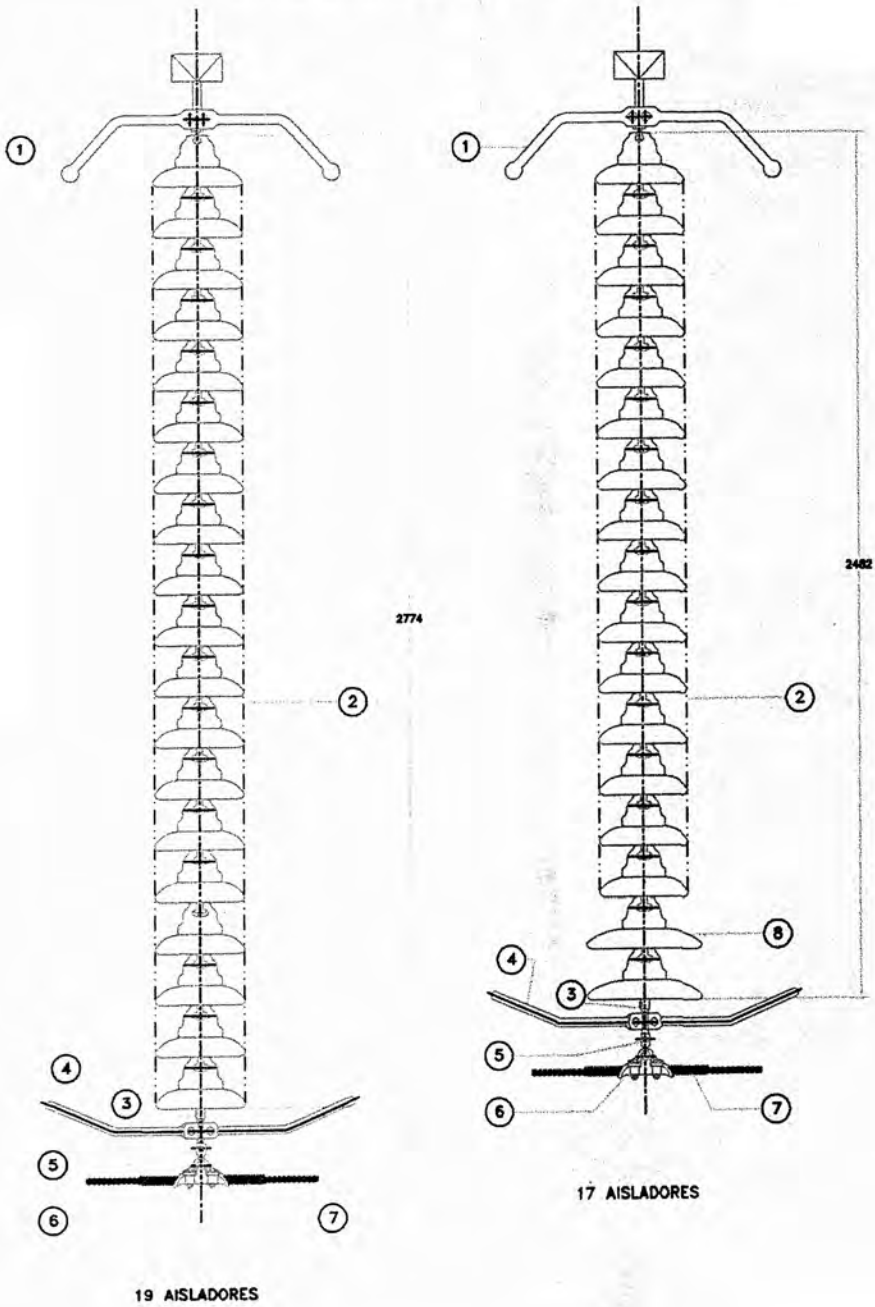
VISTA LATERAL

VISTA DE PERFIL

LEYENDA

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	GRILLETE RECTO	1
2	AISLADOR POLIMÉRICO	2
3	AISLADOR LINE POST	1
4	BASE AISLADOR TIPO LINE POST	1
5	ADAPTADOR HORQUILLA-HORQUILLA REVIRADO	3
6	GRAPA SUSPENSIÓN	1
7	YUGO TRIANGULAR	1
8	TENSOR HORQUILLA OJO	2

