



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO DE LA NUEVA LÍNEA MACARÁ-ZAPOTILLO 69KV DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

JOSUÉ DAVID MORENO LIVE

josuemoreno95@hotmail.com

DIRECTOR: Dr. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

paul.vasquez@epn.edu.ec

Quito, Octubre 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Josue David Moreno Live. bajo mi supervisión.

Dr. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Josué David Moreno Live declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

JOSUÉ DAVID MORENO LIVE

DEDICATORIA

A mi madre María Salomé, quien se convirtió en mi fortaleza y supo guiarme en los momentos difíciles, gracias mamá por tu esfuerzo y sacrificio.

A mi padre Fabricio, por enseñarme que la vida es una constante lucha diaria, y el éxito proviene de la perseverancia y la capacidad de enfrentar las adversidades.

A mi hermana Maral, por su apoyo y amor incondicional durante mi carrera universitaria.

AGRADECIMIENTO

Al Doctor Paúl Vásquez, por su paciencia y acertada dirección en el presente proyecto de titulación

Al Msc. Raúl Canelos, por haberme compartido su experiencia y conocimientos, en su rol como docente y revisor del presente proyecto de titulación.

Al ingeniero Raúl Barreto, por haberme dado la oportunidad y confianza para el desarrollo del presente proyecto de titulación.

Al ingeniero Víctor Carrión, por su desinteresado apoyo y guía en mi tesis.

Al ingeniero Franco Toro, por darme la oportunidad de dar mis primeros pasos en el campo laboral e impulsarme a la culminación de mi carrera profesional.

A la Escuela Politécnica Nacional, por albergarme en sus aulas durante los últimos 5 años de mi vida universitaria, y ser una referencia de excelencia académica y profesional a nivel Nacional e Internacional.

A CELEC-EP TRANSELECTRIC, por facilitarme toda la información requerida para la culminación exitosa del presente proyecto de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 MARCO TEÓRICO.....	3
1.4 PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	4
1.4.1 CONCEPTOS GENERALES	4
1.4.2 FACTORES DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA [1]	9
1.4.3 HORIZONTES DE TIEMPO PARA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA [1]	12
1.4.4 MÉTODOS PARA LA PROYECCIÓN DEMANDA [2].....	13
1.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	17
1.5.1 INTRODUCCIÓN	17
1.5.2 TIPOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA [3].....	17
1.5.3 CONDUCTORES.....	19
1.5.4 CARÁCTERÍSTICAS FÍSICAS [5]	21
1.5.5 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS [6].....	23
1.6 NORMATIVAS Y REGULACIONES.....	30
1.6.1 REGULACIÓN 005/18 ARCONEL	30
1.6.2 REGULACIÓN 01/18 ARCONEL	32
1.6.3 PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2016-2025.....	34
1.6.4 REGLAMENTO DE ALTA TENSIÓN (REAL DECRETO 223/08)	34
2. METODOLOGÍA	36

2.1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	37
2.1.1	INTRODUCCIÓN	37
2.1.2	CRITERIOS EMPLEADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	38
2.1.3	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÁXIMA	38
2.1.4	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÍNIMA	39
2.1.5	MÉTODO DE REGRESIÓN LINEAL	39
2.1.6	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PROYECTADA	40
2.2	DISEÑO ELÉCTRICO	40
2.2.2	NIVEL DE TENSIÓN [12].....	41
2.2.3	REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	42
2.2.4	PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	49
2.2.5	AMPACIDAD DEL CONDUCTOR [15]	51
2.2.6	EFEECTO CORONA [17].....	62
2.2.7	CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	65
2.2.8	CÁLCULO CONDUCTOR ECONÓMICO [14]	74
2.2.9	DISTANCIAS DE SEGURIDAD (ARCONEL REGULACIÓN 001/18)...	79
2.3	DISEÑO MECÁNICO	83
2.3.1	INTRODUCCIÓN	83
2.3.2	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A PARTIR DE LAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	84
2.3.3	SELECCIÓN Y UBICACIÓN ÓPTIMA ESTRUCTURAS SOPORTANTES.....	91
2.3.4	TENDIDO DEL CONDUCTOR	97
2.3.5	DISTANCIAS DE SEGURIDAD [9]	102
2.3.6	LÁMINAS DE DISEÑO Y DETALLES CONSTRUCTIVOS	105
2.4	PRESUPUESTO REFERENCIAL	105
3.	APLICACIÓN DE METODOLOGÍA PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 69KV MACARÁ-ZAPOTILLO	106
3.1	INTRODUCCIÓN	106
3.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA LA SUBESTACION ZAPOTILLO 107	
3.2.1	CRITERIOS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN ZAPOTILLO	107
3.2.2	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÁXIMA	108
3.2.3	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÍNIMA	110

3.2.4 MÉTODO DE REGRESIÓN LINEAL	110
3.2.5 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PROYECTADA	114
3.3 DISEÑO ELÉCTRICO	117
3.3.1 NIVEL DE TENSIÓN.....	117
3.3.2 REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	118
3.3.3 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	144
3.3.4 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR	146
3.3.5 EFECTO CORONA.....	149
3.3.6 CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	151
3.3.7 CÁLCULO CONDUCTOR ECONÓMICO	155
3.3.8 DISTANCIAS DE SEGURIDAD (ARCONEL REGULACIÓN 01/18)...	162
3.4 DISEÑO MECÁNICO	166
3.4.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A PARTIR DE LAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	166
3.4.2 SELECCIÓN Y UBICACIÓN ÓPTIMA ESTRUCTURAS SOPORTANTES.....	172
3.4.3 TENDIDO DEL CONDUCTOR	201
3.4.4 DISTANCIAS DE SEGURIDAD	241
3.4.5 LÁMINAS DE DISEÑO Y DETALLES CONSTRUCTIVOS	242
3.5 PRESUPUESTO REFERENCIAL	242
3.6 RESUMEN EJECUTIVO	245
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	257
4.1 CONCLUSIONES.....	257
4.2 RECOMENDACIONES	258
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	260
ANEXOS	262

RESUMEN

En el presente estudio técnico, se realizó la proyección de demanda eléctrica de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo para un periodo de 15 años. La estimación se la realizó a partir de información histórica; medida en cabecera de los alimentadores que abastecen de energía eléctrica a la zona de estudio. Para esta proyección se utilizó los criterios de demanda máxima coincidente e incorporación de cargas especiales.

Posteriormente, se realiza el diseño eléctrico en donde se selecciona el nivel de voltaje y mediante el software DigSilent Power Factory, se realiza las simulaciones de flujos de potencia para 10 conductores seleccionados para el periodo establecido. Los resultados servirán para calcular la regulación, eficiencia, y pérdidas de potencia de la línea de transmisión. La coordinación de aislamiento se calculará de acuerdo a la norma IEC 60815-2008, y para el cálculo de la ampacidad de los conductores seleccionados se empleará la norma IEEE-738-1993. A partir de la información meteorológica de la zona de estudio, y con la ayuda de la fórmula de PEEK se determinará si existe la presencia de efecto corona. Para determinar el conductor óptimo, se empleará de los costos de inversión y costos operativos de los conductores seleccionados.

Finalmente, mediante las ecuaciones de estado se verificará que el conductor seleccionado cumpla con los requerimientos mecánicos. Los cálculos mecánicos de la línea de transmisión se realizarán con la ayuda el software libre IMEDEXSA 12; y para el presupuesto referencial se empleará los precios unitarios de la EERSSA.

PALABRAS CLAVE: Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA), Líneas de Transmisión de Energía, Subestaciones Eléctricas, Demanda Eléctrica, Calidad de Energía, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), Comisión Internacional Electrotécnica (IEC).

ABSTRACT

In this technical study, the electric power demand projection of the Macará-Zapotillo 69kV subtransmission line was carried out for 15 years horizon. The estimate was made based on historical information measured at the head of the feeders that supply electricity to the study area. For this projection the criteria of coinciding maximum demand and incorporation of special loads are used.

Subsequently, the electrical design is performed once the voltage level is selected and, using the DigSilent Power Factory software, the simulations of power flows are carried out for 10 conductors selected for the established period. The results are used to calculate the regulation, efficiency, and power losses of the transmission line. The coordination of insulation is calculated according to the IEC 60815-2008 standard, and for the calculation of the ampacity of the selected conductors, the IEEE-738-1993 standard is used. From the meteorological information of the study area, and with the help of the PEEK formula, it is determined if there is a presence of corona effect. To determine the optimal alternative, it is performed on the investment costs and operating costs of the selected conductors.

Finally, by means of the state equations are verified that the selected conductor complies with the mechanical requirements. The mechanical calculations of the transmission line are made with the help of the free software IMEDEXSA 12; and for the budget assement, the referential prices of the EERSSA are used.

KEYWORDS: Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA), Energy Transmission Lines, Electrical Substations, Electric Demand, Energy Quality, Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE), International Electrotechnical Commission (IEC).

1. INTRODUCCIÓN

La Gerencia de Planificación de la EERSSA ha previsto un incremento considerable de la demanda de energía eléctrica en el cantón Zapotillo, debido a la presencia de empresas como ILE S.A., industria agropecuaria y el comercio fronterizo en los últimos años. Por estas razones, la empresa distribuidora EERSSA tiene la necesidad de planificar la construcción de una línea de subtransmisión de 69KV desde la subestación Macará hasta la nueva subestación Zapotillo [11].

Con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo se espera que se reduzca de manera drástica las salidas de los alimentadores Zapotillo y Sabanilla a 13.8 kV, que actualmente cubren la demanda de este cantón. En los últimos años estos alimentadores han venido presentando altos índices de interrupciones afectando principalmente a la calidad del servicio de la EERSSA. Además, que estos alimentadores presentan bajos voltajes ante la gran longitud que debe cubrir para llegar a los centros de demanda.

Con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Macará-Zapotillo se aliviará la demanda de energía eléctrica de la subestación Pindal, de manera que se pueda expandir el parque industrial Zapotillo y cubrir a satisfacción la demanda energética del sector comercial de la cabecera cantonal y zonas fronterizas.

En caso de que, la EERSSA no realice los estudios técnicos tanto de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo como de la subestación de llegada, el desarrollo económico e industrial del cantón Zapotillo será comprometido y afectado. Además, la EERSSA continuará con bajos índices de calidad de energía recibiendo sanciones por parte del ARCONEL

Por lo anteriormente mencionado, el presente proyecto de titulación tendrá un enfoque en el diseño eléctrico y mecánico de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

- Realizar el diseño eléctrico y mecánico de la Línea de Subtransmisión 69kV que enlazará la Subestación Macará con la Nueva Subestación Zapotillo para la Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la curva de demanda máxima y mínima de la nueva Subestación Zapotillo
- Realizar la coordinación de aislamiento, regulación de voltaje, eficiencia energética, selección del conductor económico y pérdidas por efecto Joule de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo
- Determinar ubicación, selección y número óptimo de estructuras mecánicas con sus respectivos cálculo mecánicos de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo
- Determinar los costos económicos de materiales eléctricos y mecánicos utilizados en el presente estudio.

1.2 ALCANCE

El presente proyecto de titulación tiene como alcance realizar un diseño preliminar eléctrico y mecánico de la línea de subtransmisión 69kV para un periodo de 15 años de operación.

El presente proyecto utilizará la información de la demanda de energía eléctrica de los alimentadores de la zona de estudio disponibles en el Departamento de Planificación brindada y actualizada por Centro de Control de la EERSSA, para levantar la curva de demanda máxima como mínima de la Nueva Subestación Zapotillo.

Debido a que se trata de un estudio preliminar se utilizará las cartas topográficas de los cantones de Zapotillo y Macará, y en cooperación con el DRONE disponible en el

Departamento de Ingeniería y Construcciones se realizará fotogrametría en tramos críticos para obtener un perfil topográfico de la ruta seleccionada con un error de $\pm 5-8$ m en la ubicación de estructuras.

Para el diseño eléctrico se determinará la regulación de voltaje, eficiencia energética y pérdidas por efecto Joule mediante el modelamiento de la línea con el Software Power Factory DigSilent para un periodo de 15 años. En cuanto a la coordinación de aislamiento, se utilizará la información (velocidad de viento, nivel isoceráunico, lluvias y temperatura) disponible en Estación Meteorológica Macará e INAMHI. Para la selección de conductor económico e hilo de guarda se utilizará el criterio costos de inversión y costos operativos del conductor.

Para el diseño mecánico se tiene previsto realizarlo con el software libre IMEDEXSA; el cual se adapta a cabalidad a las necesidades de este estudio, en donde se tiene un nivel de voltaje menor a los 138kV y en donde las estructuras no son muy altas. De tal forma que se realice la ubicación y selección óptima de estructuras de acuerdo con la topología de la ruta. En cuanto a los datos meteorológicos se basará en la información brindada por la estación Macará e INAMHI.

1.3 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describirán los conceptos, fórmulas y normativas que permitan comprender la metodología desarrollada en el capítulo posterior. En la primera parte, se mencionarán las definiciones, tiempos de horizonte y métodos de proyección de demanda empleados para la planificación de sistemas de distribución. En la segunda parte, se detallará sobre la clasificación de las líneas de transmisión, así como de las propiedades eléctricas y físicas, disposiciones geométricas y tipos de conductores. También se incluirá información relacionada a la coordinación de aislamiento. Finalmente, en la tercera parte, se describirá generalidades sobre el diseño mecánico de una línea de transmisión, tales como, hipótesis de carga, clasificación y esfuerzos mecánicos de las estructuras soportantes.

1.4 PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.4.1 CONCEPTOS GENERALES

1.4.1.1 Demanda [1]

La demanda de un sistema o instalación eléctrica es la potencia promedio que consume una carga durante un intervalo de tiempo. El periodo de tiempo el cual se toma el valor medio se lo denomina intervalo de demanda; este intervalo estará relacionado con el tipo de demanda que se requiera encontrar. Por ejemplo, en el caso que se determine la demanda de un juego de fusibles el intervalo de tiempo será instantáneo. Por otro lado, en caso de requerir la demanda de un transformador de distribución el intervalo de tiempo será entre 15-20 minutos.

Sus principales unidades son kW, kVARS, kVA.

1.4.1.2 Demanda Máxima [1]

Es la mayor demanda que presenta un sistema en un periodo determinado, más conocida como demanda pico.

La demanda máxima permite determinar en qué momento se produce la mayor caída de voltaje en el sistema, momento en el cual se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para determinar la demanda máxima se requiere evaluarla en un intervalo de tiempo, que puede ser entre 15, 20 y 30 minutos o según el tiempo requerido.

1.4.1.3 Curvas de Demanda Diaria [1]

Esta curva se determina a partir de los valores pico de cada hora del día; mediante las características de esta curva se puede establecer el tipo de cliente que está conectado al sistema, ya sea residencial, comercial o industrial. Motivo por el cual la introducción de las

curvas diarias de clientes residenciales, comerciales e industriales permite determinar la demanda máxima de la red.

La curva de demanda diaria es empleada para analizar el comportamiento histórico de la demanda de un sistema, lo cual permite seleccionar de forma adecuada transformadores de potencia y límites de sobrecarga de los transformadores de distribución.

En la figura 1.1, se presenta una curva de carga diaria típica, junto a los valores de capacidad instalada, potencia instalada, y demanda promedio.

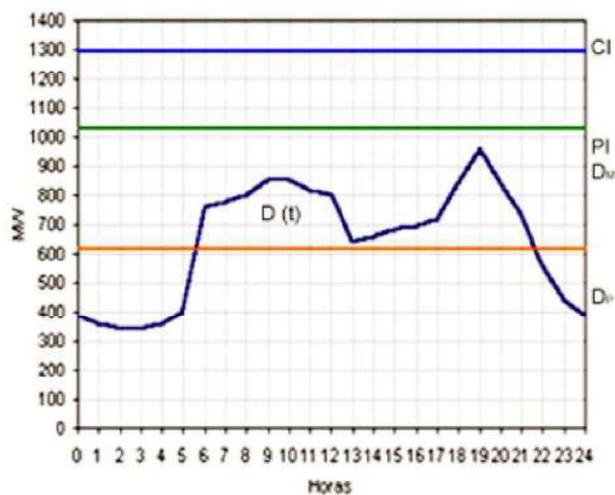


Fig. 1.1 Curva de carga diaria [1]

1.4.1.4 Curvas de Demanda Anual [1]

Para poder analizar estas curvas es necesario tener al menos 4 periodos estadísticos, para determinar la tasa de variación, y establecer un patrón de tendencia para la demanda.

Estas curvas se determinan mediante los valores de la hora pico de cada mes, en donde se puede visualizar los incrementos o decrementos de los picos mensuales y anuales. Dichas variaciones permiten obtener conclusiones prácticas del comportamiento del sistema.

En la figura 1.2, se puede visualizar las curvas de demanda anual de un alimentador típico, en donde el comportamiento de las demandas mencionadas tiende a incrementarse a lo largo de los cuatro años analizados.

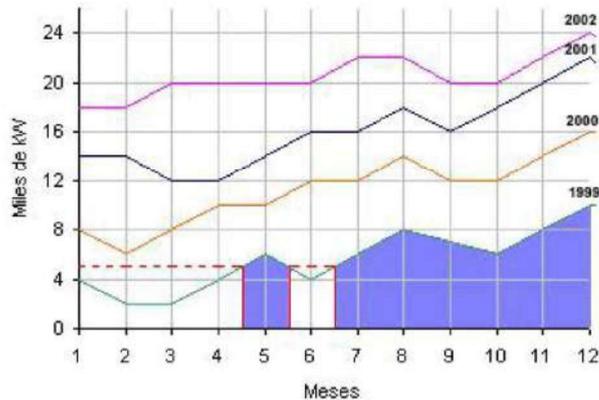


Fig. 1.2 Curva de carga anual [1]

1.4.1.5 Demanda Promedio [1]

Se calcula a partir de la relación entre el consumo de energía del cliente en un determinado intervalo y el intervalo mismo. Esta dada por la ecuación 1.1

$$D_p = \frac{\text{Energía Consumida en el tiempo } T \text{ en } KWh}{T \text{ en } h} \quad (1.1)$$

Dicho en otras palabras, es una demanda constante en un determinado periodo de tiempo, que se calcula a partir del consumo de energía de la curva de carga en el intervalo especificado. En la figura 1.1, la línea de color naranja representa la demanda promedio de una curva de carga diaria.

1.4.1.6 Factor de Diversidad [1]

Cuando se realiza estimaciones de demanda es necesario tomar en cuenta, el momento en que se produce su valor máximo, ya que el mismo determinará las condiciones más críticas de la red. Sin embargo, debido a que muchos consumidores son alimentados por la misma red, se tiene que introducir un nuevo concepto de diversidad de carga porque sus demandas máximas no se producen en el mismo instante.

La diversidad en las demandas máximas de un grupo de clientes se determina a partir del factor de diversidad; el cual se lo calcula mediante la ecuación 1.2., con la suma máxima de las contribuciones individuales no coincidentes en el momento que se genera el pico más alto de la demanda.

En la figura 1.3, se puede observar la demanda máxima de un grupo de clientes, así como las demandas máximas individuales de cada cliente, partir de sus respectivas curvas de carga diaria.

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1} D_{mi}}{D_{Mgrupo}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + D_{m4} + \dots + D_{mn}}{D_{Mgrupo}} \geq 1 \quad (1.2)$$

$$F_{div} = \frac{\text{Suma de demandas máximas no coincidentes}}{\text{demanda máxima coincidente}} \quad (1.3)$$

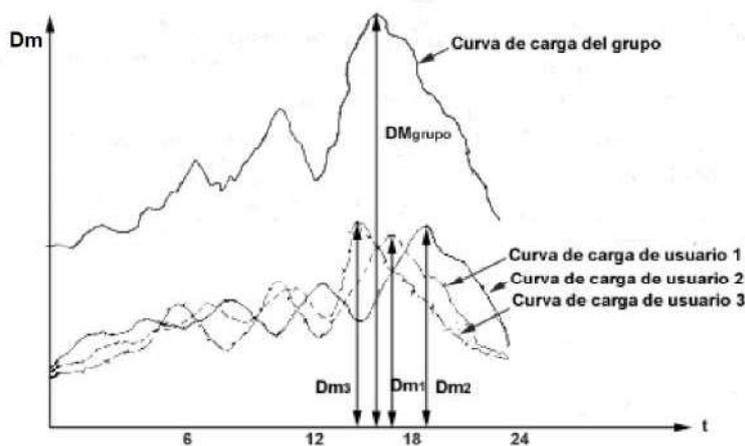


Fig. 1.3. Curvas de carga diaria para un grupo de clientes [2]

1.4.1.7 Factor de Coincidencia [1]

Este factor está dado por la demanda máxima coincidente de un grupo de clientes y la sumatoria de las demandas máximas individuales, evaluados en un determinado intervalo de tiempo y punto de alimentación.

$$F_{co} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{Suma de demandas máximas individuales}} = \frac{D_M \text{ Grupo}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} = \frac{1}{F_{div}} \quad (1.4)$$

Cuando realiza la planificación de un sistema de potencia, el factor de coincidencia juega un papel importante ya que ajustará de manera más real y económica la demanda proyectada.

1.4.1.8 Densidad de Carga [1]

Este concepto se lo establece a partir de la relación entre la carga instalada y el área de la zona de estudio. Dicho en otras palabras, se lo conoce como la carga instalada (kVA) por unidad de área. Su unidad de medida es generalmente kVA/km^2 . Y esta dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga instalada}}{\text{Área de zona de estudio}} \quad (1.5)$$

1.4.1.9 Capacidad o Potencia Instalada [1]

Es la suma de la potencia nominal de cada uno de los equipos instalados que alimentan de energía eléctrica a las cargas conectadas al sistema. Sus unidades de medida son kVA, MVA, kW o MW. En la figura 1.1, la línea de color verde representa la capacidad instalada de un sistema de eléctrico de potencia.

1.4.1.10 Carga Instalada [1]

Es suma de la potencia nominal de todos los equipos y aparatos de consumo conectados a la red. En la figura 1.1, la línea de color azul representa la carga instalada de un sistema de eléctrico de potencia. Se la puede calcular con la siguiente ecuación:

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas} \quad (1.6)$$

1.4.1.11 Factor de Demanda [1]

El factor de demanda está dado a partir de la curva de carga de un cliente o de un grupo de clientes. Se lo puede calcular con la ecuación 1.7, mediante la relación entre la demanda máxima y la demanda promedio.

$$F_D = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}} \leq 1 \quad (1.7)$$

El factor de demanda brinda una referencia del grado consumo de energía a lo largo de un determinado periodo.

1.4.2 FACTORES DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA [1]

Para la proyección de la demanda es necesario tomar en cuentas ciertos factores que permitan tomar una mejor decisión al momento de la inversión, y permitan un correcto pronóstico final. De tal forma que pueda optimizar recursos y escoger la alternativa más viable.

En la figura 1.4, se representa un esquema gráfico de los principales factores que participan en la proyección de demanda.

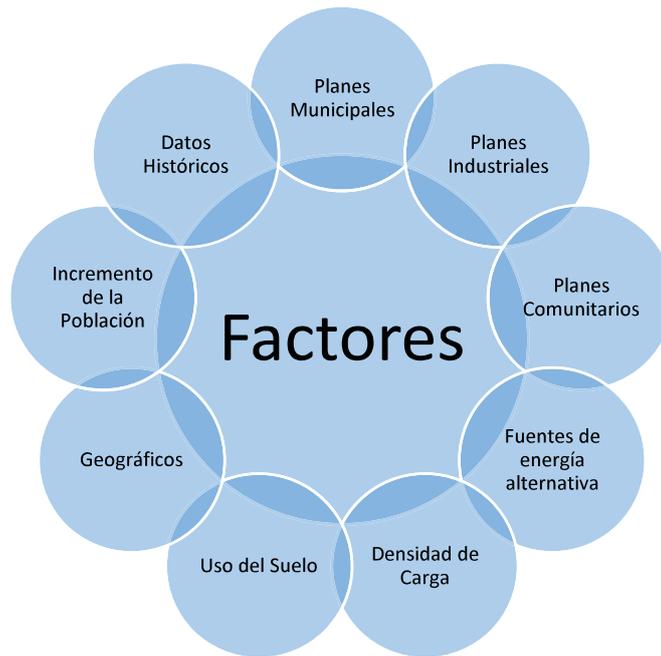


Fig. 1.4. Factores de Influencia en la Proyección de la Demanda

1.4.2.1 Factores Geográficos

Según la ubicación geográfica pueden llegar a existir patrones de consumo debido a la temperatura, niveles de lluvias, humedad y condiciones meteorológicas.

1.4.2.2 Uso del Suelo

Es la información brindada por los estudios de ordenamiento territorial en donde se establecen las estrategias para la administración, uso y ocupación del suelo. De tal forma que el crecimiento ya sea urbanístico, financiero o residencial se tiene que llevar de manera adecuada. Por lo que es de suma importancia para la planificación de redes de distribución.

1.4.2.3 Planes de Desarrollo Municipales

Son los lineamientos políticos establecidos por gobiernos seccionales para determinar las necesidades sociales, en relación con la cobertura y calidad de servicios básicos (agua potable, telefonía, servicio eléctrico, internet).

1.4.2.4 Planes de Desarrollo Industriales

La presencia de parques industriales o su futura construcción representa una importante carga para el sistema eléctrico; por lo que justifica que se realice un análisis especial. Siendo importante monitorear el comportamiento que ha sufrido este sector con respecto a los últimos años; en especial si existe la posibilidad del ingreso de nuevos clientes.

1.4.2.5 Planes de Desarrollo Comunitario

Es la información con respecto a pequeñas microempresas, creación de negocios turísticos, fortalecimiento de infraestructura y mejoramiento de vías. Lo cual permite conocer la activación económica de sectores marginados y rurales, y a su vez nos da información sobre el consumo energético.

1.4.2.6 Fuentes de Generación Alternativa

Hoy en día las empresas encargadas de la distribución y comercialización de energía eléctrica buscan incentivar la generación de electricidad a partir de recursos renovables, para cubrir principalmente consumidores cercanos a la fuente. En donde ciertas industrias pueden generar su propia electricidad y el excedente venderlo a la empresa distribuidora.

1.4.2.7 Densidad de Carga

Es la información que nos permite saber el nivel de saturación que existe en una zona de estudio determinada.

1.4.2.8 Incremento de Población

El consumo de energía eléctrica se relaciona con el incremento del número de habitantes de una zona determinada. Debido a que se requiere cubrir la demanda de los electrodomésticos, equipos electrónicos, de los nuevos abonados. Por lo que es de suma importancia analizar el crecimiento demográfico para establecer las futuras necesidades del sistema eléctrico.

1.4.2.9 Datos Históricos

Cuando se dispone de la información de los datos históricos de la demanda, se puede establecer patrones y tendencias acerca del consumo de los nuevos usuarios en determinados periodos de tiempo. Permitiendo utilizar los patrones como una base preliminar del consumo energético para su futuro comportamiento.

1.4.3 HORIZONTES DE TIEMPO PARA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

[1]

Según el tipo de estudio que se desee realizar se puede escoger un horizonte de corto, mediano y a largo plazo.

1.4.3.1 Corto Plazo

Se la utiliza para proyecciones de la demanda dentro de la hora siguiente con límite máximo de una semana. Es utilizado por los operadores encargados del despacho de carga en las centrales generadoras, en el Ecuador el CENACE.

1.4.3.2 Mediano Plazo

Se la utiliza para proyecciones mensuales con un horizonte de tiempo de hasta un año. Se basa en los datos históricos de demanda incluyendo variables como: clima, estiaje, inclusión de cargas estacionales.

1.4.3.3 Largo Plazo

La estimación tendencial se la realiza para un periodo máximo de 10 años. Esta proyección permite establecer la planificación de expansión del sistema con respecto a la construcción de nuevas subestaciones, ampliación de redes de distribución o transmisión y centrales de generación.

1.4.4 MÉTODOS PARA LA PROYECCIÓN DEMANDA [2]

Entre los métodos más empleados para la estimación de la demanda en sistemas, de distribución están los estadísticos, análisis de tendencia de crecimiento poblacional y uso de terrenos, e incluso aplicaciones de software basadas en inteligencia artificial a partir de redes neuronales.

1.4.4.1 Métodos Estadísticos utilizando Regresión Lineal

En una regresión lineal se puede llegar a establecer el comportamiento cuantitativo entre una variable y un conjunto de variables. Además, se puede llegar a realizar interpolaciones a partir de la función y proyectar los datos a partir de la tendencia.

En el proceso de una regresión lineal se establece una relación entre la variable independiente y la variable dependiente generalmente a través de una ecuación de primer orden, pero existen casos donde se requieren ecuaciones más complejas.

1.4.4.1.1 Modelo lineal simple

Este método trata de establecer una recta a partir de un grupo disperso de datos, mediante la relación de una variable independiente X y la variable dependiente Y .

La expresión del modelo lineal simple está dada por:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon \quad (1.8)$$

Donde

Y = Variable dependiente

X = Variable independiente

β_0 = Punto en el eje ordenado donde es intersecado por la recta ($X=0$)

β_1 = Pendiente de la recta

ε = Componente aleatorio del error

1.4.4.1.2 Método exponencial

Cuando los modelos lineales no pueden ser ajustados a modelos lineales ya sea aplicando transformaciones a las variables establecidas, se puede aplicar el modelo exponencial en donde se prevé que la modificación establecida cumpla la hipótesis de distribución de errores. El modelo exponencial esta dado por:

$$Y = e^{\beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon} \quad (1.9)$$

Al aplicar logaritmo natural a los dos lados y reemplazar $\ln Y$ por Z se obtiene lo siguiente:

$$z = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon \quad (1.10)$$

1.4.4.1.3 Método potencial

La ecuación de la regresión potencial está dada por:

$$Y = aX^\lambda \quad (1.11)$$

Linealizando la anterior ecuación mediante la aplicación de los logaritmos naturales en ambos lados.

$$\ln Y = \ln a + \lambda \ln X \quad (1.12)$$

Reemplazando:

$$\ln Y = z \quad (1.13)$$

$$\ln X = t \quad (1.14)$$

$$\ln \alpha = B_0 \quad (1.15)$$

$$\lambda = B_1 \quad (1.16)$$

$$z = B_0 + B_1 t \quad (1.17)$$

1.4.4.1.4 Método polinomial

Mediante este método se tiene una mejor adaptación de la curva a los datos. Relaciona la variable independiente con la variable dependiente a partir de una ecuación de grado m .

$$Y = B_0 + B_1 X + B_2 X^2 + \dots + B_m X^m = \sum_{i=0}^m B_i X^i \quad (1.18)$$

1.4.4.1.5 Método logarítmico

Este método emplea el comportamiento de los datos tiene un rápido crecimiento y para luego estabilizarse. Este dado por

$$Y = \alpha + \beta \ln X \quad (1.19)$$

Se linealiza la ecuación partir de:

$$t = \ln X \quad (1.20)$$

$$Y = \alpha + \beta t \quad (1.21)$$

1.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

1.5.1 INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de energía sirven como medio físico para llevar energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo. En la mayoría de los casos se emplean elevados niveles de voltaje, con conductores aéreos desnudos soportados por torres metálicas o poste de hormigón mediante aisladores.

El tiempo de vida útil para una línea de transmisión se encuentra aproximadamente entre los 30 y 50 años. En el Sistema de Transmisión Ecuatoriano los diseños se realizan para un tiempo de vida alrededor de los 45 años.

Las líneas de transmisión de energía generan un impacto directo al medio ambiente por donde pasa su trayectoria; dicho impacto aumenta de acuerdo al nivel de voltaje y longitud de la línea. Para los diseños de líneas de transmisión, se debe emplear la franja de servidumbre permitida por el ARCONEL, y la consideración del trazado que sean menos invasivas para el medio ambiente.

1.5.2 TIPOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA [3]

Las líneas de transmisión de energía pueden llegar a ser clasificadas de acuerdo a su longitud o en función del nivel de voltaje.

Los tipos de línea de acuerdo a su longitud son:

- a) Líneas de longitud corta (menor a 80 km)
- b) Líneas de longitud media (entre 80 y 240 km)
- c) Líneas de longitud larga (mayor a 240km)

Para la línea de longitud corta, el efecto capacitivo es casi nulo. Por el otro lado, las líneas de longitud media y larga deben tomar en el efecto capacitivo, debido a que la impedancia en serie puede tener valores altos.

Los tipos de línea de acuerdo al nivel de voltaje son:

- a) Alto Voltaje (HV)
- b) Extra Alto Voltaje (EHV)
- c) Ultra Alto Voltaje (UHV)

Para líneas de transmisión se emplea valores altos de voltaje, para reducir la corriente que fluye por el conductor de la línea, y evitar altas pérdidas de potencia. En la tabla 1.1 se indican los valores de tensión de acuerdo a la norma ANSI C84 y C92.2.

Tabla 1.1 Niveles de transmisión

Nivel de Transmisión	Voltaje de [kV]	
	Nominal	Máximos
HV	34.5	36.5
	46	48.3
	69	72.5
	115	121
EHV	138	145
	161	169
	230	242
	345	362
UHV	500	550
	765	800
	1100	1200

Fuente: ANSI C84 y C92.2

Para seleccionar el nivel de voltaje de una línea, es necesario tener en cuenta la potencia que va a transmitir. Por lo que, entre mayor sea dicha potencia se requerirá un mayor nivel de voltaje

1.5.3 CONDUCTORES

El conductor eléctrico tiene un papel importante en la línea de transmisión, ya que de este depende aspectos importantes como el costo de inversión y costo de operación de la línea.

Los conductores de líneas de transmisión están constituidos por hilos cableados alrededor de un hilo central. Los hilos pueden ser del mismo o distinto material, de acuerdo a la necesidades eléctricas y mecánicas requeridas. Fig. 1.5.



Fig. 1.5. Cableado de un conductor [4]

El tipo de material más empleado para conductores de alto voltajes es el aluminio. Pero, mediante de los requerimientos mecánicos y eléctricos se puede encontrar aleaciones con otro tipo de materiales. Actualmente existen varios materiales que conforma el núcleo del conductor, el más empleado es el acero; también con los avances tecnológicos se utilizan conductores con núcleos fibra de carbono y compuestos metálicos especiales.

Las principales características eléctricas y mecánicas que tiene que cumplir los conductores son:

- Baja resistencia eléctrica
- Elevada resistencia mecánica
- Costo razonable

1.5.3.1 AAC (ALL ALUMINUM CONDUCTOR) [5]

Este tipo de conductores son empleados generalmente para redes de distribución primarias y secundarias, en donde los vanos requeridos son cortos y el conductor deber ser liviano. Los alambres del conductor AAC estos fabricados de aluminio tipo EC 1350.

1.5.3.2 AAAC (ALL ALUMINUM ALLOY CONDUCTOR) [5]

Este tipo de conductores debido a sus características flecha-tensión son utilizados en sistemas de distribución primaria, debido a que tienen un peso liviano, buena conductividad, alta resistencia mecánica y a la corrosión; motivo por el cual se utilizan en zonas costeras e industriales.

La principal desventaja que presentan estos conductores es que son más sensibles a vibraciones en comparación con los conductores ACSR tendidos al mismo del nivel de voltaje. Los hilos de este conductor están constituidos por aluminio tipo 6201.

1.5.3.3 ACSR (ALUMINUM CONDUCTOR STEEL REINFORCED) [5]

Este tipo de conductores son utilizados en sistemas de transmisión y alimentadores primarios de distribución, se emplea en zonas montañosas, ya que tiene una alta carga de rotura, características que es favorable para líneas que presentan topografía a desnivel, y es necesario construir vanos largos.

Una de las desventajas que presenta este conductor es que debido a su constitución bimetalica se puede ver afectado por la corrosión galvánica, principalmente si la línea se encuentra cerca de zonas costeras o industriales con alta contaminación.

Este conductor se encuentra conformado por cierto número de alambres de acero galvanizado con varias capas de aluminio, cableadas concéntricamente.

Los alambres del conductor ACSR están constituidos por:

- Alambres de aluminio, aleación 1350-H19 para uso eléctrico.
- Alambres de acero, recubiertos por zinc o aluminio.

1.5.3.4 ACAR (ALUMINUM CONDUCTOR ALLOY REINFORCED) [5]

Este tipo de conductores son empleados en líneas de transmisión y distribución, ya que cuentan con una buena relación (carga, rotura, peso), por lo que este conductor puede ser utilizados en vanos extensos.

El conductor ACAR presenta una alta resistencia a la corrosión para las líneas cercanas a zonas costeras e industriales con elevada contaminación; esta propiedad se debe a que está completamente constituida por aluminio y queda eliminada la corrosión galvánica.

Los hilos de este conductor pueden estar constituidos por:

- Alambre de aluminio, aleación 1350-H19
- Alambre de aluminio, aleación 6201-T81

1.5.4 CARÁCTERÍSTICAS FÍSICAS [5]

Los conductores en una línea de transmisión pueden estar dispuestos de acuerdo a las siguientes configuraciones:

1.5.4.1 Configuración Geométrica

La disposición que emplean los conductores de líneas de transmisión es tal, que ocupen los vértices de un triángulo equilátero. Sin embargo, debido a condiciones de diseño existen disposiciones verticales y horizontales.

1.5.4.1.1 Disposición coplanar horizontal

Esta configuración no permite instalar un sistema trifásico de doble circuito, únicamente se utiliza en líneas de transmisión de ultra alto voltaje. Con esta disposición se reduce la altura de la estructura de soportes, pero se requiere mayor franja servidumbre.

1.5.4.1.2 Disposición coplanar vertical

Esta configuración tiene la capacidad de instalar un sistema trifásico de doble circuito en una sola estructura de soporte, requiriéndose aumentar su altura. Para este caso la franja de servidumbre es menor.

1.5.4.1.3 Disposición coplanar triangular

En esta configuración la altura de las estructuras de soporte tiene valores intermedios con respecto a los casos anteriores. Esta disposición se utiliza generalmente en líneas de alto y extra alto voltaje.

1.5.4.2 Número de Circuitos

El número de circuitos que se requiere en líneas de transmisión de energía está de acuerdo a la potencia que se va a transmitir; en caso de ser grandes cantidades de potencia la configuración óptima es de doble circuito, y en caso de ser pequeñas cantidades de potencia se considera una configuración de simple circuito.

1.5.4.3 Configuración de las Fases

1.5.4.3.1 Fase simplex

Este tipo de configuración se emplea en casos donde las líneas de transmisión no presentan niveles de voltajes muy elevados. Las principales ventajas son que permite reducir significativamente los tiempos de instalación y costos de inversión; por otro lado, presentan mayores pérdidas de potencia en comparación a las configuraciones en haz.

1.5.4.3.2 Fase en haz de conductor

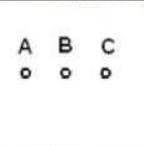
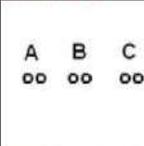
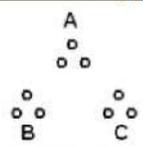
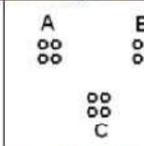
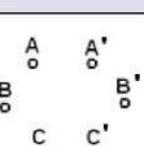
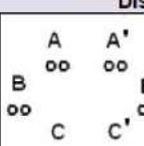
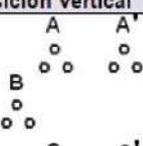
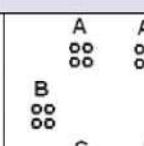
La configuración en haz de conductores se emplea en líneas de transmisión con voltaje muy elevados (EHV, UHV). El principal motivo por el cual se utiliza esta configuración es para mitigar el efecto corona.

Entre las principales ventajas de esta configuración se encuentran:

- Disminuye la reactancia en serie de la línea de transmisión
- Aumenta la capacidad de potencia de la línea de transmisión
- Disminuye el gradiente superficial de voltaje
- Disminuye la impedancia característica

En la tabla 1.2. se puede visualizar algunos ejemplos de disposición geométrica de acuerdo al número de circuitos y configuración de haces.

Tabla 1.2. Configuración de líneas de transmisión [6]

TERNA CON SIMPLE CIRCUITO			
Disposición Horizontal		Disposición Triangular	
			
Conductor por fase: Simplex	Conductor por fase: Dúplex	Conductor por fase: Triplex	Conductor por fase: Cuadrupelex
TERNA CON DOBLE CIRCUITO			
Disposición Vertical			
			
Conductor por fase: Simplex	Conductor por fase: Dúplex	Conductor por fase: Triplex	Conductor por fase: Cuadrupelex

1.5.5 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS [6]

El modelamiento de una línea de transmisión requiere ciertos parámetros que permiten transportar energía en un sistema eléctrico de potencia.

Estos parámetros están distribuidos a lo largo de la línea y entre el conductor de fase y tierra; Fig. 1.6



Fig. 1.6 Parámetros de una línea de transmisión [6]

Dichos parámetros son:

- Resistencia serie, en $[\Omega/km]$
- Inductancia serie, en $[\Omega/km]$
- Capacitancia en paralelo, en $[F/km]$
- Capacitancia en paralelo, en $[S/km]$

1.5.5.1 Resistencia en Serie [7]

La resistencia en serie es el parámetro responsable de las pérdidas por efecto Joule en líneas de transmisión.

Los principales factores que afectan la resistencia en serie son:

- Efecto espiral
- Temperatura
- Efecto "skin" o pelicular

1.5.5.1.1 Efecto espiral [7]

Este fenómeno aumenta entre 1% y 2% el valor de la resistencia en corriente continua. La resistencia cuenta con una densidad de corriente distribuida uniformemente en el área transversal del conductor, de tal forma que la resistencia en serie puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$R_{cc} = 1.02 * \rho * \frac{l}{A} \quad (1.22)$$

Donde:

R_{cc} = Resistencia en corriente continua a 20 °C, en [Ω/km]

A = Área de la sección transversal conductora, en [mm^2]

ρ = Resistividad del conductor a 20 °C, en [$\Omega * mm^2/km$]

1.02 = Factor de corrección debido al trenzado de los hilos del conductor

1.5.5.1.2 Efecto de la temperatura [7]

El aumento de la temperatura en el conductor provoca que la resistencia eléctrica también aumente de forma lineal. Por lo cual este fenómeno incide en las pérdidas por efecto joule que un conductor puede llegar a presentar. La resistencia eléctrica varía con la temperatura y se calculada con la siguiente ecuación:

$$R_t = R_0[1 + \alpha(t - t_0)] \quad (1.23)$$

R_t = Resistencia a temperatura t, en [Ω/km]

R_0 = Resistencia a temperatura ambiente 20 °C, en [Ω/km]

α = Coeficiente de temperatura a 20 °C, en [$1/^\circ C$]

t = Temperatura final, en [$^\circ C$]

t_0 = Temperatura de referencia igual a 20 °C, [°C]

1.5.5.1.3 Efecto “Skin” [7]

Este fenómeno es característico de la corriente alterna, el cual provoca que la densidad de corriente fluya por zonas cercanas a la superficie del conductor. Esto causa que la sección transversal para la conducción eléctrica disminuya, y la resistencia eléctrica aumente.

La resistencia eléctrica en corriente alterna bajo el efecto skin se puede determinar con las siguientes ecuaciones:

$$R_{CA} = R_{DC} * (1 + y_s) \quad (1.24)$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8 * x_s^4} \quad (1.25)$$

$$x_s^2 = \frac{8 * \pi * f * 10^{-7}}{R_t} \quad (1.26)$$

Donde:

f = Frecuencia en [Hz]

R_{CA} = Resistencia eléctrica en corriente alterna, [Ω/km]

R_{DC} = Resistencia eléctrica en corriente directa, [Ω/km]

1.5.5.2 Inductancia en Serie [5]

La inductancia en serie es el parámetro más importante de una línea de transmisión, ya que permite establecer la relación entre el campo magnético y la corriente que fluye por la línea.

La inductancia es un parámetro que depende la configuración geométrica y del tamaño de los conductores. En la mayoría de los casos la inductancia en serie de una línea de transmisión viene dada por la siguiente ecuación:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (1.27)$$

Donde:

L= Inductancia, en [H/km]

DMG = Distancia media geométrica del conductor, [cm]

RMG = Radio medio geométrico, en [cm]

μ_0 = Constante de permeabilidad $4 \pi * 10^{-7}$ [H/m]

De acuerdo a la configuración del número de conductores por fase, el RMG puede ser calculado por las siguientes ecuaciones:

a) RMG (Fase Simplex)

$$RMG = Ds = r e^{-0.25} \quad (1.28)$$

b) RMG (Haz de conductores)

$$RMG = \sqrt[n]{n * Ds * R^{n-1}} \quad (1.29)$$

$$R = \frac{s}{2 * \text{sen}(\frac{\pi}{n})} \quad (1.30)$$

Donde:

r = Radio del conductor, en [cm]

R = Radio de los sus conductores agrupados en una misma fase, en [cm]

S = Separación entre los conductores, en [cm]

n = Número de su conductora en una fase.

La distancia media geométrica a partir del número de circuitos puede ser calculada por las siguientes ecuaciones:

a) DMG simple circuito

$$DMG = \sqrt[3]{d_{AC} * d_{AB} * d_{BC}} \quad (1.31)$$

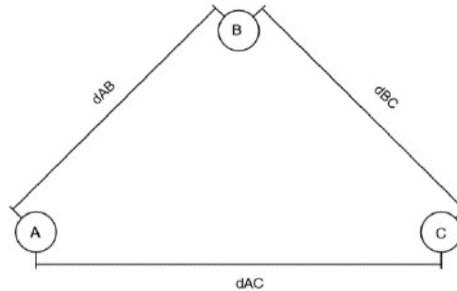


Fig. 1.7. Distancias entre conductores de fase para el cálculo del DMG simple circuito
[Elaboración propia]

b) DMG doble circuito

$$DMG = \sqrt[3]{d_1 * d_2 * d_3} \quad (1.32)$$

$$d_1 = \frac{\sqrt{d_{AB} * d_{AB'} * d_{AC} * d_{AC'}}}{d_{AA'}} \quad (1.33)$$

$$d_2 = \frac{\sqrt{d_{BA} * d_{BA'} * d_{BC} * d_{BC'}}}{d_{BB'}} \quad (1.34)$$

$$d_3 = \frac{\sqrt{d_{CA} * d_{CA'} * d_{CB} * d_{CB'}}}{d_{CC'}} \quad (1.35)$$

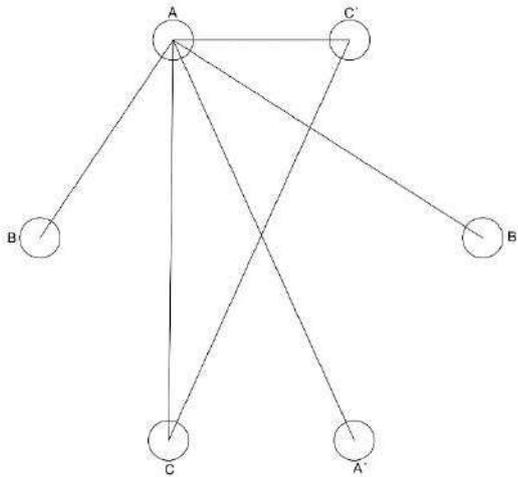


Fig. 1.8. Distancias entre conductores de fase para el cálculo del DMG doble circuito
[Elaboración propia]

1.5.5.3 Capacitancia [5]

En una línea de transmisión la diferencia de potencial entre los conductores y tierra se denomina capacitancia. La capacitancia está relacionada al tamaño del conductor, espacio entre los conductores y altura respecto a la tierra. La capacitancia de una línea de transmisión puede ser calculada por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{2 * \pi * \epsilon \sigma}{\ln \frac{DMG}{r_b}} \quad (1.36)$$

Donde:

C = Capacitancia de una línea, en [F/m]

$\epsilon \sigma$ = Constante de permisividad $\frac{10^{-12}}{36\pi}$ [F/m]

r_b = Radio físico del conductor, en [cm]

a) r_b Fase Simplex

$$r_b = r \quad (1.37)$$

b) r_b Haz de conductores

$$r_b = \sqrt[n]{n * r * R^{n-1}} \quad (1.38)$$

1.5.5.4 Conductancia

Este fenómeno depende de las corrientes de fuga tanto de los aisladores ubicados en las estructuras soportantes de las líneas de transmisión, como de la corriente de electrones en el aire. La conductancia se ve afectada por condiciones climatológicas que se asumen constantes a lo largo de la línea de transmisión. En la mayoría de los casos los valores de conductancia son pequeños, comparados con los inductivos y resistivos; por lo que suele asumir un valor de inductancia igual a cero.