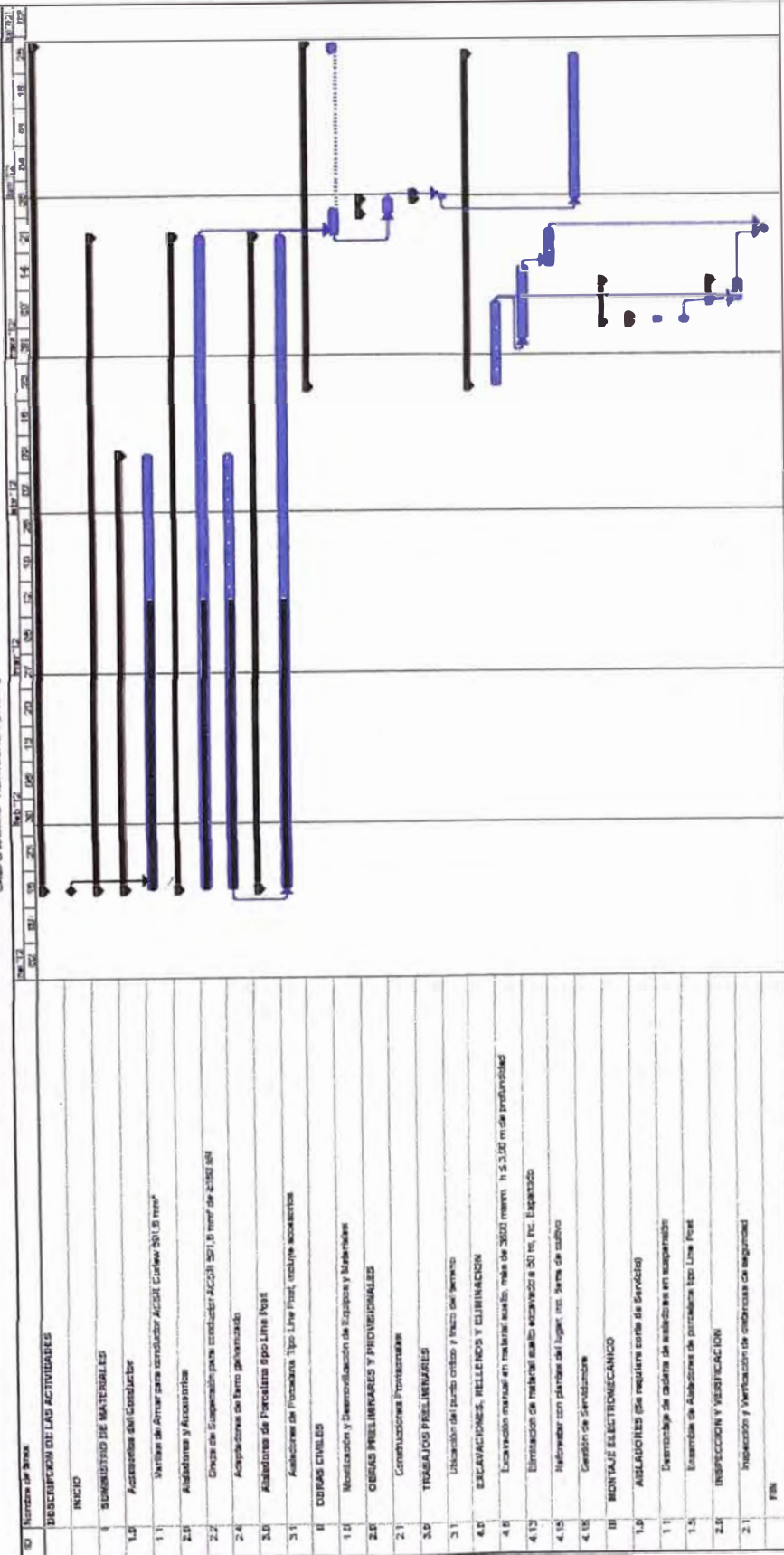
PARA ALTITUDES < 3500 m.s.n.m.