1.6 NORMATIVAS Y REGULACIONES

1.6.1 REGULACIÓN 005/18 ARCONEL

1.6.1.1 Objetivo

“Establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, que corresponda”. [8]

1.6.1.2. **Ámbito**

“La presente regulación es de cumplimiento obligatorio para las empresas eléctricas de distribución y para los consumidores regulados y no regulados conectados a la red de distribución”. [8]

1.6.1.3 **Niveles de voltaje [8]**

Tabla 1.3 Niveles de Voltaje

Grupo	Nivel de Voltaje
Alto Voltaje (Grupo 1)	Mayor 138 KV
Alto Voltaje (Grupo 2)	Mayor a 40KV y menor 138KV
Medio Voltaje	Mayor 0.6KV y menor a 40KV
Bajo Voltaje	Menor a 0.6kV

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018

1.6.1.3.1 **Índice**

La calidad del nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determinará con el siguiente índice:

$$\Delta V_K = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \% \quad (1.39)$$

Donde:

ΔV_K = Variación del voltaje de suministro al voltaje nominal en el punto k, en [Kv].

V_k = Voltaje de suministro en el punto k, determinado como el promedio de las medidas registradas en intervalo de 10 min, en [kV].

V_n = Voltaje nominal en el punto k, en [kV].

1.6.1.3.2 Límites

Las variaciones de voltaje admitidas según la regulación se indican en la siguiente tabla.

Tabla 1.4 Límites para el índice del nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5%
Medio Voltaje	± 6%
Bajo Voltaje	± 8%

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018

1.6.1.3.3 Cumplimiento del índice de nivel de voltaje en el punto de medición

La empresa distribuidora cumple con el nivel de voltaje en un punto de medición cuando el 95% o más de los registros de las variaciones de voltaje, en el periodo de evaluación de al menos siete días continuos, se encuentra dentro del rango admisible.

1.6.2 REGULACIÓN 01/18 ARCONEL

1.6.2.1 Objetivo

“Determinar las franjas de servidumbre para líneas de medio y alto voltaje, con el objeto de prevenir y reducir las afectaciones de dichas instalaciones y definir las distancias de seguridad entre las redes eléctricas y las edificaciones, a fin de reducir y prevenir los

riesgos de contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar su integridad física”. [9]

1.6.2.2 **Ámbito**

“Esta norma debe ser cumplida por las empresas públicas y privadas dedicadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución) en la construcción y mantenimiento de las redes eléctricas; por las empresas constructoras de inmuebles o viviendas, los Gobiernos Autónomos Descentralizados en el proceso del otorgamiento de autorización para construcción y líneas de fábrica y, los propietarios al ejecutar ampliaciones o modificaciones a sus viviendas”. [9]

1.6.2.3 **Definiciones [9]**

- **Área de Servicio:** Es el área geográfica permitida, donde las empresas transmisión y distribución prestan sus servicios de transporte de energía, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- **Distancia Mínima de Seguridad:** Es la distancia mínima de seguridad entre un objeto energizado y las personas o edificaciones, para evitar descargas eléctricas.
- **Franja de Servidumbre:** Es el área horizontal simétrica respecto al eje de la línea de alto voltaje, determinada con el objeto para evitar accidentes eléctricos con partes energizadas.
- **Flecha Final:** Es la distancia vertical máxima entre el conductor y la línea recta imaginaria que une los extremos con las estructuras de soporte, en condiciones específicas de carga y temperatura.
- **Objeto Energizado:** Objeto con conexión a un punto eléctrico alimentado por una fuente de voltaje.
- **Partes Energizadas:** Elementos eléctricos como terminales, barras y componente eléctricos que pueden ocasionar una descarga eléctrica.

1.6.3 PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2016-2025

1.6.3.1 Cargabilidades de los Transformadores de Potencia [10]

La Empresa Pública CELEC-EP-TRANSELECTRIC tiene como criterio empezar a realizar gestiones de expansión de la capacidad de una subestación, cuando por su transformador se transfiere una potencia del 80% o más de su capacidad FA.

En caso de requerirse aumentar la capacidad de una subestación, el transformador se debe diseñar de tal forma que, en su fecha de entrada, el nivel de carga inicial se encuentre alrededor del 40% de su capacidad nominal.

1.6.3.2 Cargabilidades de Líneas de Transmisión [10]

La Empresa Pública CELEC-EP-TRANSELECTRIC considera cargabilidades no superiores al 80% de la capacidad nominal como valores operativos adecuados para el funcionamiento de líneas de transmisión.

Cabe recalcar que la capacidad de transferencia de potencia por líneas de transmisión en condiciones normales de operación no tiene que exceder el 100% de su capacidad térmica.

1.6.4 REGLAMENTO DE ALTA TENSIÓN (REAL DECRETO 223/08)

1.6.4.1 Objeto [11]

Este reglamento tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y garantías de seguridad a que han de someterse las líneas eléctricas de alta tensión, a fin de:

- a) Proteger las personas y la integridad y funcionalidad de los bienes que puedan resultar afectados por la mismas
- b) Conseguir la necesaria regularidad en los suministros de energía eléctrica
- c) Establecer la normalización precisa para reducir la extensa tipificación que existe en la fabricación de material eléctrico

- d) Facilitar desde la fase del proyecto de las líneas su adaptación a los futuros aumentos de carga racionalmente previsibles.

1.8.4.2 Ámbito de Aplicación

“Las disposiciones de este reglamento se aplican a las líneas eléctricas de alta tensión, entendiéndose tales las de corriente alterna de 50HZ, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea superior a un 1kV. Aquellas líneas en las que no se prevea utilizar otros sistemas de transporte o distribución de energía o corriente continua, corriente monofásica o polifásica, etc.-, deberá ser objetos de una justificación especial por parte del proyectista, el cual deberá adaptar las prescripciones y principios básicos de este reglamento las peculiaridades del sistema propuesto”. [11]

2. METODOLOGÍA

En el presente Capítulo, se describe la metodología empleada para el diseño de una línea de transmisión de longitud corta y a un nivel de tensión de 69kV. La primera parte incluye la proyección de demanda para un horizonte de largo plazo. En la segunda parte se detalla el procedimiento para realizar el diseño eléctrico de la línea. Y finalmente, en la tercera parte se incluye la metodología aplicada para el diseño mecánico.

A continuación, se muestra los diagramas esquemáticos empleados para cada una de las etapas desarrolladas en este capítulo.



Fig. 2.1 Diagrama Esquemático para la Etapa 1.

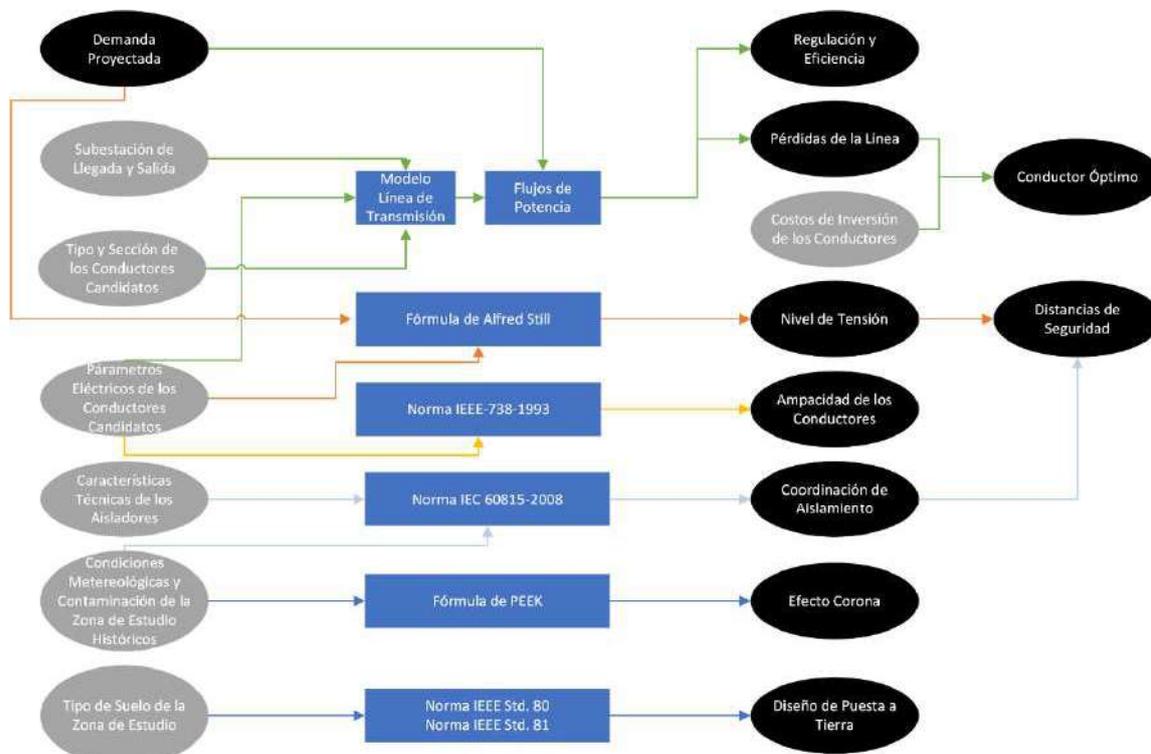


Fig. 2.2 Diagrama Esquemático para la Etapa 2.

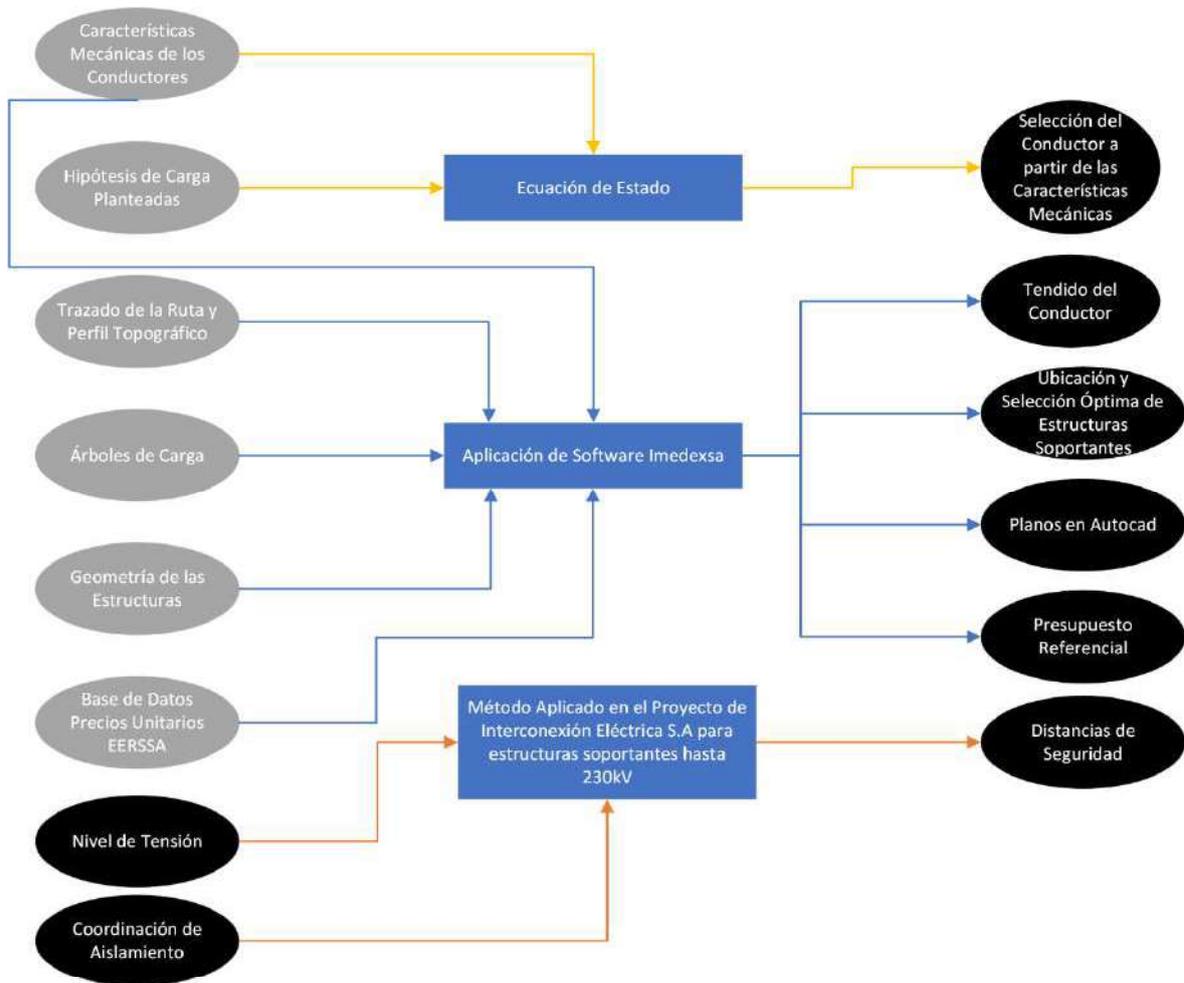


Fig. 2.3 Diagrama Esquemático Etapa 3

2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

2.1.1 INTRODUCCIÓN

El cálculo de la demanda eléctrica sirve para estimar el comportamiento de una zona específica mediante valores aproximados. La proyección de demanda permite evaluar al sistema en condiciones desfavorables de operación; por lo que las estimaciones de demanda, tienen que trabajar con valores máximos que puedan aparecer a lo largo del tiempo de proyección.

2.1.2 CRITERIOS EMPLEADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

La proyección de la demanda tiene un papel importante en el diseño de una línea de transmisión, por lo que para determinar la demanda eléctrica de la línea de transmisión se aplica los siguientes criterios:

- Se utiliza el comportamiento de las demandas máximas anuales, registradas por los equipos de medición en cabecera de los alimentadores, que vayan a ser abastecidos por la línea de transmisión. La información deberá ser avalada por la Gerencia de Planificación de la Empresa Distribuidora. Esta información deberá ser mínima de los últimos 4 años, y dependiendo de la base de datos que se obtenga, se podrá establecer el tiempo de proyección.
- Se omite valores en los cuales pueda existir un pico que no esté de acuerdo al comportamiento histórico, provocado posiblemente por una transferencia de potencia entre los alimentadores.
- La determinación de la demanda total se realiza en relación a la demanda máxima coincidente que presentan los alimentadores primarios al último año de información disponible.
- La demanda máxima coincidente del sistema del último año disponible, sirve para determinar las relaciones de demandas coincidentes entre los alimentadores de interés. Estas relaciones, sirven para obtener las demandas coincidentes para los años proyectados.
- El tiempo de horizonte es establecido por la empresa distribuidora.
- En caso de que la empresa distribuidora prevea la incorporación de cargas especiales, la demanda se proyecta tomando en cuenta este criterio.

2.1.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÁXIMA

La proyección de la demanda eléctrica se la tiene que realizar en la peor condición del sistema, en donde es necesario tomar en cuenta los horarios en los que se presentan los

picos más altos; mediante las curvas de anuales se obtendrá los picos más elevados, siempre verificando que no se trate de un valor atípico provocado por una transferencia de potencia.

2.1.4 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÍNIMA

Para proyectar la demanda mínima de la línea de transmisión, se empleará la relación entre la demanda máxima y mínima de la curva anual del último año disponible de los alimentadores de interés.

El valor de la demanda mínima, se lo realizará bajo los siguientes criterios:

- El valor seleccionado no debe responder a ninguna condición atípica del sistema.
- El valor de demanda deberá encontrarse en el horario de 2:00 AM hasta 4:00 AM.
- El valor de demanda mínimo será evaluado dentro del mes de febrero, ya que históricamente es donde la demanda energética del sistema presenta sus valores más bajos.

Una vez obtenida la relación entre la demanda máxima y mínima, se asumirá que será constante para los años horizonte de proyección.

2.1.5 MÉTODO DE REGRESIÓN LINEAL

A partir de la información anterior y mediante el método de regresión lineal, y Excel, se determinará la demanda de potencia para los años horizonte.

Se empleará el método que presente el mejor coeficiente de correlación, y se descartarán aquellos métodos que presente un coeficiente menor a 0.90.

Entre los métodos disponibles de la herramienta computacional Excel se encuentran: regresión lineal simple, exponencial, potencial, logarítmico y polinomial.

2.1.5.1 Demanda Máxima Coincidente

Una vez realizada la proyección de demanda a partir de la regresión lineal, es necesario tomar en cuenta el criterio demanda máxima coincidente, ya que no se puede asumir que

los alimentadores que van a ser abastecidos por la línea de transmisión tienen sus demandas máximas en el mismo instante. Por lo que, dimensionar a partir de la demanda máxima coincidente reduce los costos de inversión y se obtiene un diseño más óptimo.

2.1.5.2 Incorporación de Cargas Especiales

Las cargas especiales serán determinadas a partir de las factibilidades de servicio con potencias iguales o superiores a los 100KVA durante los últimos dos años.

En caso, de que exista un proyecto de alto impacto planificado por el gobierno nacional o seccional en la zona de estudio, la empresa distribuidora se encargará de realizar la estimación de esta carga.

La empresa distribuidora será la responsable de determinar el año de incorporación de estas cargas, y el factor de potencia requerido, el cual debe cumplir con la regulación 005/18 y no debe comprometer los índices de calidad del sistema.

2.1.6 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PROYECTADA

Las curvas de demanda de la línea de transmisión serán determinadas a partir de la información histórica y de los datos obtenidos a partir de la proyección final.

Las curvas de demanda serán graficadas para condiciones de demanda mínima y máxima de los alimentadores de interés, y para la carga total.

Las gráficas serán realizadas con el software Microsoft Excel, tratando de emplear el tipo de gráfico más adecuado.

2.2 DISEÑO ELÉCTRICO

2.2.1 INTRODUCCIÓN

En el diseño eléctrico se seleccionará el nivel de tensión, y el tipo de conductor más adecuado. Luego mediante la ayuda de un software computacional se determinará la regulación de voltaje, eficiencia energética, pérdidas de potencia y energía. Además, se

determina si existe la presencia del efecto corona, y en caso de existir se procederá a calcular sus pérdidas de potencia. También es necesario incluir el cálculo de la ampacidad de corriente de los conductores seleccionados, así como la coordinación de aislamiento. Una vez culminados los cálculos eléctricos se escogerá el calibre óptimo a partir de los costos de inversión y operación de los conductores seleccionados.

2.2.2 NIVEL DE TENSIÓN [12]

En las líneas de transmisión cuanto mayor es el voltaje empleado se requiere menor sección, pero a medida que aumenta el voltaje se hacen más costosos los aisladores, interruptores, interruptores, transformadores, etc.

Por lo cual, nada se conseguirá con elevar el voltaje desde el punto de vista económico, si por otro lado se encarece el costo de los elementos que integran la línea; deberá existir, por lo tanto, un valor determinado de voltaje de trabajo para el cual será mínimo el desembolso necesario el establecimiento de la instalación.

La selección del voltaje de transmisión depende mucho más de la densidad de consumo de la región atravesada que de la longitud total de la transmisión.

Para determinar el voltaje más conveniente y cuando se trata de líneas cuya longitud es superior a 30 km, puede aplicarse la fórmula empírica y aproximada, debida a ALFRED STILL:

$$U = 5.5 * \sqrt{\left(\frac{x}{1.609}\right) + \left(\frac{P}{100}\right)} \quad (2.1)$$

Donde:

V = Tensión compuesta buscada, en (kV).

x = La longitud de la línea (km).

P = La potencia conducida en (kW).

Tabla 2.1. Potencia máxima de transmisión por una línea de transmisión aérea [12]

Voltaje del Sistema (kV)	SIL	Recomendado	Potencia Recomendado (MW)
69	12	4SIL	48
138	48	2SIL	100
230	132	1.5 SIL	200
345	298	1.1 SIL	330

Los voltajes utilizados para la transmisión serán establecidos en la norma IEC 60038-2002

Tabla 2.2. Voltajes Normalizados

Alto máximo de equipos [kV]	Voltaje nominal del sistema [kV]	
52	45	
72.5	66	69
123	110	115
145	132	138
170	150	
245	220	230

Fuente: IEC 60038-2002

2.2.3 REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.2.3.1 Flujos de Potencia

Los estudios de flujo de potencia tienen como fin verificar la operatividad del sistema con las instalaciones existentes y con las instalaciones del sistema adaptado. Las simulaciones efectuadas en estado estacionario del sistema permiten calcular los niveles de tensión en barra y flujo de potencia activa y reactiva por líneas y transformadores.

Para las simulaciones de flujos de potencia es necesario el uso de una herramienta computacional DIgSilent Power Factory, ya que las simulaciones deberán realizarse para cada uno de los años horizontes y para los diferentes conductores seleccionados.

2.2.3.1.1 Situación Actual Sistema

En esta parte del diseño, se evaluará mediante simulaciones de flujos de potencia con la ayuda de un software computacional las condiciones en que se encuentra los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia; que actualmente cubren la demanda de la zona de estudio en donde se va a ser diseñada la línea de transmisión.

Los resultados de las simulaciones de los flujos de potencia deberán se comparados con las normativas de la entidad de regulación pertinente.

2.2.3.1.2 Selección de las Subestaciones de Salida y Llegada

Para determinar los puntos de salida y de llegada de la línea de transmisión, será necesario realizar una visita técnica a la zona de estudio y a las posibles subestaciones de envío y recepción. Una vez realizado lo anterior, en coordinación con el departamento de planificación se evaluarán las posibles alternativas, y se seleccionarán los puntos definitivos para el diseño de la línea.

2.2.3.1.3 Tipo y Sección de los Conductores Candidatos

Para la selección del conductor de la línea de transmisión se tomará en consideración lo siguiente:

1. El conductor seleccionado debe tener gran resistencia mecánica, ya que la ruta de la línea pasa por una topografía montañosa.
2. El conductor seleccionado debe tener una ampacidad de corriente capaz de abastecer la demanda eléctrica actual y futura sin afectar su vida útil.
3. El conductor seleccionado deber ser lo más liviano posible para no someter a un esfuerzo mecánico a las estructuras soportantes por fuera de lo permitido.
4. El conductor seleccionado debe presentar características de fácil instalación.

Para determinar la sección del conductor óptima para la línea de transmisión se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

1. El peso específico (kg/km) del conductor debe ser el más liviano y además debe cumplir con los requerimientos mecánicos.
2. El coeficiente de dilatación térmica del conductor seleccionado deber ser bajo.
3. La ampacidad del conductor seleccionado debe superior a la corriente de operación normal de la línea para las distintas demandas proyectadas.

2.2.3.1.4 Parámetros Eléctricos de los Conductores Candidatos

Para el cálculo de la inductancia de la línea se la realizará a partir de la información en catálogos de los conductores seleccionados, de la longitud de la línea y de la geometría de la estructura más prominente del diseño. En caso, de que se trate de una línea de corta longitud se despreciará la capacitancia.

2.2.3.1.5 Modelo de la Línea de Transmisión

Para modelar una línea de transmisión y comprender de mejor manera los componentes, se simplifica el modelo de la figura anterior y se utiliza un modelo más sencillo, llamado modelo pi; en el que se representa todos los componentes de esta como es la impedancia serie y la admitancia en paralelo.

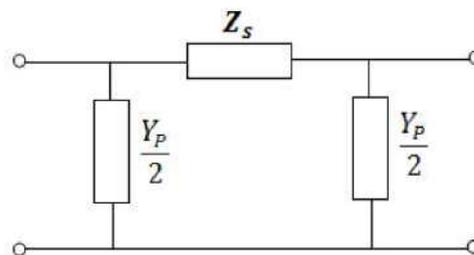


Fig. 2.4. Modelo pi de una línea de transmisión [3]

De acuerdo a la longitud las líneas de transmisión se las pueden modelar con parámetros concentrados o parámetros distribuidos. Los parámetros concentrados dan resultados con

una buena exactitud en líneas corta y medias, y; los parámetros distribuidos se utilizan para modelar líneas de cualquier longitud, pero más utilidad tiene para modelar líneas de transmisión largas en donde los resultados tienen alta exactitud.

- **Modelo de una Línea de Transmisión Corta [3]**

Ya sea una línea de transmisión larga o corta se emplea el método del sistema de dos puertos; (figura 2.3), que enlaza las variables de envío y recepción; se establece relaciones entre el voltaje y la corriente de la línea de transmisión. Para lo que es necesario contar con los parámetros de resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia de la línea.



Fig. 2.5. Sistema de dos puertos para una línea de transmisión [3]

La relación entre variables de salida y llegada está dada por:

$$V_s = A * V_R + B * I_R [V] \quad (2.2)$$

$$I_s = C * V_R + D * I_R [A] \quad (2.3)$$

De forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Donde:

V_S = Voltaje en el extremo de salida, en [V].

V_R = Voltaje en el extremo del receptor, en [V].

I_S = Corriente en el extremo de salida, en [A].

I_R = Corriente en el extremo del receptor, en [A].

A, B, C, D se las llama constantes generalizadas de la línea de transmisión. En la mayoría de los casos son números complejos, las constantes A y D son adimensionales e iguales, por otro lado, B y C son ohmios y siemens respectivamente.

En las líneas de transmisión cortas (longitudes inferiores a 80 Km) se desprecia la capacitancia y simplemente se considera la resistencia y la inductancia para la toda la línea de transmisión, es decir los parámetros concentrados serán la impedancia en serie.

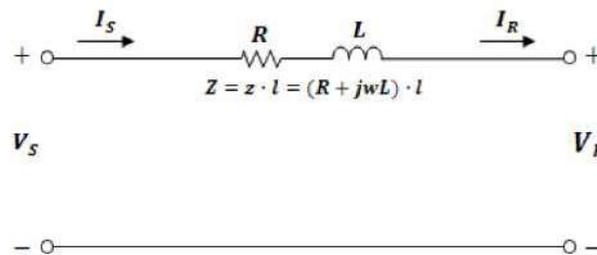


Fig. 2.6. Circuito Equivalente de una Línea de Transmisión corta [3]

Para determinar las constantes ABCD para este modelo se aplica el criterio de red de dos puertos y se emplea las leyes de voltaje y corriente Kirchoff al circuito equivalente (figura 3.4).

$$V_S = V_R + Z * I_R \quad (2.5)$$

$$I_S = I_R \quad (2.6)$$

De forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Siendo:

$$A = D = 1 \quad (2.8)$$

$$B = Z \quad (2.9)$$

$$C = 0 \quad (2.10)$$

2.2.3.2 Regulación de Voltaje [13]

La regulación de voltaje es el cambio de voltaje en el extremo de recepción de la línea, cuando la carga varía de condiciones de vacío a plena carga a un factor de potencia especificado, mientras el voltaje en el extremo de envío se mantiene constante.

$$\%RV = \frac{|V_{R,vacio}| - |V_{R,carga}|}{|V_{R,carga}|} * 100 \quad (2.11)$$

Donde:

$\%RV$ = Regulación de voltaje

$|V_{RNL}|$ = Magnitud de voltaje de recepción en vacío

$|V_{R,carga}|$ = Magnitud de voltaje de recepción a plena carga

A partir del análisis de parámetros eléctricos de una línea de transmisión, se puede establecer los siguiente:

$$V_S = AV_{RNL} + BI_S \quad (2.12)$$

Condición sin carga:

$$I_S = I_R = 0 \quad (2.13)$$

Reemplazando

$$V_{RNL} = \frac{V_S}{A} \quad (2.14)$$

Por lo que:

- Línea Corta:

$$V_{RNL} = V_S \quad (2.15)$$

- Línea Media:

$$V_{RNL} = \frac{V_S}{1 + \frac{ZY}{2}} \quad (2.16)$$

Tabla 2.3 Regulación de Voltaje [12]

Barras de 230 kV	Barras de 138kV	Barras de 69, 46 y 34.5 kV
±5%	+5%/-7%	±3%
Del Voltaje Nominal	Del Voltaje Nominal	Del Voltaje Nominal

2.2.3.3 Eficiencia de energía [13]

La eficiencia es la relación entre la potencia de llegada y la salida. La eficiencia nos indica que porcentaje de potencia llega al nodo de operación en comparación con la de entrada; como regla se puede adoptar que la eficiencia debe ser un valor superior al 97%.

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (2.17)$$

Donde:

η = Eficiencia de energía, en [%]

P_{out} = Potencia activa de salida de la línea, [MW]

P_{in} = Potencia activa de ingreso de la línea, en [MW]

2.2.4 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las pérdidas que ocurren en una línea de transmisión son principalmente causadas por efecto Joule y efecto Corona. Las primeras pérdidas son proporcionales a la intensidad de corriente de la línea, y la segunda es proporcional a la tensión de la línea; las primeras disminuyen con el aumento de tensión, y la segunda aumentan con el incremento de la tensión, pero ambas se reducen cuando se aumenta la sección del conductor, teniendo en cuenta que esto aumenta el costo total de la línea.

Las pérdidas en líneas de transmisión no son evitables, pero bajo un diseño y teniendo en cuenta factores como el calibre del conductor, el número de conductores por fase se puede llegar a mitigar; reducir las pérdidas en las líneas de transmisión ayudar a mejorar la calidad de energía en el sistema de potencia, permitiendo el ahorro de compensación reactiva.

Las pérdidas tanto de potencia como de energía en líneas de transmisión tienen una relación directa con el costo operativo de la línea. Para líneas nuevas, los costos por pérdidas de transmisión son bajos, de tal forma que se puede recuperar la inversión en un periodo corto.

2.2.4.1 Efecto Joule [14]

El efecto Joule aparece en forma de calor provocado por la circulación de corriente eléctrica por los conductores. En líneas de transmisión, el calor es irradiado hacia el medio ambiente a lo largo de la línea, y es responsable de las pérdidas de potencia y energía Joule.

El desempeño técnico y económico de la línea de transmisión se puede ver afectado por el efecto Joule; ya que este efecto consume energía y potencia en la longitud de la línea aumentando los costos de producción de energía y potencia de las fuentes generadoras. Por el otro lado, las altas temperaturas en los conductores provocan que existan flechas grandes que incumplen con las normativas establecidas.

2.2.4.1.1 Pérdidas de Potencia por Efecto Joule

Las pérdidas de potencia por efecto Joule dependen directamente de la resistencia eléctrica que representa el conductor y también de la corriente total que circula por la línea. Para estudios en líneas de transmisión se considera una resistencia de corriente alterna a 20°C

$$PPJ = 3 * I^2 * R * 10^{-3} \quad (2.18)$$

La corriente eléctrica se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} \quad (2.19)$$

Donde:

I = Corriente eléctrica, en [A].

R = Resistencia del conductor 20°C, en $[\frac{\Omega}{km}]$.

P = Potencia máxima en la barra de carga, en [kW].

V = Voltaje en barra, en [KV].

$\cos\varphi$ = factor de potencia de la barra.

Para nuestro diseño, las pérdidas por efecto Joule se determinan con flujos de potencia mediante el programa DigSilent. Los valores obtenidos en las simulaciones serán multiplicados por el factor de carga del Sistema de Subtransmisión de la EERRSA, registrado en el último año.

2.2.4.1.2 Pérdidas de Energía por Efecto Joule

Las pérdidas de energía Joule se obtiene mediante el producto de las pérdidas de potencia por efecto Joule y un determinado intervalo de tiempo.

2.2.5 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR [15]

La capacidad de transportar corriente eléctrica en función de la temperatura es conocida como ampacidad de un conductor. Dicho de otra manera, es la corriente que un conductor puede operar sin superar la temperatura máxima permitida. Las características y propiedades que influyen en la ampacidad de un conductor son su calibre, tipo de material, instalación y aislamiento. Para nuestro diseño se analizará la ampacidad de conductores desnudos.

La metodología empleada será basada en la norma IEEE Std 738-1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor. Este método está basado en la ecuación fundamental del balance del calor:

$$I^2 * R + q_s = q_c + q_r \quad (2.20)$$

Donde:

I = Corriente eléctrica, en [A].

R = Resistencia AC eléctrica del conductor, $\left[\frac{ohm}{pie} \right]$.

q_s = Ganancia de calor solar, en $\left[\frac{Watts}{pie} \right]$.

q_c = Transferencia de calor por convección, en $\left[\frac{\text{Watts}}{\text{pie}}\right]$.

q_r = Transferencia de calor radiación, en $\left[\frac{\text{Watts}}{\text{pie}}\right]$.

Las propiedades que afectan la temperatura del conductor son la resistividad, diámetro, emisividad y absorción de la superficie, así como las condiciones climatológicas del ambiente y la corriente de operación.

La resistividad depende del tipo de material y netamente es una propiedad química; el diámetro está determinado por el calibre del conductor. La emisividad y absorción del conductor se ven afectadas por el ambiente de trabajo y pueden modificarse con el tiempo. Las condiciones climatológicas cambian de acuerdo a la época del año. La corriente eléctrica depende de la carga conectada al sistema de potencia y se relaciona con los despachos de generación entre otros factores. Teniendo en cuenta que las condiciones climatológicas, la corriente de operación y temperatura no son siempre constantes, la metodología planteada lo asume de esta manera.

La metodología utilizada para determinar la ampacidad tiene dos opciones:

1. Calcular la temperatura del conductor a partir de la corriente eléctrica
2. Calcular la corriente eléctrica a partir de la temperatura máxima admisible del conductor.

2.2.5.1 Resistencia Eléctrica del Conductor [15]

Los conductores eléctricos ejercen una oposición al paso de la corriente, que ocasiona que una fracción de la energía eléctrica que se transporta por el conductor se convierta en calor; esta conversión tiene una relación directa a la resistencia del conductor y al cuadrado de la corriente eléctrica que transporta el conductor.

Para nuestra metodología la resistencia eléctrica está calculada únicamente en función de la temperatura; donde la resistencia a altas y bajas temperaturas puede ser obtenida de tablas(catálogos). La resistencia del conductor a una determinada temperatura, se encuentra gracias una interpolación como lo indica la siguiente ecuación:

$$R(T_X) = \frac{R(T_{High}) - R(T_{Low})}{T_{High} - T_{Low}} * (T_x - T_{Low}) + R(T_{Low}) \quad (2.21)$$

Donde:

$R(T_{High})$ = Resistencia del conductor a altas temperaturas, [Ω]

$R(T_{Low})$ = Resistencia del conductor a bajas temperaturas, [Ω]

$R(T_X)$ = Resistencia del conductor a una temperatura, [Ω]

T_{High} = Valor de temperatura elevado, en [$^{\circ}C$].

T_{Low} = Valor de temperatura bajo, en [$^{\circ}C$].

T_X = Valor de determina temperatura, en [$^{\circ}C$]

2.2.5.2 Ganancia de Calor [15]

El calor irradiado por el sol incrementa la temperatura del conductor y se relaciona con el coeficiente de absorción, diámetro del conductor, altitud y azimut del sol, calor de radiación del cielo y del azimut de la línea de transmisión. La ganancia de calor está determinada por la siguiente ecuación:

$$q_s = \alpha * Q_s * \text{sen}(\theta) * A' \quad (2.22)$$

$$\theta = \cos^{-1}(\cos(H_c) * \cos(Z_c - Z_i)) \quad (2.23)$$

Donde:

α = Coeficiente de absorción.

Q_s = Radiación total de calor del sol y cielo, en [$\frac{Watt}{pie^2}$].

A' = Área proyectada del conductor (d/12), en [pie^2].

d = Diámetro del conductor, en [pulgadas].

H_c = Altitud del sol, medida de acuerdo a la ubicación de la línea, en [grados].

Z_c = Azimut del sol, medida de acuerdo a la ubicación de la línea, en [grados].

Z_i = Azimut de la línea, en [grados].

θ = Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares, en [grados].

El coeficiente de absorción de un conductor a lo largo de su vida útil tiene valores entre 0.23 para conductores nuevos a 0.97 para conductores ennegrecidos por el clima; el valor de 0.5 es generalmente utilizado para diseño.

La altitud y azimut del sol depende de la ubicación de la línea y de la hora del día. El valor de ampacidad se debe seleccionar de acuerdo a la hora de mayor incidencia del sol, tomando como referencia a las 10:00 AM, 12:00 AM o 14:00 PM.

El calor irradiado por el sol y el cielo depende de la atmósfera clara o industrial. A partir de la Tabla 2.4 se determina la cantidad de radiación de calor solar y del cielo; para la corrección de acuerdo a la altitud del proyecto se utiliza la tabla 2.5. En caso de que no tenga los datos suficientes se puede calcular, adoptando $\text{sen}(\theta) = 1$ y $Q_s = 1000 \frac{\text{Watts}}{\text{m}^2}$ según la recomendación de la Norma IEC 287, equivalente $92.9 \left[\frac{\text{Watts}}{\text{pie}^2} \right]$.

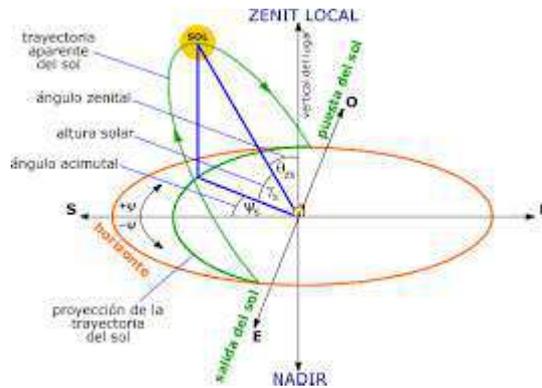


Fig. 2.7. Azimut y altura del sol a partir de una coordenada geográfica. [16]

Tabla 2.4. Calor total recibido por una superficie sobre el nivel del mar [15]

Altitud Solar H_c en grados	$Q_s, \frac{W}{pie^2}$	
	Atmósfera Clara	Atmósfera Industrial
5	21.70	12.60
10	40.20	22.30
15	54.20	30.50
20	64.40	39.20
25	71.50	46.60
30	77.00	53.00
35	81.50	57.50
40	84.80	61.50
45	87.40	64.50
50	90.00	67.50
60	92.90	71.60
70	95.00	75.20
80	95.80	77.40
90	96.40	78.90

Tabla 2.5. Factores de corrección para ganancia de calor [15]

Elevación sobre nivel del mar [pies]	Factor de corrección
0	1.00
5000	1.15
10000	1.25
15000	1.30

El azimut de la línea está ligado a la orientación de la línea. En la siguiente tabla se indican todas las probabilidades disponibles para una línea de transmisión.

Tabla 2.6 Azimut para la línea [15]

Orientación Línea	Azimut [grados]
N-S	0.00
NNE-SSW	22.50
NE-SW	45.00
ENE-WSW	67.50
E-W	90.00
ESE-WNW	112.50
SE-NW	135.00
SSE-NNW	157.50

2.2.5.3 Transferencia de Calor por Convección [15]

La transferencia de calor por convección está determinada por la velocidad del viento, temperatura ambiente, temperatura de la superficie del conductor, viscosidad, diámetro del conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire.

La manera de calcular el calor disipado puede ser por:

a) Transferencia de calor por convección natural

Para este caso la velocidad del viento es igual a 0 y está dado por la ecuación:

$$q_{cn} = 0.283 * \rho_f^{0.5} * d^{0.75} * (T_c - T_a)^{1.25} \quad (2.24)$$

Donde:

T_c = Temperatura máxima admisible del conductor, en [°C].

T_a = Temperatura máxima ambiente, en [°C].

d = Diámetro del conductor, en pulgadas.

ρ_f = Densidad del aire a la temperatura final, en $\left[\frac{\text{libras}}{\text{pie}^3}\right]$.

b) Transferencia de calor por convección forzada

Cuando la velocidad del viento es superior a 0 se producen pérdidas que pueden ser calculados por la siguiente ecuación.

$$q_{c1} = \left[1.01 + 0.371 * \left(d * \rho_f * \frac{V_w}{\mu_f} \right)^{0.5} \right] * k_f * (T_c - T_a) \quad (2.25)$$

$$q_{c2} = \left[0.1695 * \left(d * \rho_f * \frac{V_w}{\mu_f} \right)^{0.5} \right] * k_f * (T_c - T_a) \quad (2.26)$$

Donde:

V_w = Velocidad del viento, en $\left[\frac{\text{pies}}{\text{hora}} \right]$.

μ_f = Viscosidad absoluta del aire a la temperatura final, en $\left[\frac{\text{libras}}{\text{hora-pie}} \right]$.

k_f = Conductividad térmica del aire a la temperatura final, en $\left[\frac{\text{watts}}{\text{pie} * ^\circ\text{C}} \right]$.

Las condiciones climatológicas en especial el viento tienen una incidencia directa en la capacidad térmica de los conductores aéreos desnudos; ya que el viento genera enfriamiento y reduce las pérdidas de calor por convección del aire circulante. Por lo que para determinar el valor de transferencia de calor por convección forzada se selecciona el valor máximo de q_{c1} , q_{c2} y multiplicarle por $k_{\text{ángulo}}$.

$$q_f = k_{\text{ángulo}} * \max(q_{c1}, q_{c2}) \quad (2.27)$$

$$k_{\text{ángulo}} = 1.194 - \cos(\varphi) + 0.194 * \cos(2\varphi) + 0.368 * \text{sen}(2\varphi) \quad (2.28)$$

Donde:

$k_{\text{ángulo}}$ = Es el factor de dirección del viento, donde φ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

Para el cálculo de la transferencia de calor por convección se debe escoger el resultado máximo entre natural y forzada; la siguiente ecuación determina la capacidad térmica

$$q_c = \max(q_{cn}, q_f) \quad (2.29)$$

Los valores de ρ_f, μ_f y k_f están en función de la temperatura final dados en la tabla 2.7

Tabla 2.7. Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire [15]

Temperatura T_f			Viscosidad Absoluta $\mu_f, \left(\frac{Lb}{hr * pie}\right)$	Densidad, $\rho_f, \left(\frac{Lb}{pie^3}\right)$				Conductividad térmica del aire $k_f, \left(\frac{W}{pie * ^\circ C}\right)$
$^\circ F$	$^\circ C$	K		Nivel del mar	5000 pies	10000 pies	15000 pies	
32	0	273	0.0415	0.0807	0.067	0.055	0.046	0.00739
41	5	278	0.0421	0.0793	0.066	0.055	0.045	0.00750
50	10	283	0.0427	0.0779	0.065	0.054	0.044	0.00762
59	15	288	0.0433	0.0765	0.064	0.053	0.043	0.00773
68	20	293	0.0439	0.0752	0.063	0.052	0.042	0.00784
77	25	298	0.0444	0.0740	0.062	0.051	0.042	0.00795
86	30	303	0.0450	0.0728	0.061	0.050	0.041	0.00807
95	35	308	0.0456	0.0716	0.060	0.049	0.040	0.00818
104	40	313	0.0461	0.0704	0.059	0.048	0.040	0.00830
113	45	318	0.0467	0.0693	0.058	0.048	0.039	0.00841
122	50	323	0.0473	0.0683	0.057	0.047	0.039	0.00852
131	55	328	0.0478	0.0672	0.056	0.046	0.038	0.00864
140	60	333	0.0484	0.0661	0.055	0.045	0.037	0.00875
149	65	338	0.0489	0.0652	0.054	0.045	0.037	0.00886
158	70	343	0.0494	0.0643	0.054	0.044	0.036	0.00898
167	75	348	0.0500	0.0634	0.053	0.044	0.036	0.00909
176	80	353	0.0505	0.0627	0.052	0.043	0.035	0.00921
185	85	358	0.0510	0.0616	0.051	0.042	0.035	0.00932
194	90	363	0.0515	0.0608	0.051	0.042	0.034	0.00943
203	95	368	0.0521	0.0599	0.050	0.041	0.034	0.00952
212	100	373	0.0526	0.0591	0.049	0.041	0.033	0.00966

2.2.5.4 Radiación del Calor [15]

Esta propiedad se relaciona con el diámetro del conductor, el coeficiente de emisividad, temperatura ambiente y temperatura del conductor. La emisividad cambia a lo largo de la vida útil del conductor se selecciona 0.5 para condiciones de diseño. La radiación de calor está determinada por la siguiente ecuación:

$$q_r = 0.138 * d * \epsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (2.30)$$

Donde:

ϵ = Coeficiente de emisividad

2.2.5.5 Cálculo de Capacidad de Líneas de Transmisión en Función de la Temperatura [15]

2.2.5.5.1 Temperatura del conductor en estado estable

Esta temperatura se calcula a partir de un valor fijo de corriente para condiciones climatológicas determinadas y propiedades del conductor conocidas, donde se considera que el conductor está en equilibrio térmico. En otras palabras, la velocidad del viento, temperatura del conductor y ambiente son constantes; en donde la disipación de calor por convección y radiación no tienen una relación directa con la temperatura del conductor, de tal forma que el balance de calor se calcula a partir de condiciones climatológicas y corriente. Para obtener la corriente se sigue los siguientes pasos:

- a) Se fija una temperatura constante
- b) Se determinan las pérdidas por calor
- c) La corriente del conductor da lugar a calcular la temperatura del conductor
- d) Se compara la corriente calculada con la corriente dada

- e) La temperatura aumenta o disminuye hasta que la corriente calculada es igual a la dada.

2.2.5.5.2 Temperatura del conductor en estado transitorio

En condiciones transitorias la temperatura del conductor cambia en función del tiempo especificado. En la vida real, la temperatura de un conductor es dinámica y sufre cambios frente a variaciones climatológicas y de corriente; aunque las variables meteorológicas se consideran constantes, por otro lado, la corriente eléctrica pasa de un valor inicial a uno final en tiempos muy rápidos de acuerdo a la inercia térmica del 63.3%.

Previa a la variación de corriente, el conductor se lo considera en equilibrio térmico. Una vez que se produce el cambio de corriente la temperatura no aumenta o disminuye inmediatamente al igual que la resistencia y las pérdidas por disipación de calor. Luego de esto la temperatura del conductor empieza incrementarse por la ecuación de balance de calor en estado dinámico.

$$q_c + q_r + mC_p \frac{(dT_c)}{dt} = q_s + I^2 * R(T_c) \quad (2.31)$$

Despejando:

$$\frac{(dT_c)}{dt} = \frac{1}{mC_p} (I^2 * R(T_c) + q_s - q_c - q_r) \quad (2.32)$$

Donde:

mC_p = Capacidad total de calor del conductor, en $\left[\text{Watts} - \frac{\text{seg}}{\text{pie}} \text{ } ^\circ\text{C} \right]$

$I^2 * R(T_c)$ = Pérdidas por efecto Joule en función de la temperatura del conductor, en $\left[\frac{\text{Watts}}{\text{pie}} \right]$

$\frac{(dT_c)}{dt}$ = Variación de la temperatura del conductor $^\circ\text{C}$ en función del tiempo

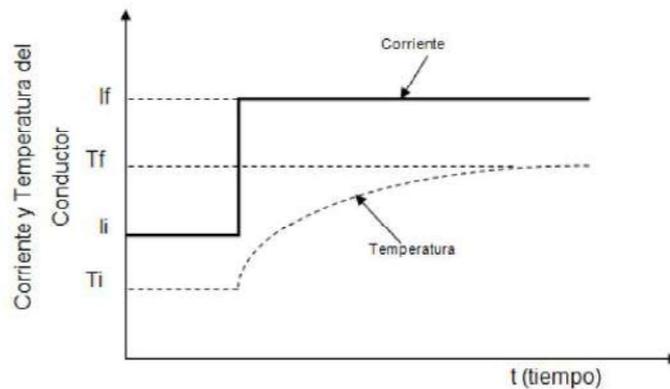


Fig. 2.8. Periodo transitorio de la temperatura del conductor [15]

2.2.5.6 Capacidad del Calor del Conductor [15]

La capacidad del calor del conductor se calcular a partir del producto entre el calor específico y la masa por unidad de longitud. La masa por unidad de longitud del conductor y los componentes del aluminio se indican en la tabla 2.8.