LEYENDA		
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
①	DESCARGADOR SUPERIOR TIPO CUERNO	-
②	AISLADOR ESTÁNDAR DE 148x235 mm	-
③	ADAPTADOR CHIBULLO - OJO CON BASE PARA ALOJAR DESCARGADORES	-
④	DESCARGADOR INFERIOR TIPO RAQUETA DOBLE	-
⑤	ADAPTADOR HORQUILLA - OJO	-
⑥	GRAPA DE SUSPENSIÓN	-
⑦	VARILLA DE ARMAR	-
⑧	AISLADOR SUPERFDOG DE 148x330 mm	2

ANEXO E
CRONOGRAMA DE OBRAS CIVILES Y MONTAJE
ELECTROMECHANICO

CRONOGRAMA DE SUMINISTRO, OBRAS CIVILES Y OBRAS ELECTROMECANICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION 220 KV
CAMPO ABERIO-HUAYUCACHI (L-2220)



Nombre de obra	0+00	0+10	0+20	0+30	0+40	0+50	0+60	0+70	0+80	0+90	0+100	0+110	0+120	0+130	0+140	0+150	0+160	0+170	0+180	0+190	0+200	0+210	0+220	
RECEPCION DE LAS ACTIVIDADES																								
INICIO																								
COMPRAS DE MATERIALES																								
1.0 Asesoría del conductor																								
1.1 Verificación de Armaz para conductor ACCS. Cables 201.9 mm²																								
2.0 Adornos y Accesorios																								
2.1 Cables de suspensión para conductor ACCS 201.9 mm² de 2100 g/m																								
2.2 Adaptación de tierra galvanizada																								
3.0 Aisladores de Porcelana tipo Line Post																								
3.1 Accesorios de Porcelana. Tipo Line Post, incluye accesorios																								
OBRAS CIVILES																								
1.0 Montación y Demontaje de Zapatas y Maderales																								
OBRAS PRELIMINARES Y PROVISIONALES																								
2.1 Construcción Provisionales																								
3.0 TRABAJOS PRELIMINARES																								
3.1 Ubicación del punto crítico y inicio del terreno																								
4.0 ESCAVACIONES, RELLENOS Y CLIMINACION																								
4.1 Excavación manual en material suelto, más de 3000 metros. H=3.00 m de profundidad																								
4.2 Eliminación de material suelto excavado a 50 m, H=3.00																								
4.3 Refuerzo con grapas del tipo: mt. tierra de cobro																								
4.4 Gestión de Servidumbre																								
MONTAJE ELECTROMECANICO																								
1.0 AISLADORES (se requiere corte de Servicio)																								
1.1 Desmontaje de cables de aisladores en suspensión																								
1.2 Instalación de Aisladores de porcelana tipo Line Post																								
INSPECCION Y VERIFICACION																								
2.1 Inspección y Verificación de obra antes de la entrega																								
FIN																								

Proyecto: Cronograma (Fecha: 14/03/12) Página: 1

Tipos: Inicio, Duración, Hit, Fin Progreso: Durado

Resumen del proyecto: Inicio del proyecto, Fin del proyecto, Hit, Fin Sistema de resumen: Durado

Tipos de resumen: Resumen de hitos, Resumen de hitos, Hit, Fin Sistema de resumen: Durado

Tipos de hitos: Hit, Fin Sistema de resumen: Durado

Tipos de actividades: Hit, Fin Sistema de resumen: Durado

BIBLIOGRAFIA

- [1] Transimission Line Design Manual, By Holland H. Farr. United States departament of the interior. 1 980
- [2] Transmission Line Reference Book 345 kV and above, by -Electrical Power Research Institute (EPRI). 1 975
- [3] Transmission structures design standards by Bureau of Reclamation. United States departament of interior.
- [4] Projetos Mecánicos das linhas Aéreas de transmissao. Por Rubens Dario Fuchs y Marcio Tadeu de Almeida. 1 982
- [5] Electrical Transmission and Distribution Reference Book by Central Station Engineers of the Westinghouse Electrical Corporation.
- [6] Transmission Line Construcction by IEEE standards collection. 1 994
- [7] Curso Profesional: Diseño de Líneas de Transmisión Aérea de Altas Tensiones, por Ing. Hernán Untiveros Z. 1 998