Tabla 2.8. Calores específicos de los materiales de conductores a 25°C [15]

Material	$mC_p \left(W * \frac{seg}{Lb^{\circ}C} \right)$
Aluminio	433
Cobre	192
Acero	216

Para determinar el rango térmico, durante la etapa transitoria entre 5 a 30 minutos, las variables de la temperatura del conductor son casi iguales; después de la variación de corriente, capacidad de calor del conductor puede ser tomada como la sumatoria de las capacidades de calor, dado por la siguiente ecuación:

$$mC_p = \sum mi * C_p \quad (2.33)$$

2.2.5.7 Ecuación de Aplicación para el Cálculo de Ampacidad [15]

La ampacidad de un conductor en estado estable se calcula bajo el criterio de la norma IEEE Std 738-1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor, en donde se requiere hacer una selección cuidadosa de datos, de lo cual dependerá si el método obtenga resultados correctos. La ampacidad de un conductor estará determinada por la siguiente ecuación:

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad (2.34)$$

2.2.6 EFECTO CORONA [17]

El efecto corona en las líneas de transmisión de energía es una circulación de iones y electrones en los alrededores de los conductores, que se convierten en micro descargas cuando el fenómeno se vuelve más evidente. La energía producida en los choques, circulación de iones y reacciones químicas se manifiestan en forma de calor, luz, radiaciones electromagnéticas, ruidos acústicos, vibraciones mecánicas y residuos químicos como ozono y óxido.

Bajo el criterio del efecto corona que dice: "Si un conductor de una línea de transmisión alcanza un potencial eléctrico lo suficiente alto, puede provocar un gradiente de campo eléctrico radial igual o mayor a la rigidez dieléctrica del aire, se genera una ionización del aire alrededor del conductor ocasionado instantáneamente una liberación de energía". [17]

En la oscuridad el efecto corona puede llegar a ser visualizado, representándose por un halo luminoso azulado de sección transversal circular.

Las siguientes condiciones favorecen al efecto corona:

- Humedad del aire: Mayor humedad en el ambiente contribuye al efecto corona
- Densidad relativa del aire: Cuanto menor es la densidad relativa del aire existe mejor condicionamiento para la formación del efecto corona.
- Contaminación en los conductores: La presencia de suciedad en los conductores y/o gotas de agua en condiciones lluvia, debido al efecto de puntas se provoca concentración de cargas aumentando el gradiente de potencial

2.2.6.1 Tensión Crítica Disruptiva [17]

La tensión crítica disruptiva es aquel valor de potencial aplicado que iguala a la rigidez del aire y se lo representa por U_C . El cálculo se hace a través de la fórmula Peek:

$$U_C = \sqrt{3} * m_c * m_t * \delta * \epsilon_{ra} * \frac{r}{\beta} * \ln\left(\frac{DMG}{r}\right) \quad (2.35)$$

$$\delta = \frac{3.921 * h}{273 + \theta} \quad (2.36)$$

$$h = \frac{76}{\frac{y}{10^{18336}}} \quad (2.37)$$

$$\beta = \frac{1 + (n-1) * \left(\frac{r}{R}\right)}{n} \quad (2.38)$$

Donde:

U_C = Tensión crítica disruptiva, en [KV].

m_c = Coeficiente de rugosidad del conductor.

m_t = Coeficiente meteorológico.

δ = Factor de corrección de la densidad del aire.

h = Presión Barométrica, en [cmHg].

θ = Temperatura media del ambiente a la altitud del punto que se considere [°C].

y = Altura promedio sobre el nivel del mar, [m].

ϵ_{ra} = Rígidez dieléctrica del aire, 21.1 [kV/cm].

r = Radio del conductor, en [cm].

β = Factor para la disposición en haces de conductores. B=1 si hay conductor por fase.

n = Números de conductores por fase.

R =Radio de los subconductores en una misma fase, en cm.

DMG = Distancia media geométrica, en [cm].

Valores m_c debido a la rugosidad de los conductores.

$m_c = 1$ para hilos de superficie lisa.

$m_c = 0.93$ a 0.98 para hilos oxidados o rugosos.

$m_c = 0.83$ a 0.87 para cables.

Valore m_t debido al coeficiente meteorológico

$m_t = 1$ para tiempo seco

$m_t = 0.8$ para tiempo húmedo

2.2.6.2 Pérdidas de Potencia por Efecto Corona [17]

Se considera que las pérdidas de potencia corona en una línea de transmisión empiezan a ocasionarse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva es menor a la tensión máxima de operación de línea.

$$U_c > U_{max} \text{ No hay efecto corona} \quad (2.39)$$

$$U_c < U_{max} \text{ Se produce efecto corona} \quad (2.40)$$

Las pérdidas de potencia por efecto corona, expresadas en kW/Km en las tres fases se calcula mediante la fórmula de PEEK.

$$PPC = 3 * \left[\frac{241}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{RMG}} * \left(\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right)^2 * 10^{-5} \right] \quad (2.41)$$

Donde:

PPC = Pérdidas de potencia corona en las tres fases, en [kw/km].

U_c = Tensión crítica disruptiva, en [kV].

U_{max} = Tensión compuesta más elevada, en [kV].

f = Frecuencia, en [Hz].

La tensión compuesta más elevada (U_{max}) se lo puede obtener a partir de tablas, o bien aplicando un aumento del 10% al 15% por encima de la tensión nominal.

Se realiza un análisis de la presencia de efecto corona para los diferentes conductores únicamente en tiempo seco, ya que la zona de influencia de la línea de transmisión tiene la presencia de lluvias de baja densidad solo en los meses de marzo, abril y mayo, y los meses restantes son considerados de verano.

2.2.7 CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

En líneas de transmisión donde los niveles de aislamientos son menores (<138kV), la cantidad de aisladores puede ser impuesta por el nivel de contaminación.

Para nuestro diseño emplearemos el criterio mencionado, y la información en catálogos de los aisladores del tipo 52-3.

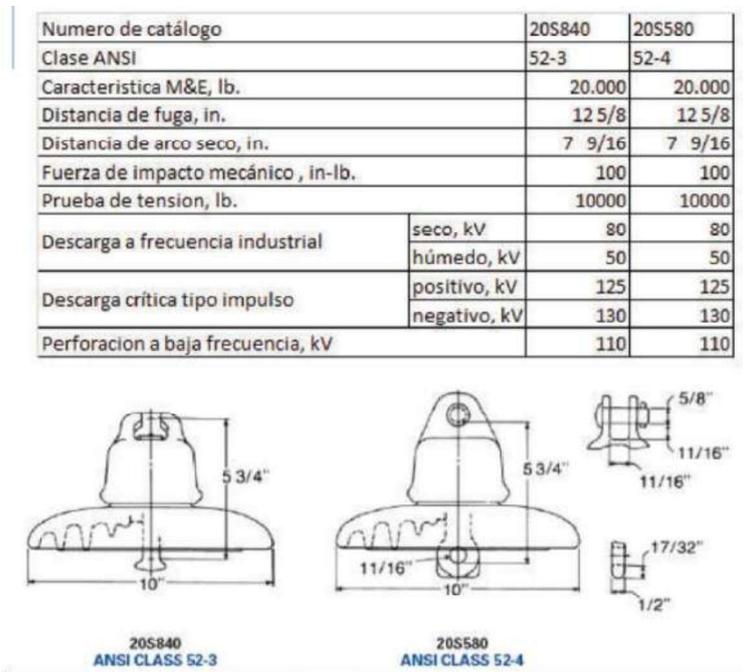


Fig. 2.9. Características aisladores tipo disco ANSI-52-3 [18]

2.2.7.1 Selección de Aisladores por Distancia de Fuga

La selección de aisladores se la puede realizar verificando el cumplimiento de la distancia de fuga en función del grado de contaminación según la norma IEC 60815. Las distancias de fuga actualizadas y recomendadas están dadas en la tabla

Tabla 2.9. Distancias de fuga recomendadas según IEC 60815

Nivel de Contaminación	Longitud de Fuga Específica	
	Según IEC 60815 1986 (mm/KV fase-fase)	Según IEC 60815 2008 (mm/KV fase-fase)
Muy Ligero		22
Ligero	16	28
Medio	20	35
Fuerte	25	44
Muy fuerte	31	55

FUENTE: IEC-60815

Tabla 2.10. Niveles de Contaminación

Nivel	Zona
I. Ligero	Áreas sin industrias y de poca densidad de equipamiento de casas con planta de calefacción
	Área de agricultura
	Área Montañosa
	Todas esas áreas deben estar situadas a menos de 10 km a 20 km desde el mar y debe no ser expuesta a vientos directos del mar
	Áreas con industrias que no producen particularmente contaminación de humo y/o con densidad promedio de equipamiento de casas con planta de calefacción

II. Medio	Áreas con alta densidad de industrias y residencia a la periferia de largas ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo contaminación
	Áreas con alta densidad de casas con planta de calefacción
	Áreas con alta densidad de casas y/o industrias, pero sujetas a frecuentes vientos y/o precipitaciones
	Áreas expuestas a vientos desde el mar, pero no demasiado cerrado a la costa
III. Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y residencia a la periferia de largas ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo contaminación
	Áreas cerradas al mar o en algún caso expuestas a relativamente a fuertes vientos desde el mar
IV. Muy Fuerte	Áreas generalmente de moderada extensión sujetas a polvo del conductor y humo industrial produciendo particularmente depósitos conductores gruesos
	Áreas generalmente de extensión moderada, muy cerrada a la costa y expuesta a mar-ríos o vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.
	Áreas desérticas, caracterizadas por no llovias por largos periodos, expuestas a vientos fuertes llevando arena y sal, y sujeta a condensación regular.
El uso de fertilizantes para rociamiento o la quema de residuo de pasto verde puede conducir a un alto nivel de contaminación debido a la dispersión por el viento	
Las distancias desde la costa del océano dependen de la topografía del área costera y en la condición extremas del viento	

FUENTE: IEC 60815-1986

La cantidad de aisladores por cadena se calcula de acuerdo a la ecuación 2.42 y 2.43

$$L_f = V_{m\acute{a}x} * L_{fe} * k_a \quad (2.42)$$

$$N_a = \frac{L_f}{L_a} \quad (2.43)$$

Donde:

L_f = Distancia de fuga de acuerdo al nivel de contaminación

$V_{m\acute{a}x}$ = Tensión máxima del sistema fase a tierra (41.86kV)

L_{fe} = Longitud de fuga mínima recomendada en [kV/mm]

N_a = Número de aisladores por cadena

L_a = Longitud de fuga de aislador en mm

k_a = factor de corrección por altitud

2.2.7.2 Diseño de Puesta a Tierra [19] [20] [21]

En el diseño de una línea de transmisión se requiere que cada una de las estructuras soportantes cuente con al menos un conexión de puesta tierra. De tal forma, que en coordinación con la cadena de aisladores cumplan con el número de fallas admisibles por sobrevoltajes atmosféricos.

El diseño de puesta a tierra deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Soportar los esfuerzos mecánicos y efectos corrosivos
- Contar con la capacidad térmica suficiente para soportar la corriente máxima de falla.
- Salvaguardar la integridad física de las personas frente a sobrevoltajes que puedan aparecen en un transitorio del sistema.
- Preservar la vida útil de los equipos e instalaciones conectados a la línea de transmisión.

Para el presente estudio nos basaremos en la normativa IEEE Std. 80-2000 (Guide for Safety in Ac Substation Grounding) en donde se presenta una guía para la medición y cálculos de puestas a tierra.

A partir de la norma IEEE Std. 81, se recomienda que el método empleado para la medición de la resistividad de la puesta a tierra sea el método de Wenner, el cual emplea cuatro picas en línea recta en el área de estudio, como se indica en la figura 2.10.

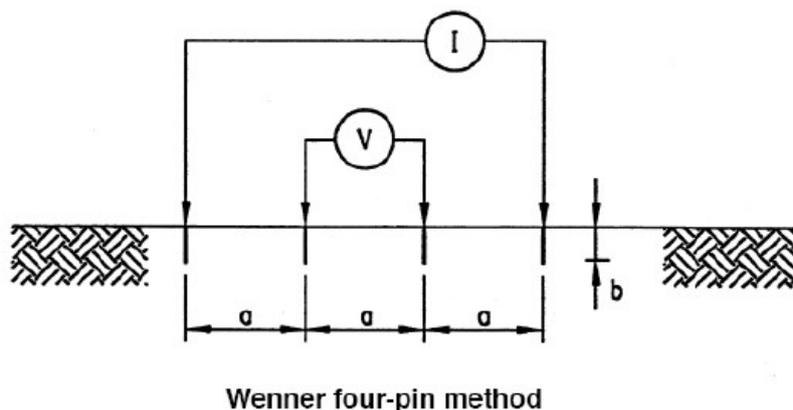


Fig. 2.10. Método de Wenner [20]

En la fig 2.10 se puede observar que los cuatro electrodos están ubicados en línea recta y clavados a una determinada profundidad. De acuerdo, a esta metodología las mediciones de resistividad, varían de acuerdo a la distancia entre las picas y el tipo de terreno. Cabe recalcar, que las dimensiones y material de fabricación del electrodo no afectarán sustancialmente las mediciones.

Mencionado la anterior, para la medición de la resistividad del suelo se empleará un telurómetro de cuatro electrodos.

$$\rho_a = \frac{4 \cdot \pi \cdot a \cdot R}{1 + \frac{2 \cdot a}{\sqrt{a^2 + 4 \cdot b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (2.44)$$

Donde:

ρ_a = Resistividad aparente, en $[\Omega \cdot m]$

R = Resistencia, en $[\Omega]$

a = Distancia de los electrodos, en [m]

b = Profundidad del enterramiento de las varillas, en [m]

En caso de que la distancia de separación entre los electrodos sea mucho mayor a la distancia de enterramiento de los electrodos ($a > 20b$), se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$\rho = 2 * \pi * a * R \quad (2.45)$$

Con respecto a la resistencia de pie torre, los valores de acuerdo a su nivel de tensión serán tomados del estudio “Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión utilizando el ATP aplicado a la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui a 230kV”, realizado por el Ing. Luis Ruales e Ing. Kleber Vásquez [21].

Tabla 2.11. Valores de Resistencia de puesta a tierra [21]

Voltaje [kV]	Resistencia de pie de torre [Ω]
69	<20
138	<15
230	<10

De acuerdo a la normativa IEEE. Std 80-2000, se recomienda que se debe reducir en lo posible en uso de contrapesos, y en caso de que se requiera será necesario el estudio pertinente a los voltaje de paso.

Para el caso de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV, no se cuenta con el estudio de suelos, ni con las mediciones de la resistividades de los zonas en donde estarían ubicadas las estructuras soportantes. Por lo que, las resistividades serán tomadas de la tabla de la norma IEEE Std. 81, en donde se presenta un nivel de resistividad en función del tipo de suelo.

Tabla 2.12. Rango de resistividad en función del tipo suelo [20]

Resistividad del Suelo en [Ω]	Cuaternario	Cretaceo Tercario-Cuaternario	Triásico Carbonífero	Cambriano Ordovícico-Devónico	Pre-cambriano y Cambriano	
1 agua marina						
10 inusualmente bajo		Marga Arcilla Cal	Cal			
30 muy bajo			Humífero Granito negro Lutita			
100 bajo				Lutita		
300 mediano				Piedra caliza		
1000 alta				Arenizca		
3000 muy alta		Arena gruesa y gravilla en capas superficiales			Arenizca Dolomita	Arenizca Cuarcita
10000 inusualmente alta						Pizarroso Granito Gneis

En el presente estudio para poder cumplir con los requerimientos establecidos por CELEC EP-TRANSELECTRIC, la evaluación de la resistencia a puesta a tierra se la realizará con la metodología de electrodos verticales.

Por lo que, la resistencia de puesta a tierra será calculada con la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{2L}{RMG} \quad (2.46)$$

Donde:

R = Resistencias equivalente de n varillas, en $[\Omega]$.

L = Largo de la varilla bajo tierra, en [m].

ρ = Resistividad del suelo, en $[\Omega \cdot m]$

RMG = Radio medio entre varillas, en [m].

Siendo:

$$RMG = \sqrt[n]{r * S_{12} * S_{13} * \dots * S_{1n}} \quad (2.47)$$

Donde:

S = Distancia entre varillas, en [m].

r = radio de las varillas, en [m]

n = número de varillas.

Para los casos en donde no se cumpla el valor de resistencia de puesta a tierra requerida será necesario, variar la separación entre ellos y su disposición geométrica de acuerdo como se indica a continuación:

- 2 varillas verticales

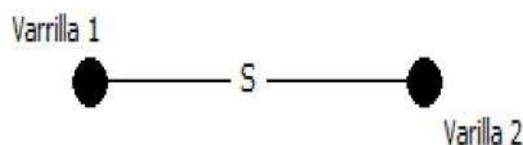


Fig. 2.11. Disposición geométrica de dos varillas

$$RMG = \sqrt{r * S} \quad (2.48)$$

- 3 varillas verticales

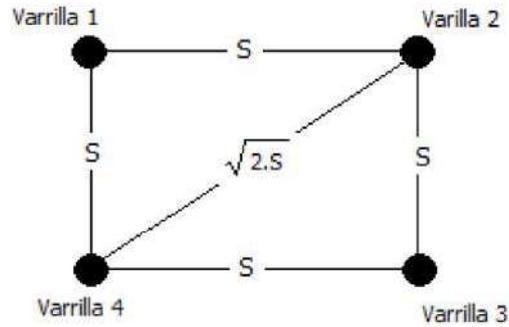


Fig. 2.12. Disposición geométrica de tres varillas

$$RMG = \sqrt[3]{r * S^2} \quad (2.49)$$

- 4 varillas verticales

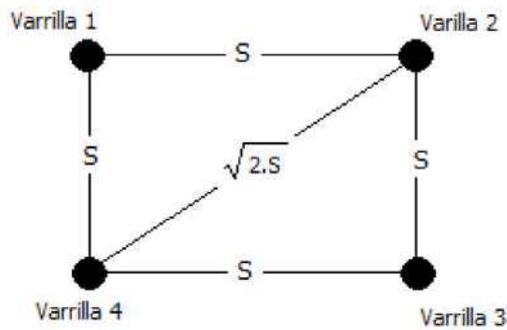


Fig. 2.13. Disposición geométrica de cuatro varillas

$$RMG = \sqrt[4]{\sqrt{2} * r * S^3} \quad (2.50)$$

2.2.8 CÁLCULO CONDUCTOR ECONÓMICO [14]

El conductor económico es aquel que opera con las exigencias requeridas para la transmisión continua de potencia y energía.

Para nuestro diseño el cálculo de conductor económico tiene como base comparar entre varios calibres un conductor, en donde el costo de inversión (costo del conductor) más el costo de operación (costos de pérdidas) sea el más bajo.

Se detalla a continuación el procedimiento para determinar el conductor:

2.2.8.1 Selección Económica del Conductor

La sección económica de un conductor se calcula por medio del método del valor presente de flujos de costos totales, cuyos principales componentes son:

- Costo directo de la línea de subtransmisión
- Costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule
- Costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto corona

Para nuestro diseño, el costo aproximado de la línea estará dado por el costo del conductor para una determinada área de sección; no se incluirá el costo de inversión de las estructuras soportantes.

A continuación, se describe los pasos a seguir para calcular el conductor económico.

- Se determina el costo del conductor para todos los calibres que se quieran analizar
- Se determina el costo de las pérdidas por efecto Joule tanto de energía como de potencia para cada calibre.
- Se determina el costo de las pérdidas por efecto corona tanto de potencia como de energía para cada calibre (en caso de existir efecto corona).
- Se realiza el análisis comparativo por medio del método de valor presente del flujo de costos totales, para un periodo de 15 años con una tasa de descuento anual del 7.5%.

El precio unitario de potencia y el precio referencial de generación estarán determinados a partir del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, con valores de 5.7 [USD\$/kW-Mes], y 0.0469 [USD\$/kWh] respectivamente.

2.2.8.2 Cálculo del Costo del Conductor

Para determinar los precios de los conductores se lo puede realizar en base a cotizaciones o a precios referenciales de proyectos similares diseñados anteriormente. Para nuestro diseño, el precio unitario referencial se lo obtuvo mediante la cotización a la empresa Electrocables S.A (para el conductor tipo ACSR), con precios actualizados al 14 de mayo del 2019. La cotización se la presenta en la tabla 3.58.

2.2.8.3 Cálculo de Costos de Pérdidas

2.2.8.3.1 Cálculo del Costo de Pérdidas de Potencia Joule (CPPJ)

Este costo se calcula a partir de las pérdidas de potencia que presenta un conductor cuando una determinada potencia.

Para nuestro diseño, las pérdidas por efecto Joule se determinarán por medio de corridas de flujo de potencia, con la ayuda del programa Power Factory DigSilent.

Para el cálculo del valor del costo presente de las pérdidas por potencia se aplica la siguiente expresión:

$$CPP_{EJ} = PP_{EJ} * P.R.P.D * 12(meses) \quad (2.51)$$

Donde:

CPP_{EJ} = Costo presente perdido por potencia (Efecto Joule) [USD].

PP_{EJ} = Pérdidas por potencia (Efecto Joule) [kW].

$P.R.P.D$ = Precio unitario de potencia puesta a disposición [USD].

2.2.8.3.2 Cálculo del costo de pérdidas de energía Joule (CPEJ)

El costo de pérdidas de energía Joule se calcula entre el producto de las pérdidas de energía Joule y el precio referencial de energía.

2.2.8.3.3 Cálculo de Costo Pérdidas de Potencia por Efecto Corona

El costo de pérdidas de potencia por efecto corona se las determina a partir del producto las pérdidas de potencia corona por el precio unitario de potencia.

El costo de pérdidas de potencia corona debe ser evaluado para todo el año, dependiendo de la zona de influencia de la línea se determinará si es necesario hacer un solo análisis o diferenciar por época lluvia o seca.

2.2.8.3.4 Cálculo de Costo de Pérdidas de Energía por Efecto Corona

El costo de pérdidas de energía corona se determina por medio del producto de las pérdidas de energía corona y el precio referencial de generación.

2.2.8.4 Costo Total de Pérdidas (CP)

El costo total de pérdidas que ocurre en un conductor es la suma del costo de pérdidas por efecto Joule más el costo de pérdidas por efecto corona.

$$C_p = C_J + C_c \quad (2.52)$$

El costo por efecto Joule es la suma del costo de pérdidas de potencia Joule y Costo de pérdidas de energía Joule.

$$C_J = C_{PPJ} + C_{PEJ} \quad (2.53)$$

El costo por efecto corona es la suma del costo de pérdidas de potencia corona y el costo de pérdidas de energía de corona

$$C_C = C_{PPC} + C_{PEC} \quad (2.54)$$

Donde:

C_J = Costo por efecto Joule, en [USD\$/km].

C_C = Costo por efecto corona, en [USD\$/km].

2.2.8.5 Costo Total de Pérdidas a Valor Presente

El costo total de pérdidas que ocurre en un conductor es la suma del costo de pérdidas por efecto Joule a valor presente más el costo de pérdidas por efecto corona a valor presente.

El costo de pérdidas por efecto Joule y corona a valor presente se calcula mediante las siguientes ecuaciones. Para este estudio se considera una tasa de descuento del 7.5% anual y el tiempo del periodo de diseño.

$$C_{PVP} = C_{JVP} + C_{CVP} \quad (2.55)$$

$$C_{JVP} = \sum_{i=1}^n \frac{C_{Ji}}{(1+t)^i} \quad (2.56)$$

$$C_{CVP} = \sum_{i=1}^n \frac{C_{Ci}}{(1+t)^i} \quad (2.57)$$

Donde:

C_{PVP} = Costo de pérdidas a valor presente, en [USD\$/km].

C_{JVP} = Costo de pérdidas joule a valor presente, en [USD\$/km].

C_{CVP} = Costo de pérdidas de corona a valor presente, en [USD\$/km].

t = Tasa de descuento anual [%]. Casa de estudio (7.5%)

2.2.8.6 Costo Total

El costo está determinado por el costo del conductor y el costo de pérdidas que son producidas por el conductor.

Para hacer la evaluación técnica-económica es necesario tener el costo total a valor presente.

Mediante la siguiente ecuación, se calcula el costo total a valor presente de una determinada sección del conductor.

$$C_{TVP} = C_S + C_{PVP} \quad (2.58)$$

Donde:

C_{TVP} = Costo total a valor presente, en [USD\$/km]

C_S = Costo del conductor actúa para un determinado calibre [USD\$/km]

2.2.8.7 Evaluación Técnica-Económica

La evaluación técnica económica se la realizará por medio del cálculo del valor presente de los costos de inversión y de pérdidas durante un periodo de tiempo; lo cual permitirá encontrar el calibre de conductor económico.

Para nuestro diseño esta evaluación determinará el conductor de calibre económico que tenga las características eléctricas adecuadas, pero que posiblemente no con las mecánicas. Por lo que será necesario verificar si el conductor económico cumple con las características mecánicas, caso contrario se escogerá un conductor que las cumpla, y a su vez sea del menor costo.

2.2.9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD (ARCONEL REGULACIÓN 001/18)

La regulación 001/10 establece las distancias de seguridad entre el sistema eléctrico y las edificaciones, para limitar el acercamiento y contacto de las personas; de tal forma que se garantice su integridad física.

2.2.9.1 Franja de Servidumbre

Las distancias para la franja de servidumbre de una línea de transmisión se determinan de acuerdo al nivel de voltaje.

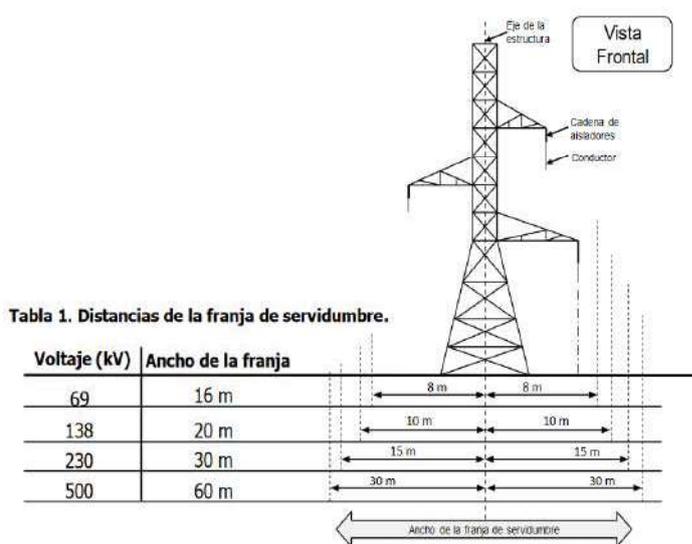


Fig. 2.14. Ancho de Franja de Servidumbre [9]

Se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cuando en una misma estructura se instalen circuitos de diferente nivel de voltaje, el ancho de la franja de servidumbre estará dado por el de mayor voltaje.
- En caso de que líneas de transmisión no puedan cumplir con el ancho de la franja de servidumbre establecidas, se deberá cumplir con las distancias de seguridad indicadas a continuación

2.2.9.2 Distancias Verticales de Seguridad

Tabla 2.13. Distancias mínimas de seguridad vertical de conductores adyacentes, pero no adheridos a edificaciones y otras instalaciones.

Distancias (m)	Voltaje (V)			
	0-750 V	750 V-22kV	0-750 V	750 V-22kV
Vertical arriba o debajo de techos o proyectos no accesibles a personas	3.2	3.8	3.0	3.6
Vertical arriba o debajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas	3.5	4.1	3.4	4.0

Fuente: Nacional Electric Zafe Code

Para voltajes mayores a 22kV, las distancias de seguridad indicadas en la tabla 2.11 deberán incrementarse 0.01 por cada kV en exceso de 22kV y realizar una corrección de 3% por cada 300m de altura, a partir de los 1000 metros.

$$D_v = D_o + (0.01 * (V_n - 22)) * (1 + 0.01 * f_c) \quad (2.52)$$

Donde:

D_v = Distancia vertical, en [m].

D_o = Distancia vertical de seguridad indicada en la tabla 2.11, en [m].

V_n = Voltaje máximo de operación, en [kV].

f_c = Factor de corrección sobre el nivel del mar.

2.2.9.3 Distancias Horizontales de Seguridad

Las distancias indicadas en la tabla 2.12 corresponde a distancias en reposo sin viento, cuando los conductores son desplazados de su posición, por una presión de viento, se podrá utilizar los valores de la tabla 2.13

Tabla 2.14. Distancias mínimas de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes.

Voltaje de Línea	Distancia de Seguridad Horizontal (m)
0-750V	1.7
750 V-22kV	2.3
Mayores a 22kV	$H_R = 2.3 + 0.01 * (V - 22)$

Fuente: National Electric Safety Code

Tabla 2.15. Distancias mínimas de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones bajo viento.

Voltaje de Línea	Distancia de Seguridad Horizontal (m)
0-750V	1.1
750 V-22kV	1.4
Mayores a 22kV	$H_R = 1.4 + 0.01 * (V - 22)$

Fuente: National Electric Safety Code

2.2.9.4 Distancia de Conductores a otras Estructuras de Soporte

Los espacios libres de conductores eléctricos que se encuentre próximos a otras estructuras como postes iluminación vial, estructuras de señales de tránsito deben estar separados por las siguientes distancias mínimas.

Tabla 2.16. Distancias mínimas de seguridad de conductores energizados a otras estructuras de soporte.

Distancia	Con viento		Sin viento
	$0 \leq 750 V$	$750 \leq 22kV$	
Horizontal (m)	$0 \leq 750 V$	$750 \leq 22kV$	$0 \leq V \leq 50kV$
	1.1	1.4	1.5
Vertical (m)	$0 \leq V \leq 22kV$		$0 \leq V \leq 50kV$
	1.4		1.7

Fuente: ARCONEL 001/18

2.2.9.5 Distancias Mínimas de Seguridad para Vías de Tránsito

Es la altura mínima a la que se deben encontrar las líneas aéreas, respecto al suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas, cuyos valores mínimos se indican en la tabla 2.15.

Tabla 2.17. Las distancias verticales y horizontales para conductores desnudos.

Naturaleza de la Superficie bajo los conductores	Conductores 0-750V	Conductores 750V a 22kV
	m	m
Vías Férreas	7.5	8.1
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para el tránsito	5.0	5.6
Aceras o caminos accesibles solo a peatones	3.8	4.4
Aguas donde no está permitida la navegación	4.6	5.2
Aguas navegables, incluyendo, lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción	a) Hasta 8 km ²	5.6
		8.1
		6.2
		8.7

b) Mayor a 8 hasta 80 km ²	9.9	10.5
c) Mayor de 80 hasta 800km ²	11.7	12.3
d) Arriba de 800 km ²		

Fuente: Arconel Regulación 001/18

Las distancias se aplican los siguientes criterios:

- La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores hasta 50 grados, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para el cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento del viento, cuando la temperatura supera los 50 grados
- Para valores de voltaje superiores a 22kV, la altura básica de los conductores está indica en la tabla 2.19, se debe aumentar 0.01 por cada kV en exceso de 22kV. Todos los voltajes mayores a 50kV deben ser basados en la máxima tensión de operación.

$$D = D_{Tabla} + (0.01 * (Voltaje(kV) - 22)) \quad (2.59)$$

2.3 DISEÑO MECÁNICO

2.3.1 INTRODUCCIÓN

El cálculo mecánico en líneas de transmisión eléctrica se emplea para determinar la flecha y tensión a la cual el conductor está sometido, en donde se debe tomar en cuenta las condiciones de operación.

A partir del conductor económico seleccionado en el capítulo previo, se verificará si cumple con los requerimientos mecánicos a satisfacción, caso contrario se procederá a cambiarlo por uno que si lo haga.

El cálculo mecánico se lo realizará a partir de una hipótesis, en donde los resultados permitirán determinar las distancias al suelo y el árbol de cargas para las estructuras.

2.3.2 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A PARTIR DE LAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

2.3.2.1 Acciones sobre los Conductores

Para realizar el cálculo mecánico es necesario conocer de las acciones que afectan al conductor:

- Acción del viento
- Acción del hielo
- Acción del peso propio del conductor
- Acción de la temperatura

2.3.2.1.1 Acción del Peso Propio [17]

El peso propio actúa verticalmente sobre el conductor y genera una tensión. El peso unitario del conductor se los puede encontrar en catálogos del fabricante o en manuales de ingeniería.

2.3.2.1.2 Acción del Viento [17]

El viento actúa como una sobrecarga en el conductor, incrementando el peso del propio conductor. El peso del viento es perpendicular al conductor, y se determina a partir de la presión aplicada por el viento sobre el conductor; la ecuación 2.54 permite calcular la presión y el peso del viento esta dado por la siguiente ecuación:

$$P_{sv} = [P_{vc} * \phi_c] \quad (2.60)$$

El peso aparente provocado por el peso del viento y peso propio del conductor esta dado por la siguiente ecuación:

$$P_a = \sqrt{P^2 + P_{sv}^2} \quad (2.61)$$

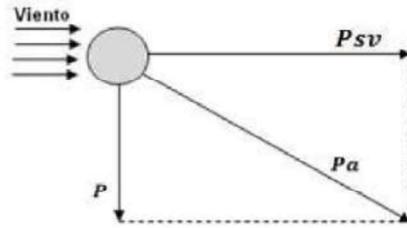


Fig. 2.15. Peso aparente del conductor debido al viento [22]

Donde:

P_{sv} = Presión del viento sobre el conductor de guardia, en $\left[\frac{kg}{m^2}\right]$.

ϕ_c = Diámetro del conductor o cable de guardia, en [m].

P = Peso propio del conductor, en $\left[\frac{kg}{m}\right]$.

P_{sv} = Peso del viento sobre el conductor, en $\left[\frac{kg}{m}\right]$.

P_a = Peso aparente del conductor debido a la acción del viento, en $\left[\frac{kg}{m}\right]$.

2.3.2.1.3 Acción del Hielo [17]

La presencia de hielo alrededor del conductor incrementa notablemente el peso de este, al igual que su tensión, que en condiciones extremas puede causar su ruptura.

El peso del hielo actúa verticalmente sobre el peso propio del conductor. De tal forma que el peso aparente viene dado por la siguiente ecuación:

$$P'_a = P + P_H \quad (2.62)$$

El peso propio unitario de los manguitos de hielo, según la referencia 23 indica:

- En la zona B, entre 500 y 1000 metros, la fuerza del manguito por unidad de longitud es: $P_H = 0.18 * \sqrt{D}$ (2.63)
- En la zona C, con una altitud de más de 1000 metros, la fuerza del manguito por unidad de longitud es $P_H = 0.36 * \sqrt{D}$ (2.64)

Donde:

P_H = Peso debido a la acción de manguitos de hielo, en [kg/m]

P'_a = Peso aparente del conductor a la acción del hielo, en [kg/m]

D = Diámetro del conductor, en [mm]

De acuerdo a la norma del EX-INECEL, para el cálculo mecánico de los conductores, no se tendrán en cuenta la sobrecarga por manguitos de hielo, únicamente se considerará la sobrecarga debido a la acción del viento.

2.3.2.1.4 Acción de la Temperatura [22]

Las variaciones de temperatura provocan que el conductor se dilate o contraiga, lo cual genera cambios en la tensión y flecha. Estas variaciones, en vanos cortos no son sustanciales, pero deben ser tomadas en cuenta para el cálculo mecánico.

La dilatación o contracción del conductor viene dada por en función del coeficiente α de dilatación lineal del conductor.

$$L_1 = L_0 * (1 + \alpha * t) \quad (2.65)$$

Donde:

L_0 = Longitud del cable a cero grados, en [m].

L_1 = Longitud a la temperatura a t, en [m].

α = Coeficiente de dilatación lineal, en $\left[\frac{1}{^\circ\text{C}}\right]$.

t = Temperatura considerada, en [°C].

Para determinar la longitud entre dos temperaturas diferentes t_1 y t_2 se aplica la siguiente ecuación:

$$L_1 - L_2 = L_0 * \alpha(t_1 - t_2) \quad (2.66)$$

2.3.2.1.5 Acción de la Elasticidad [22]

Un conductor eléctrico al estar sometido a una tensión sufre alargamientos de su longitud que responde a la Ley de Hooke.

El alargamiento de un conductor cuando pasa de un valor de T_1 a T_2 esta dado por la siguiente ecuación:

$$L_1 - L_2 = L_0 * \frac{T_1 - T_2}{S} * \varepsilon \quad (2.67)$$

En donde

S = Sección del conductor, [mm^2]

ε = Alargamiento elástico de un conductor, en [$\frac{kg}{m * mm^2}$]

2.3.2.2 Ecuación de Cambio de Estado [17]

En una línea de transmisión, los conductores y cables de guarda varían su tensión horizontal de acuerdo a las condiciones de temperatura y viento. Por medio de la ecuación de estado se estudia este comportamiento, ya que analiza la afectación de la dilatación térmica y elasticidad en los conductores.

La ecuación de estado relaciona dos condiciones de la línea eléctrica. Si se conocen los parámetros de la condición inicial, se puede determinar mediante la ecuación de estado los parámetros finales.

Para el cálculo de las tensiones mecánicas y flechas a los que están sujetos los conductores, se aplica la siguiente ecuación:

$$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0 \quad (2.68)$$

$$K_1 = E * S * \alpha * (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 * SE}{24 * T_1^2} \quad (2.69)$$

$$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 SE}{24} \quad (2.70)$$

Donde:

T_2 = Tensión mecánica final del conductor, en [kg].

T_1 = Tensión mecánica inicial del conductor, en [kg].

E = Módulo de elasticidad, en $\left[\frac{kg}{mm^2}\right]$.

S = Área de la sección transversal del conductor, en $[mm^2]$.

α = Coeficiente de dilatación lineal, en $\left[\frac{1}{^\circ C}\right]$.

t_1 = Temperatura inicial del conductor, en $[^\circ C]$.

t_2 = Temperatura final del conductor, en $[^\circ C]$.

a = Vano, en [m].

P_1 = Peso del conductor, en $\left[\frac{kg}{m}\right]$.

P_2 = Peso del conductor más a la carga del viento o hielo, en $\left[\frac{kg}{m}\right]$.

K_1, K_2 = Constantes de la ecuación de cambio de estado, en $\left[\frac{kg}{m}\right]$.

Cabe recalcar, que la ecuación de cambio estado es válida para vanos nivelados. Sin embargo, se consigue suficiente aproximación hasta el 14% de desnivel.

2.3.2.2.1 Información Necesaria para la Ecuación de Cambio de Estado

Para calcular la ecuación de cambio estado se requieren los siguiente datos:

- Características mecánicas del conductor
- Tensión de cada día (T_{EDS})
- Hipótesis para el cálculo mecánico del conductor

2.3.2.2.1.1 Propiedades del Conductor

Las propiedades del conductor para la ecuación de cambio de estado vienen dadas por el fabricante, las cuales son:

- Peso propio por unidad de longitud
- Diámetro del conductor
- Sección del conductor
- Módulo de elasticidad
- Coeficiente de dilatación
- Tensión de rotura

2.3.2.2.1.2 Tensión de cada día (EDS) [17]

La tensión EDS, es la tensión a la cual el conductor se encuentra sometido gran parte del tiempo a una temperatura de 15 °C, sin la presencia de ninguna sobrecarga.

El valor de la tensión EDS, está ligado a la aparición de fenómenos vibratorios en el conductor. Estos fenómenos provocan la ruptura de los hilos del conductor cuando se superan en un 22% la tensión de rotura.

En casos donde se supera el 22% la tensión de rotura recomienda utilizar la presencia de anti vibradores.

El valor de la tensión EDS es utilizado como condición inicial, permitiendo determinar los valores de las tensiones finales en distintas condiciones mediante la ecuación de cambio estado.

El coeficiente de la tensión de cada día está dado por la siguiente ecuación:

$$TEDS [\%] = \frac{T_{EDS}}{T_R} * 100 \quad (2.71)$$

$TEDS [\%]$ = Porcentaje de Tensión Máxima Admisible, en [%].

T_{EDS} = Tensión de cada día, en [kg].

T_R = Tensión de rotura del conductor, en [kg].

2.3.2.2.1.3 Hipótesis Planteada para el Cálculo Mecánico [22] [17]

Las acciones de carga del viento, hielo y temperatura provocan una alteración en la tensión de operación y de la flecha de los conductores. Por lo que, para encontrar esta tensión y flecha, es necesario plantear una hipótesis de cálculo en función de las cargas a las que está sometida el conductor.

Esta hipótesis depende de la zona por donde atraviesa la línea de transmisión, y además debe ser realizada para las condiciones más desfavorables de la zona.

Para el planteamiento de la hipótesis de cálculo de nuestro diseño se lo realizará bajo las normas del "Proyecto de Normalización para líneas de Transmisión", EPN, 2011.

2.3.2.3 Criterios Empleados para la Selección del Conductor

Para la selección del conductor de la línea de transmisión se han tomado en cuenta los siguientes criterios:

- La flecha que presenta el conductor en el estado III (Estado de Operación), deber ser menor con respecto a los otros conductores.
- La tensión máxima del conductor seleccionado no debe exceder el 33.33% de tensión rotura.
- El costo total del conductor debe ser el menor entre los costos totales de los conductores seleccionados, y cumplir con los criterios anteriores.

2.3.3 SELECCIÓN Y UBICACIÓN ÓPTIMA ESTRUCTURAS SOPORTANTES

Para la selección y ubicación óptima de las estructuras soportantes se empleará el software libre IMEDEXSA 12, el cual mediante modelos de optimización basados en la información de vanos máximos y mínimos, geometría de las estructuras y características del perfil topográfico; permite al proyectista obtener tener el tipo y cantidad de apoyos que se requieren para el diseño.

2.3.3.1 Trazado de la Ruta

Para determinar el trazado de la ruta será de carácter obligatorio tener en cuenta los siguientes criterios:

1. Las condiciones de seguridad en la operación, construcción y mantenimiento
2. Delimitación de áreas urbanas y planes de expansión
3. Costos de indemnizaciones y compensaciones debió a la franja de servidumbre
4. Conflictos generados por la negociación de indemnizaciones

2.3.3.1.1 Cruces entre líneas de comunicación y potencia

1. Cuando se produzca un cruce con una línea de comunicación se lo hará por encima de ella
2. Cuando se produzca un cruce con una línea de energía, la línea de mayor tensión pasará por encima de la de menor tensión.
3. La separación entre las líneas que se cruzan se calculará con la línea de mayor tensión a temperatura máxima de funcionamiento y la de menor tensión con la mínima funcionamiento.

2.3.3.2 Geometría de las Estructuras [23]

El diseño de la geometría de las estructuras se basó en las distancias de seguridad a masa, distancia entre los conductores y entre ellos, y el cable de guarda a medio vano, ángulos de la cadena de aisladores, altura del punto de amarre (APA) cuyo valor se determinó

aplicando las catenarias con los parámetros tabulados en el cálculo mecánico de conductores.

La longitud de los brazos se determinó en función del ángulo mínimo al que debe estar a cadena de aisladores para no sobrepasar los límites de seguridad por distancia a masa.

2.3.3.3 Solicitaciones en las Estructuras para el Cálculo de Árboles de Carga [23]

Con los estados establecidos en la hipótesis de cálculo, los datos de perfil topográfico y con las características del conductor y cable de guardia se procedió a realizar el cálculo mecánico de los conductores luego de lo cual se determinó los esfuerzos máximos a los que estarán sometidos en cada uno de los estados.

Cualquier estructura estará sometida a esfuerzos producidos por cargas verticales, cargas transversales y cargas longitudinales, para determinar los valores de estas cargas se aplicaron normas del Ex – INECEL, las cuales se indican a continuación:

2.3.3.3.1 Cargas Verticales [23]

2.3.3.3.1.1 Operarios

Se considero el peso de la estructura más un peso de 150 kg para un operario ubicado en cualquier punto de la estructura, excepto en perfiles que formen un ángulo mayor a 45° con la horizontal.

2.3.3.3.1.2 Peso por Conductor de Fase

Se consideró el peso del conductor, aisladores, accesorios y amortiguadores, aplicados en los puntos de suspensión o anclaje según la estructura.

Para el peso del conductor se utilizó el vano peso máximo o negativo correspondiente a la estructura.

2.3.3.3.1.3 Peso por Cable de Guardia (OPGW)

Se consideró el peso del cable de guardia con sus accesorios de fijación aplicados en los puntos de sujeción de este.

2.3.3.3.1.4 Sobrecarga Vertical

La sobrecarga vertical es una sollicitación derivada del peso del conductor empleando el vano peso y aplicado en los puntos de suspensión o anclaje según corresponda o al peso del cable de guardia aplicado en el punto de sujeción de este.

Esta sobrecarga se aplicó sobre un conductor cualesquiera o cable de guardia

Las cargas transversales dependen del viento y del ángulo de deflexión de la línea.

2.3.3.3.2 Cargas Transversales [23]

2.3.3.3.2.1 Cargas de Viento

Para el cálculo de árboles de carga se consideró las siguientes presiones del viento:

- Sobre los conductores y cable de guardia (OPGW): 42.97 Kg/m^2
- Sobre las superficies metálicas de celosía (en dirección perpendicular a la torre): 86 Kg/m^2
- Sobre aisladores: 50 Kg/m^2

Se consideró el efecto del viento sobre la estructura, conductores, cables de guardia y aisladores.

En los cálculos se tomó en cuenta que el viento actúa a 0° , 45° y 90° con respecto al eje de la línea, aplicando la siguiente expresión:

$$Pe = Po \times \cos \beta \quad (2.72)$$

En donde:

Pe = Presión efectiva del viento, en [kg].

Po = Presión del viento por cada elemento, en [kg].

β = Ángulo de entre la dirección del viento y la normal a la superficie afectada, en [grados].

En las solicitaciones de viento se aplicó tres condiciones, la de viento máximo con la totalidad de la presión del viento, la de viento medio con la mitad de la presión del viento y la de viento un cuarto con 0.25 veces la presión del viento.

Las cargas debidas al viento sobre los conductores se calcularon con la siguiente expresión:

$$Cc = Pvc * Vv * d \quad (2.73)$$

De donde:

Cc = Carga sobre el conductor a la presión del viento, en [kg]

Pvc = Presión del viento definida para conductores, en [kg].

Vv = Vano viento, en [m].

d = Diámetro del conductor o cable de protección el caso que se esté analizando, en [m]

Esta carga se consideró aplicada en los puntos de sujeción de suspensión o anclaje.

2.3.3.3.2 Efecto Ángulo

Las cargas producidas por el efecto de ángulo son tensiones horizontales determinados con el ángulo de deflexión de la línea con la siguiente expresión:

$$Cea = 2 * T * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (2.74)$$

En donde:

C_{ea} = Carga producida por el efecto ángulo, en [kg].

T = Tensión máximo-especificada a lo que se somete los conductores o cable de protección o tensión EDS para el caso de hipótesis de desequilibrio longitudinal, en [kg].

α = Ángulo de deflexión de la línea, en [grados].

2.3.3.3.3 Cargas Longitudinales [23]

Se analizaron las siguientes solicitudes:

2.3.3.3.3.1 Sobrecarga Longitudinal

Se consideró la rotura de un conductor o cable de guarda al mismo lado de la estructura y consiste en esfuerzos horizontales en la dirección del vano aplicado en los puntos de suspensión o anclaje de conductores y en los puntos de sujeción de cable de guardia calculadas de la siguiente manera:

- Para estructuras de suspensión: la máxima tensión calculada a la que estará sometida el conductor o cable de guarda según el caso
- Para estructuras de anclaje: la máxima tensión calculada a la que estará sometida el conductor o cable de guarda según el caso.

Se analizó la rotura del conductor cualesquiera y del cable de guarda.

2.3.3.3.3.2 Desequilibrio Longitudinal

El desequilibrio longitudinal se consideró como esfuerzos horizontales en la dirección del vano aplicado en los puntos de sujeción o anclaje de conductores y en los puntos de sujeción del cable de guarda calculados de la siguiente manera:

- Para estructuras de suspensión: 20% de la tensión máxima calculada a la que estará sometida el conductor o cable de guarda según el caso

- Para estructuras de anclaje: 50% de la máxima tensión calculada a la que estará sometida el conductor o cable de guarda.

Estos esfuerzos se aplicaron simultáneamente en todos los conductores y cables de guardia

2.3.3.3.3 Remate

Esta solicitud consiste en la determinación de esfuerzos en la dirección del vano aplicados en los puntos de anclaje (solo se analiza en estructuras de anclaje) correspondientes a la tracción simultánea de uno hasta el total de conductores.

El valor de estos esfuerzos corresponde a la tensión máxima calculada para el conductor o cable de guarda según el caso en análisis.

2.3.3.3.4 Tendido

Se consideró el remate de uno hasta el total de conductores y cable de guardia de un vano adyacente a la estructura, en todas las combinaciones posibles, considerando todos o ninguno de los conductores y cables de guarda del otro vano rematados de la estructura.

El valor de estos esfuerzos corresponde a la tensión máxima calculada para el conductor o cable de guarda según el caso.

2.3.3.3.4 Factores de Sobrecarga [23]

Para cada una de las solicitudes de esfuerzos indicados anteriormente se aplicó un factor de seguridad conforme se indica a continuación:

Cargas verticales: 1.40

Sobrecargas verticales: 1.20

Efecto de viento: 1.50

Efecto ángulo: 1.40

Desequilibrio longitudinal: 1.40

Sobrecarga longitudinal: 1.20

Terminal: 1:40

Montaje: 1.20

Tendido: 1.40

2.3.4 TENDIDO DEL CONDUCTOR

En esta sección se empleará los resultados de la selección y ubicación óptima de las estructuras soportantes. En donde, se obtendrán las tensiones y flechas para cada vano del perfil topográfico, para temperaturas en condiciones normales de operación desde temperaturas 0 °C hasta los 50 °C.

El tendido del conductor se lo realizará con la ayuda del software computacional IMEDEXSA 12, el cual emplea normativa de Líneas de Alta Tensión 003/08, en donde se calcula a partir de los conceptos y fórmulas detallados a continuación.

2.3.4.1 Ecuación de la Flecha y Tensión [22]

Un conductor de peso constante, sostenido entre dos puntos de apoyo A y B, ubicados a una misma altura, forma una curva denominada catenaria. La longitud entre la recta que une los puntos A y B y el punto más bajo de la curva se llama flecha. La separación entre los apoyos A y B se recibe el nombre de vano. Fig. 2.9

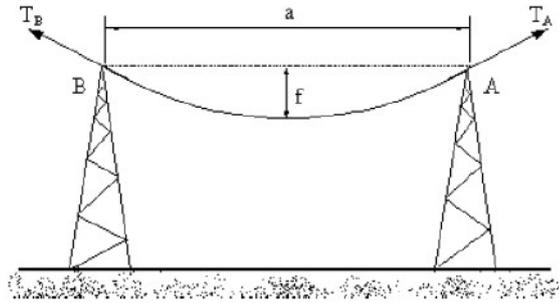


Fig. 2.16. Comportamiento de la curva catenaria [22]

Las estructuras de soporte estarán sometidas a las tensiones T_a y T_b en los puntos de sujeción. En donde $T_a = T_b$, las cuales dependerán de la distancia del vano, peso del conductor y condiciones climáticas.

A partir de la figura 2.9 se determina la siguiente ecuación.

$$T_A = \frac{T_o}{\cos \theta} \quad (2.75)$$

Asumiendo que el ángulo θ es muy pequeño, se establece que $T_o \cong T_a \cong T$. Por lo que se afirma que la tensión ejercido a lo largo del conductor es constante.

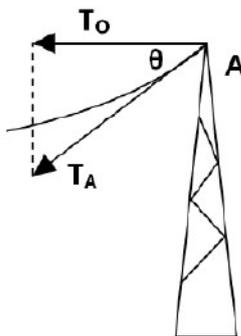


Fig. 2.17. Diagrama de fuerzas en estructura de soporte [22]

Con respecto a T_a , su valor no debe superar tensión de rotura del conductor T_R , de lo contrario se puede romper el conductor. La tensión máxima admisible es aquella que el

conductor soporta sin operar en condiciones cercanas a la ruptura. La tensión máxima admisible está limitada por un coeficiente de seguridad a la rotura n , el cual puede tener valores entre 2.5 y 3 según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión del libro Transmisión de Energía Luis María Checa.

$$T_{Amax} = \frac{T_R}{n} \quad (2.76)$$

En vanos donde su longitud no supera los 500 metros, se asume que la forma de la catenaria es igual a la de una parábola, en donde los resultados presentan una exactitud muy buena comparados con los obtenidos mediante modelos matemáticos complejos. Para estos casos la flecha se calcula con la siguiente ecuación:

$$f = \frac{P \cdot a^2}{T \cdot 8} \quad (2.77)$$

A partir de vanos mayores a 1000 metros, la forma de la catenaria se parece menos a una parábola. Para el cálculo de la flecha en estos casos se utiliza la siguiente ecuación:

$$f = \frac{T}{P} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P}{2 \cdot T} \right) - 1 \right) \quad (2.78)$$

Donde:

f = Flecha del conductor, en [m]

a = Longitud del vano ($x/2$), en [m]

C = Parámetro de la línea $C=T/P$, en [m]

T = Tensión a la que está sometido el conductor, en [kg]

P = Peso al que está sometido el conductor, [kg/m]

2.3.4.2 Longitud del Conductor [22]

La longitud del conductor no es igual a la distancia entre las dos estructuras de soporte, debido a la presencia de la flecha. Por lo que para determinar la dimensión exacta del conductor se emplea las siguientes ecuaciones:

- **Vanos Normales**

$$L = a + \frac{p^2 * a^3}{24 * T^2} \quad (2.79)$$

- **Vanos extensos**

$$L = 2 * \frac{T}{p} * \sinh \left(\frac{a * p}{2 * T} \right) \quad (2.80)$$

2.3.4.3 Vano Ideal de Regulación [24]

El vano ideal de regulación es el equivalente de todos los vanos de un tramo, que determina el valor de tensado de un tramo de línea de transmisión entre dos soporte de anclaje. El vano de regulación ideal esta dado por la siguiente ecuación:

$$a_r = \left(\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n} \right)^{0.5} \quad (2.81)$$

En donde $a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n$ son las diferentes distancias de los vanos que forman una determinada alineación entre dos torres de anclaje.

2.3.4.4 Tabla de Tendido y Flechas

Cuando se va a tender el conductor en campo se requiere saber la tensión y la flecha en cada vano. Las tensiones de un tramo en específico se determinan en base al vano regulador, y es necesario realizarlo para varias de temperaturas, las cuales represente las temperaturas de posible operación.

Mediante la ecuación de cambio de estado, se calcula el valor de la tensión para cada valor de temperatura. Para el montaje de los conductores no se toma en cuenta la presencia de sobrecarga de viento ni de hielo, por lo que el valor de la tensión depende únicamente del efecto de la temperatura y más no sobrecargas en los conductores.

La flecha de regulación está dada por la siguiente ecuación:

$$f_r = \frac{a_r^2 * P}{8 * T} \quad (2.82)$$

La flecha para un determinado tramo se calculará a partir de la serie de vanos. Y esta dada por la siguiente ecuación:

$$f_i = \frac{a_i^2 * P}{8 * T} \quad (2.83)$$

Dividiendo en ecuación 2.77 y 2.78

$$f_i = \left(\frac{a_i}{a_r}\right)^2 * f_r \quad (2.84)$$

El valor de la flecha ideal de un tramo permite compensar las diferencias de longitud de los vanos, evitando el desbalance de las estructuras metálicas y que las tensiones tengan el mismo valor de tensión a lo largo del tramo.

2.3.5 DISTANCIAS DE SEGURIDAD [9]

2.3.5.1 Distancia entre Fases del Mismo Circuito

Para estos cálculos se aplicará el método desarrollado por Interconexión Eléctrica S.A en su proyecto de normalización de estructuras soportantes para líneas de transmisión de energía a 230kV a doble circuito.

2.3.5.1.1 Distancia Horizontal

Las distancias horizontales entre las fases de un mismo circuito están dadas por la siguiente ecuación:

$$S_H = (0.0076V + 0.3684\sqrt{f}) * (1 + \frac{H-1000}{300} * 0.03) \quad (2.85)$$

Donde:

S_H = Espaciamiento horizontal entre las fases, en [m].

V = Voltaje máximo de operación, en [kV].

f = Flecha del conductor, medida en la mitad del vano, a la temperatura promedio sin viento y a condiciones finales, en [m].

H = Es la altura sobre el nivel del mar, en [m].

Este factor $(1 + \frac{H-1000}{300} * 0.03)$ se podrá aplicar únicamente si H es igual o mayor a los 1000 metros.

2.3.5.1.2 Distancia Vertical

La distancia vertical entre las fases de un mismo circuito esta dado por la siguiente ecuación:

$$S_V = 1.0 + (0.01(V - 50)) * (1 + \frac{H-1000}{300} * 0.03) \quad (2.86)$$

En donde:

S_V = Espaciamiento vertical entre las fases, en [m].

V = Voltaje máximo de operación, en [kV].

H = Es la altura sobre el nivel del mar, en [m].

Este factor $(1 + \frac{H-1000}{300} * 0.03)$ se podrá aplicar únicamente si H es igual o mayor a los 1000 metros.

2.3.5.2 Distancia entre Fases de Diferentes Circuitos

2.3.5.2.1 Distancia Horizontal

La distancia horizontal en los puntos de cruce se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$S_{HC} = 1.5 + (0.01(V - 129)) \quad (2.87)$$

S_{HC} = Espaciamiento horizontal entre fases de circuitos diferentes, en [m]

V = Voltaje máximo de operación, en [kV]

El valor 1.5 responde a la distancia mínima para 230 KV, pero se la puede modificar en función de las distancias seguridad establecidas por el Agencia de Control y Regulación de Electricidad.

Cabe recalcar que la ecuación 2.81 no se puede obtener distancias inferiores a la separación horizontal entre fases del mismo circuito.

2.3.5.2 Distancia Vertical

La distancia vertical en los puntos de cruce se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$S_V = 1.2 + 2(0.01(V - 50)) * (1 + \frac{H-1000}{300} * 0.03) \quad (2.88)$$

En donde:

S_v = Espaciamiento vertical entre las fases, en [m]

V = Voltaje máximo de operación, en [kV]

H = Es la altura sobre el nivel del mar, en [m]

Este factor $(1 + \frac{H-1000}{300} * 0.03)$ se podrá aplicar únicamente si H es igual o mayor a los 1000 metros.

2.3.5.3 Distancia Mínima de la Cadena de Aisladores hacia la Torre

La distancia mínima de la cadena de aisladores puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = (n_i - 1)p_i + d_i \quad (2.89)$$

En donde:

D_i = Distancia mínima de la cadena de aisladores hacia la torre, en [m]

n_i = Número de aisladores de la cadena

p_i = distancia de separación en la cadena de aisladores, en [m]

d_i = distancia de fuga, en [m]

2.3.6 LÁMINAS DE DISEÑO Y DETALLES CONSTRUCTIVOS

Para esta parte del proyecto se emplea el software IMEDXDSA 12, que mediante una de sus opciones permite exportar el diseño definitivo de la línea en AUTOCAD, en donde se incluye:

- Las tensiones en cada una de las estructuras soportantes
- Las flechas para todas las temperaturas de operación en cada estructura soportante
- La catenaria para cada una de las fases y el conductor de protección
- Los vanos entre cada estructura soportante
- Los puntos más bajos de las catenarias a lo largo del perfil topográfico.

Una vez generado el perfil definitivo con las estructuras soportantes y cálculos mecánicos, se procederá a incluir la planimetría y las ortofotos del trazado en un solo plano, el cual se tendrá que dividir cada 1000 Km, para ser presentado a la empresa distribuidora.

2.4 PRESUPUESTO REFERENCIAL

Para determinar el costo de inversión de la línea de transmisión, se empleará la lista de materiales que se obtenga tanto del diseño eléctrico como del diseño mecánico, en donde se incluirá estructuras soportantes, materiales de sujeción, aisladores, amortiguadores, conductor optimo, cimentaciones y todos los rubros de carácter significativo para el diseño de la línea.

Los precios unitarios referenciales serán obtenidos de la base de datos de la empresa distribuidora, y también de presupuestos de proyectos similares.

3. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 69KV MACARÁ-ZAPOTILLO

3.1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se ha realizado debido a la necesidad de la Gerencia de Planificación de la Empresa Regional del Sur de determinar la viabilidad técnica y económica de una línea transmisión a 69 kV, que pueda abastecer las necesidades energéticas y mejorar los índice de calidad de energía del cantón Zapotillo.

En la primera parte del proyecto se realiza un revisión técnica de la Subestación Pindal, para analizar los posibles beneficios, en especial el alivio de carga con la desconexión de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo. Posteriormente, a partir de la visita técnica, y en coordinación con el equipo técnico del Departamento de Planificación de la EERSSA, se seleccionará el punto de llegada y salida de la línea de transmisión de acuerdo a las necesidades técnicas y físicas.

También se realizará la estimación de demanda de la subestación de llegada, la cual será la encargada de abastecer el consumo energético de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo, que actualmente cubre la demanda de la zona de estudio. Para esta proyección se utilizó la información en cabecera de la Subestación Pindal del periodo 2012-2018, facilitada por el sistema de SCADA de la EERSSA. La metodología empleada esta detallada en el capítulo 2; en donde se toman en cuenta los criterios de demanda máxima coincidente y la incorporación de cargas especiales para un periodo de 15 años.

Con respecto al trazado de la ruta de la línea de transmisión, se lo realizó a partir de las cartas topográficas y ortofotos de la zona de estudio, facilitadas por la Dirección de Obras Públicas del GAD de Zapotillo. Las cuales mediante un proceso llamado fotogrametría, se obtuvo un perfil topográfico y planimetría con curvas de nivel cada 1 metro.

Para el diseño eléctrico se modelará el sistema de subtransmisión de la EERSSA, en el software DigSilent Power Factory a partir de la información facilitada por la Gerencia de Planificación. Una vez realizado lo anterior, se procederá a obtener un equivalente de Thévenin en la barra de la subestación de salida, para luego esquematizar la línea de transmisión con la carga conectada a la barra de llegada. Luego se escogerá 10 conductores de tipo ACSR, los mismos que se emplearán para realizar las simulaciones de flujos de potencia que permitirán obtener las caídas de voltaje, eficiencia, cargabilidad

y pérdidas de potencia por efecto joule para un horizonte de 15 años. La ampacidad de los conductores seleccionados se basará en la norma IEEE Std.738-1993. Para la determinación del conductor económico se realizará una comparación entre los diferentes calibres, en donde el costo de inversión y costos operativos sea el más bajo. La coordinación de aislamiento se la realizarán a partir del nivel de contaminación según la norma IEC 60815.

La ecuación de estado servirá para verificar que el conductor de calibre óptimo cumpla con los requerimientos mecánicos. Caso contrario se procederá a seleccionar un calibre que, si lo cumpla, y el costo final sea el más bajo.

El cálculo mecánico se lo realizará mediante el software libre IMEDEXSA 12; este software facilitará el cálculo de la flecha de tendido y vano de regulación en condiciones de operación máxima. También nos permitirá realizar la ubicación y selección óptima de las estructuras soportantes. Cabe recalcar, que las estructuras obtenidas por el software serán modificadas de acuerdo a la altura útil de nuestra base de diseño. De tal forma, que se obtenga un aproximado de la cantidad de estructuras necesarias, y se pueda determinar los puntos más bajos que presenten las catenarias a lo largo de la línea.

Una vez obtenido el perfil definitivo se realizará un listado de materiales necesarios para la construcción de la línea de transmisión; y mediante la base de datos de precios unitarios de la EERSSA se calculará un presupuesto referencial.

3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA LA SUBESTACION ZAPOTILLO

3.2.1 CRITERIOS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN ZAPOTILLO

Bajo los criterios mencionados en capítulo 2.1.2, para nuestro diseño se determinó lo siguiente:

- Se empleará las curvas anuales de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo, del periodo 2012-2018, indicadas en el anexo 1. Esta información será facilitada por el Centro de Control y posteriormente avalada por la Gerencia de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.

- A partir de las curvas anuales se obtendrá los picos más altos, los cuales no deben responder a valores atípicos provocados por posibles transferencias de carga.
- La relación de la demanda máxima coincidente se la realizará a partir de la información de los alimentadores de Sabanilla y Zapotillo del año 2018. Esta relación se empleará para proyectar las demandas coincidentes de los años horizonte.
- El tiempo de horizonte de proyección de la demanda será de 15 años.
- Para el caso de incorporación de cargas especiales se lo realizará a partir de las factibilidades de servicio, con valores de demanda mayores o iguales a los 100 kVA, presentados en los años 2017 y 2018 en la Gerencia de Planificación de la Empresa Regional del Sur.

3.2.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÁXIMA

En la tabla 3.1, se presenta un resumen de los valores picos obtenidos de las curvas de carga anuales detalladas en el anexo 1, tanto para el alimentador Zapotillo como Sabanilla.

Tabla 3.1 Demandas Máximas Anuales

Año	D _{máx} [kW]	
	A/P	A/P
	Zapotillo	Sabanilla
2012	479,3	421,26
2013	578,88	441,11
2014	624,81	460,91
2015	648,01	503,47
2016	710,37	504,44
2017	728,69	531,31
2018	760,17	556,65

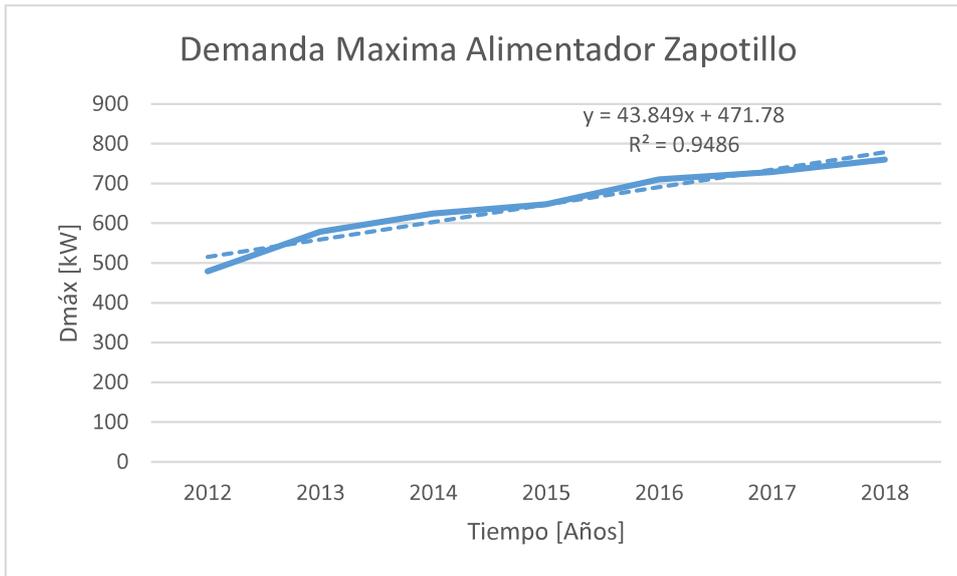


Fig. 3.1 Ajuste tendencial para la demanda del alimentador Zapotillo para el periodo 2012-2018. [Elaboración Propia]

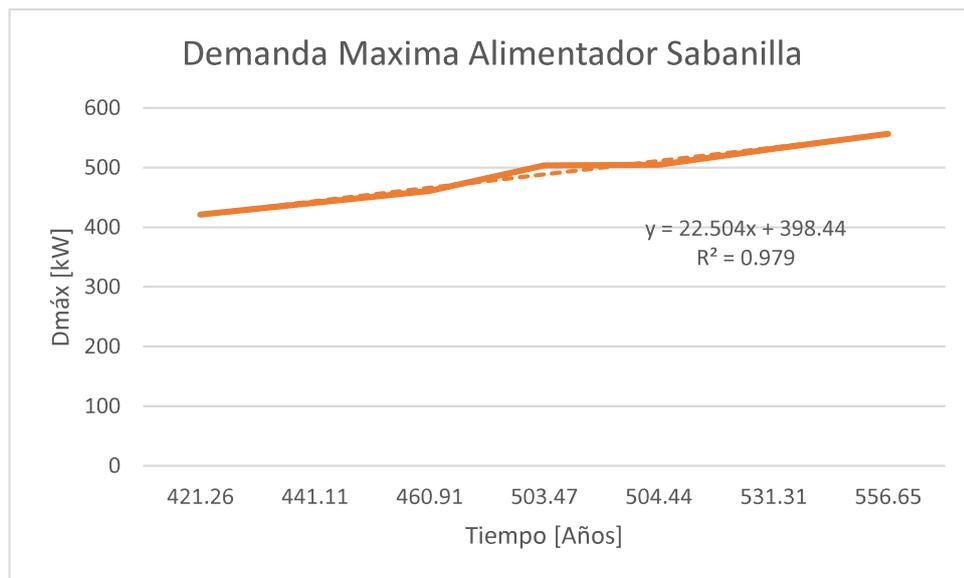


Fig. 3.2. Ajuste tendencial para la demanda del alimentador Sabanilla para el periodo 2012-2018. [Elaboración propia]

3.2.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÍNIMA

Tabla 3.2 Relación entre la Demanda Anual Máxima y Mínima del año 2018

Alimentador	Dmáx[kW]	Dmin[kW]	Dmáx/Dmin
Zapotillo	760,17	365,70	2,08
Sabanilla	556,65	250,16	2,23

3.2.4 MÉTODO DE REGRESIÓN LINEAL

Para la proyección de demanda se seleccionó el método de regresión lineal que presente el mejor ajuste de correlación, a partir de la información histórica presentada en la tabla 3.1. Los valores de los coeficientes de correlación fueron calculados mediante la herramienta computacional Excel, y método que presentó el mejor ajuste fue el de regresión línea simple.

En la figura 3.1 se indica la ecuación tendencial de la demanda para el alimentador Zapotillo con un coeficiente de ajuste del 0.9481; mientras que en la fig. 3.2 se presenta la ecuación del alimentador Sabanilla con un coeficiente de 0.979. En ambos casos el coeficiente de ajuste es mayor a 0.9, que bajo criterios técnicos se lo puede considerar confiable.

A continuación, se presentan las ecuaciones de ajuste tendencial:

$$y = 43.849x + 471.78 \left[\frac{kW}{año} \right] \quad (3.1)$$

$$y = 22.504x + 398.4 \left[\frac{kW}{año} \right] \quad (3.2)$$

Definidas las ecuaciones correspondientes para cada alimentador se procede a la determinación de la demanda para un horizonte de 15 años. En la tabla 3.3 se muestran los resultados.

3.2.4.1 Demanda Máxima Coincidente

Tabla 3.3. Proyección de demanda para los Alimentadores Zapotillo y Sabanilla

Año	D _{máx} [kW]		
	X	A/P Zapotillo	A/P Sabanilla
2012	1	479,3	421,26
2013	2	578,88	441,11
2014	3	624,81	460,91
2015	4	648,01	503,47
2016	5	710,37	504,44
2017	6	728,69	531,31
2018	7	760,17	556,65
2019	8	822,57	578,43
2020	9	866,42	600,94
2021	10	910,27	623,44
2022	11	954,12	645,94
2023	12	997,97	668,45
2024	13	1041,82	690,95
2025	14	1085,67	713,46
2026	15	1129,52	735,96
2027	16	1173,36	758,46
2028	17	1217,21	780,97
2029	18	1261,06	803,47
2030	19	1304,91	825,98
2031	20	1348,76	848,48
2032	21	1392,61	870,98
2033	22	1436,46	893,49

Una vez culminada la proyección de la demanda de la Subestación Zapotillo presentada en la tabla 3.3, se procede a determinar el factor de coincidencia a partir de la demanda máxima grupal y la demanda no coincidente de cada alimentador del año 2018; este factor servirá para proyectar la demanda máxima total coincidente en los años horizonte.

En la tabla 3.4, se detalla los valores de demanda máxima no coincidente tanto del alimentador Zapotillo como Sabanilla, y la demanda máxima grupal de la curva de carga total de los dos alimentadores. A partir de esta información y con la ayuda de la ecuación 1.4 se obtiene el valor del factor de coincidencia.

Tabla 3.4. Determinación de Factor de Coincidencia para el año 2018

Año	D _{máx} [kW]			Factor de Coincidencia
	A/P Zapotillo	A/P Sabanilla	D _{máx} [grupo]	
2018	760,17	556,65	1285,395	0,976

Los valores de la tabla 3.5, fueron obtenidos al multiplicar los resultados obtenidos en la tabla 3.3 por el factor de coincidencia calculado en la tabla 3.4.

Tabla 3.5 Demanda Máxima Coincidente para años horizonte

Año	Demanda Máxima Coincidente [kW]		
	A/P Zapotillo	A/P Sabanilla	Total
2019	802,94	564,63	1367,57
2020	845,74	586,60	1432,34
2021	888,55	608,56	1497,11
2022	931,35	630,53	1561,88
2023	974,15	652,50	1626,65
2024	1016,95	674,46	1691,42
2025	1059,76	696,43	1756,19
2026	1102,56	718,40	1820,96
2027	1145,36	740,36	1885,73
2028	1188,17	762,33	1950,50
2029	1230,97	784,30	2015,27
2030	1273,77	806,26	2080,03
2031	1316,57	828,23	2144,80
2032	1359,38	850,20	2209,57
2033	1402,18	872,17	2274,34

3.2.4.2 Incorporación de Cargas Especiales

En los últimos años, se ha presentado un crecimiento importante del sector industrial en el área de cobertura de la subestación Zapotillo; provocado por la ampliación de tramos del Plan Maestro de Riego, y asentamientos de pequeñas industrias agropecuarias en los sectores de la Ceiba Grande, Chica y en la zona fronteriza a lo largo de la vía del Puente de Lalamor.

En el Departamento de Planificación de la EERSSA han sido solicitadas y aprobadas varias factibilidades de servicio consideradas importantes mayores a 100KVA, que se encuentra conectadas a la red. Pero también ha existido la presencia de algunas factibilidades que

han sido rechazadas debido a que su ingreso afecta los índices de calidad de energía. En la tabla 3.6 se presenta dichas factibilidades, en donde se estima el año de ingreso de estos proyectos.

En cuanto al factor de potencia, el valor mínimo establecido por la regulación 005/18 es 0.92, pero la EERSSA ha establecido un 3% adicional para mantener un sistema de distribución con mejores condiciones posibles, por lo que para nuestro diseño trabajaremos con un factor de potencia de 0.95.

Tabla 3.6 Factibilidades de Servicio para la Subestación Zapotillo

Proyecto	Cantón	Alimentador	Año de Ingreso	Factor de Potencia	Carga Solicitada [KW]	Motivo de Rechazo
Huásimo	Zapotillo	Sabanilla	2022	0.95	368	Caídas de voltaje fuera de las permitidas por la Norma de la EERSSA, por lo que se requiere el ingreso de un regulador de voltaje
Tronco Quemado	Zapotillo	Sabanilla	2022	0.95	248	Caídas de voltaje fuera de las permitidas por la Norma de la EERSSA, por lo que se requiere el ingreso de un regulador de voltaje

Las factibilidades de servicio planificadas serán ingresadas en el periodo 2021-2022 como cargas puntuales, las mismas que entran al sistema con una demanda final proyectada e indicada en la tabla 3.5. Este tipo de cargas, a partir del año 2023 serán bloqueadas por tener una demanda de alto impacto en la red, de tal forma evitar resultados erróneos en las simulaciones siguientes.

Tabla 3.7 Demanda Máxima Coincidente, con la incorporación de cargas especiales

Año	Demanda Máxima Coincidente [kW]		
	A/P Zapotillo	A/P Sabanilla	Total
2019	802,94	564,63	1367,57
2020	845,74	586,60	1432,34
2021	888,55	608,56	1497,11
2022	931,35	1246,53	2177,88
2023	974,15	1268,50	2242,65
2024	1016,95	1290,46	2307,42
2025	1059,76	1312,43	2372,19
2026	1102,56	1334,40	2436,96
2027	1145,36	1356,36	2501,73
2028	1188,17	1378,33	2566,50
2029	1230,97	1400,30	2631,27
2030	1273,77	1422,26	2696,03
2031	1316,57	1444,23	2760,80
2032	1359,38	1466,20	2825,57
2033	1402,18	1488,17	2890,34

3.2.5 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PROYECTADA

Tabla 3.8 Demanda Final para la Subestación Zapotillo

Año	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	Factor de Potencia
2019	1367,57	449,50	0,95
2020	1432,34	470,79	0,95
2021	1497,11	492,08	0,95
2022	2177,88	715,83	0,95
2023	2242,65	737,12	0,95
2024	2307,42	758,41	0,95
2025	2372,19	779,70	0,95
2026	2436,96	800,99	0,95
2027	2501,73	822,28	0,95
2028	2566,50	843,57	0,95
2029	2631,27	864,86	0,95
2030	2696,03	886,14	0,95
2031	2760,80	907,43	0,95
2032	2825,57	928,72	0,95
2033	2890,34	950,01	0,95

A partir de la tabla 3.8, se puede observar que para el año 2033 la subestación Zapotillo abastecerá una demanda eléctrica de 3042.43 KVA. Por lo que, el dimensionamiento del

transformador de potencia, debe ser realizado de manera que no presenta una potencia nominal inferior a la demanda eléctrica proyectada.

Para proyectar la demanda mínima de la subestación Zapotillo, se empleará la relación entre la demanda máxima y mínima de la curva de anual del año 2018, tanto del alimentador Sabanilla como del Zapotillo respectivamente.

La determinación del valor de la demanda mínima, se lo realizará bajo criterios mencionados en el capítulo 2.1.4.

Una vez obtenida la relación entre la demanda máxima y mínima, se asumirá que será constante para los años horizonte de proyección.

La relación encontrada para los alimentadores de interés servirá para obtener la proyección de la demanda mínima a partir de las demandas máximas proyectas indicadas en la tabla 3.7.

Tabla. 3.9. Demanda Mínima para la Subestación Zapotillo

Año	Dmin [kW]		
	X	A/P Zapotillo	A/P Sabanilla
2019	8	386,28	253,75
2020	9	406,87	263,62
2021	10	427,46	273,49
2022	11	448,05	560,19
2023	12	468,64	570,07
2024	13	489,23	579,94
2025	14	509,82	589,81
2026	15	530,42	599,68
2027	16	551,01	609,55
2028	17	571,60	619,43
2029	18	592,19	629,30
2030	19	612,78	639,17
2031	20	633,37	649,04
2032	21	653,96	658,91
2033	22	674,55	668,79

Las curvas de demanda para la subestación Zapotillo sirven para representar el comportamiento de los alimentadores Zapotillo y Sabanilla a lo largo de los años horizonte.

A partir de los valores de las tablas 3.9 y 3.7, se obtendrán las siguientes gráficas.

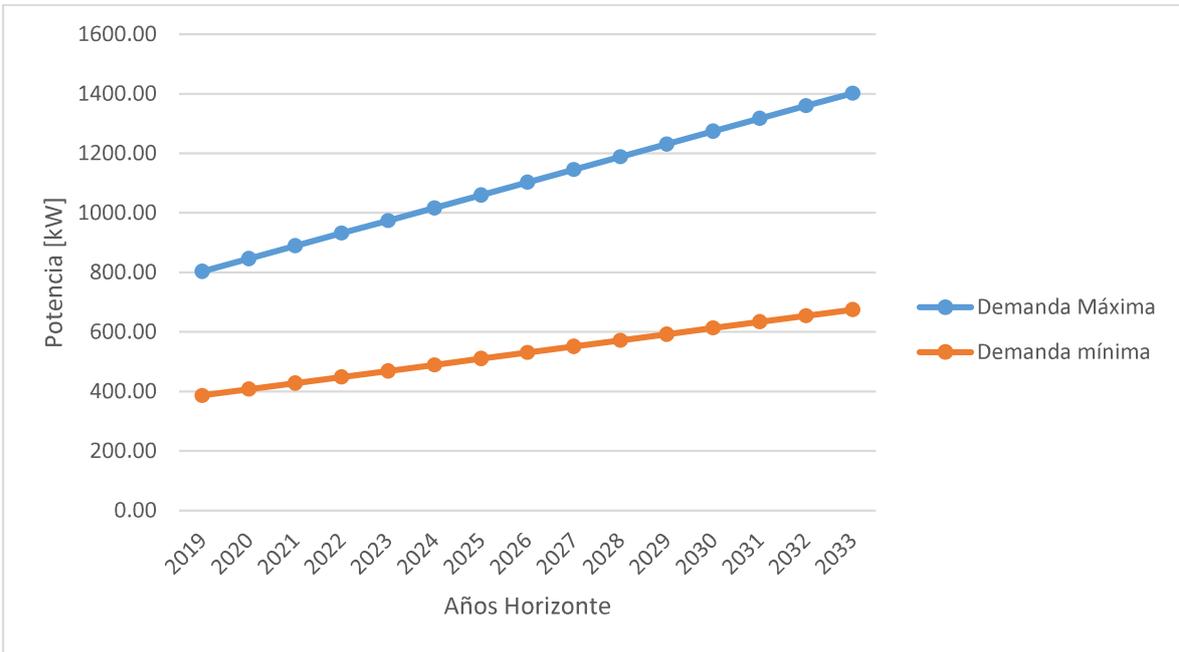


Fig. 3.3. Curva de demanda para el alimentador Zapotillo [Elaboración propia]

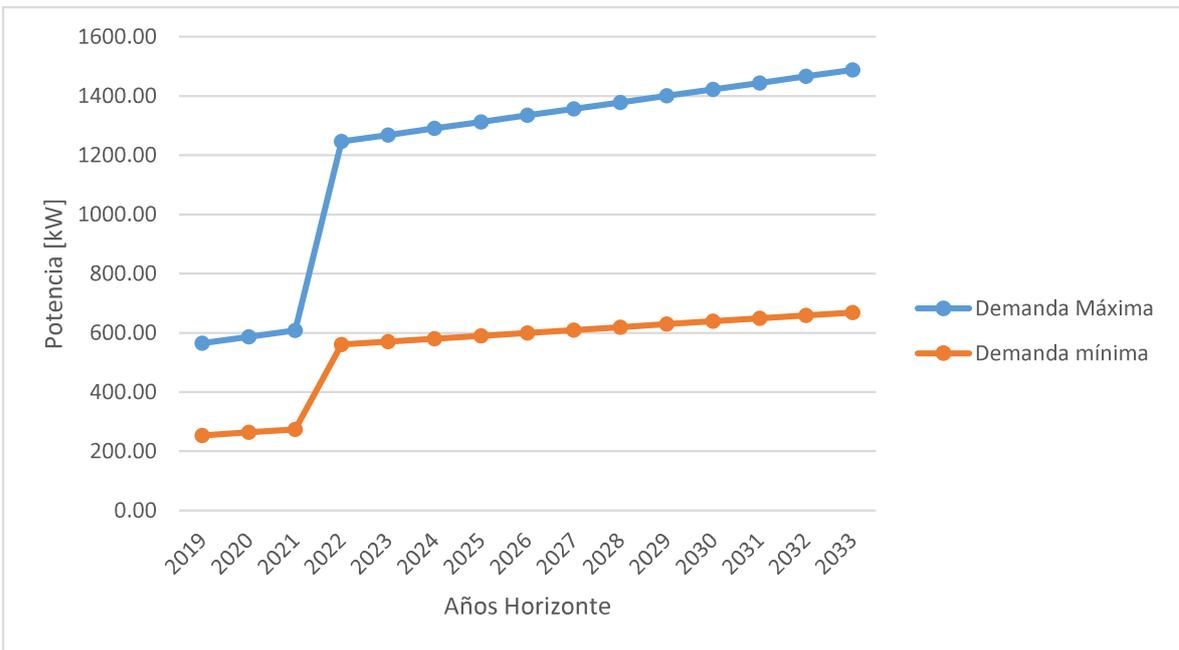


Fig. 3.4. Curva de demanda para el alimentador Sabanilla [Elaboración propia]

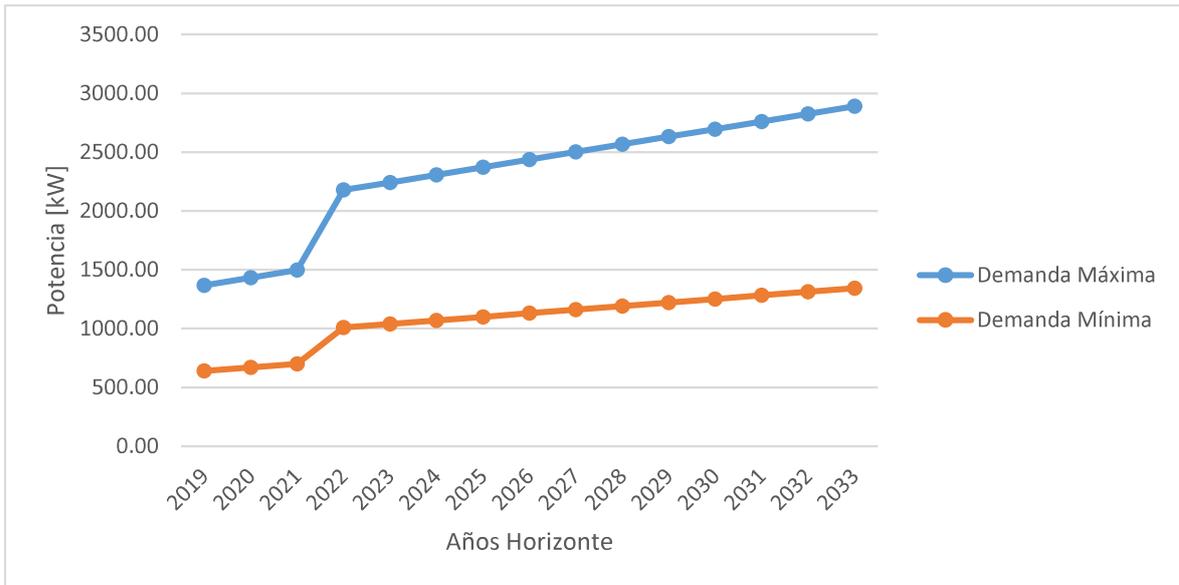


Fig. 3.5. Curva de demanda para la Subestación Zapotillo [Elaboración propia]

En la figura 3.5, se puede visualizar que el año 2022 existe un incremento sustancial de la demanda eléctrica, esto se ocasiona debido a la conexión de cargas especiales al alimentador Sabanilla.

3.3 DISEÑO ELÉCTRICO

3.3.1 NIVEL DE TENSIÓN

Empleado la ecuación 2.1 se obtiene:

$$U = 5.5 * \sqrt{\left(\frac{40}{1.609}\right) + \left(\frac{5554.6}{100}\right)} \quad (3.3)$$

$$U = 49.32 \text{ kV}$$

Para nuestro diseño el nivel de voltaje será seleccionado a partir de los siguientes criterios:

- La infraestructura del anillo de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional de Sur, únicamente opera con un nivel de voltaje de 69kV en todos los nodos de conexión.

- La potencia máxima para transmitir para el año 2033 no supera los 48MW por lo que cumple la norma IEC indica en la tabla 2.1.

De tal forma que nuestro diseño se realizará para un nivel de 69kV, aunque el voltaje óptimo de diseño sea 49.32kV.

3.3.2 REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.3.2.1 Flujos de Potencia

3.3.2.1.1 Situación Actual Sistema

El servicio de energía eléctrica del cantón Zapotillo es abastecido desde la Subestación Pindal, mediante dos alimentadores Sabanilla y Zapotillo. El primero, cubre la demanda de las parroquias rurales de Limones y Garza Real, y el segundo la cabecera cantonal Zapotillo. Estos dos alimentadores tienen sus centros de carga ubicados aproximadamente a 30km de longitud.

La subestación Pindal cuenta con un patio de 69 kV y uno de 13.8 kV, con una capacidad de 5MVA y 6.25 MVA con ventilación forzada. Esta subestación se encuentra abastecida por la línea de subtransmisión Célica-Pindal 69kV.

En la figura 3.6, se indican los niveles de voltaje de los patios de 13.8 y 69kV, la carga tanto del devanado primario como secundario y las pérdidas del transformador de potencia de la subestación Pindal. Estos resultados fueron obtenidos en condiciones de demanda máxima con la ayuda del software computacional DigSilent Power Factory.

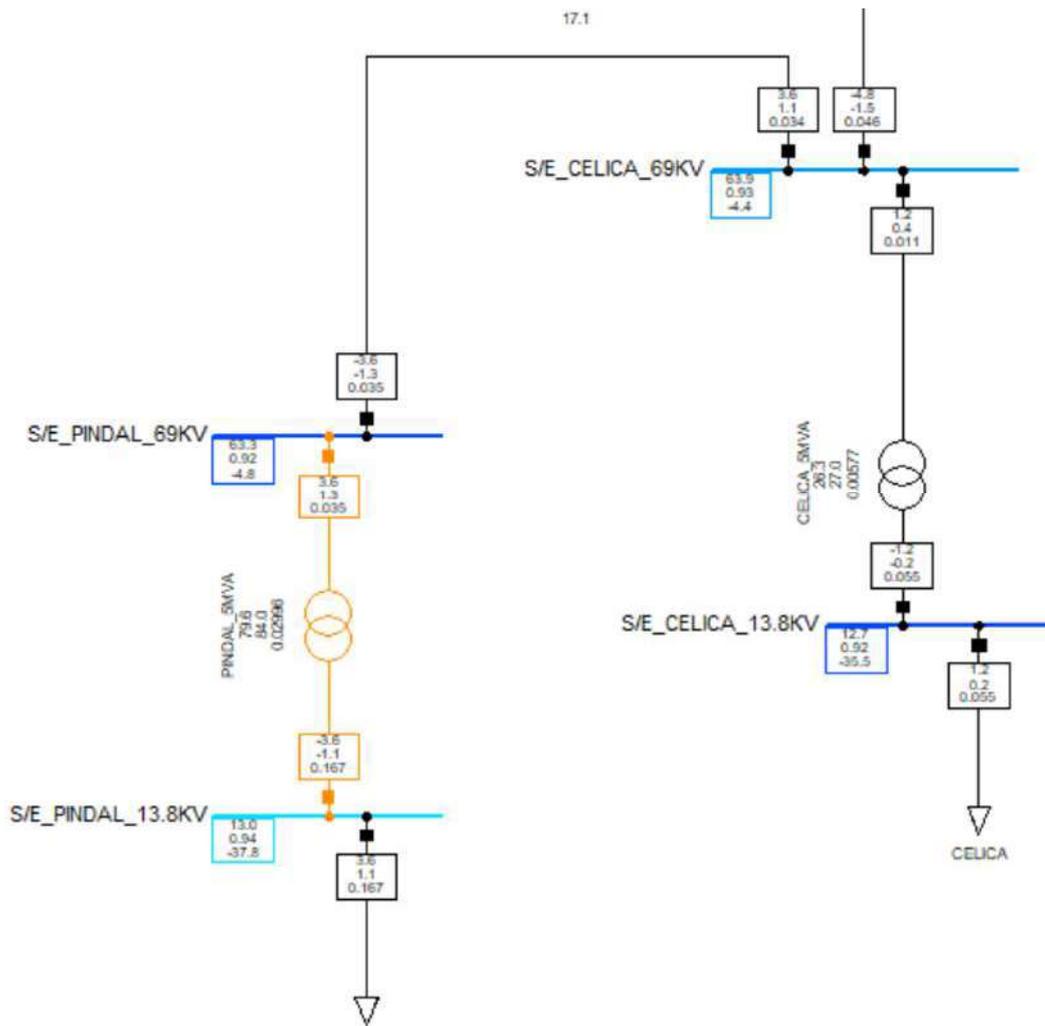


Fig. 3.6. Diagrama unifilar de la subestación Pindal. [Elaboración Propia]

Tabla 3.10. Características de la Subestación Pindal

S/E PINDAL	
Provincia	Loja
Cantón	Pindal
Parroquia	Pindal cabecera cantonal
A/L Primario	69kV
A/L Secundario	13.8kV
Potencia Nominal	5/6.25 MVA

Fuente: Sistema Información Geográfico de la EERSSA

Tabla 3.11. Tipo de conductor de los alimentadores de la Subestación Pindal

Alimentadores	Conductor Fase 3F	Conductor Neutro
A/L Alamor	ACSR 2/0	ACSR 2
A/L Pindal	ACSR 2	ACSR 4
A/L Pózul	ACSR 2	ACSR 2
A/L Sabanilla	ACSR 4/0	ACSR 1/0
A/L Zapotillo	ACSR 4/0	ACSR 1/0

Fuente: Sistema Información Geográfico de la EERSSA

Previo al diseño de la línea de transmisión Macará-Zapotillo, es necesario realizar una evaluación técnica de la Subestación Pindal y de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo; para poder determinar los motivos técnicos para la incorporación de una nueva subestación.

Por lo cual se realizará un estudio de flujo de potencia, en donde se empleará el Sistema de Subtransmisión 69kV de la EERSSA modelado en el software DigSilent Power Factory. Este estudio permitirá verificar el estado de cargabilidad del transformador, y los niveles de voltaje de la Subestación Pindal.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la simulación de flujo de potencia de la Subestación Pindal, en condiciones de demanda máxima:

Tabla 3.12. Niveles de voltaje para los patios de 13.8 y 69kV, demanda máxima 2018

Patio	Voltaje kV	Voltaje p.u.	Índice de V. %	Reg.005 /18
S/E PINDAL_69KV	63,29	0,917	-8.27%	No Cumple
S/E_PINDAL_13.8KV	12.99	0,941	-5.83%	Cumple

Fuente: Modelo de Sistema Subtransmisión de la EERSSA en el Software DigSilent Power Factory

Tabla 3.13. Cargabilidad, pérdidas de potencia activa, demanda máxima 2018

Patio	Cargabilidad (LV) %	Cargabilidad (HV) %	Pérdidas (load) HV- in KW
PINDAL_5MVA	79.64	83,98	29.96

Fuente: Modelo de Sistema Subtransmisión de la EERSSA en el Software DigSilent Power Factory

Una vez realizado el flujo de potencia se procede analizar los resultados

- **Transformador de potencia 5/6MVA**

A partir de la tabla 3.13, se puede observar que el transformador de potencia presenta una carga del 79.64% y 83.98% en el devanado primario y secundario respectivamente. El transformador no se encuentra saturado tomando como criterio la potencia nominal; pero ya se encuentra en valores donde las pérdidas activas y reactivas del transformador ya pueden llegar a ser considerativas.

Cabe recalcar que el Transformador tiene la capacidad de trabajar a 6.25MVA gracias su sistemas de refrigeración de ventilación forzada.

- **Patio de 13.8 y 69 kV**

En condiciones de demanda máxima, el patio de 69kV de la Subestación Pindal no se encuentra cumpliendo la normativa de la Reg. 005/18. Cabe recalcar que el barraje de 13.8kV se encuentra muy cerca del límite (-6%) permitido por la norma, teniendo en cuenta que opera 105% del voltaje secundario gracias al tap de toma fijo en el primario.

- **Línea de Transmisión**

La línea de subtransmisión que conecta la Subestación Pindal con la subestación Cética en condiciones de demanda máxima, presenta una carga inferior al 25% de capacidad nominal. Por lo que la transferencia de potencia está en rangos operativos estables.

A partir del análisis anterior, se puede concluir que la subestación Pindal, ya se encuentra en valores cercanos al 80% de su cargabilidad, y que de acuerdo al Plan de Maestro de Electrificación 2016-2025 se recomienda un plan de contingencia para su futuro reemplazo o repotenciación una vez superado el valor mencionado.

Al comparar los índices de voltaje de la subestación con la regulación 005/18 del ARCONEL su puede observar que la subestación Pindal no se encuentran dentro de los rangos permitidos en el patio de 69kV y casi al límite en el patio de 13.8kV. Motivo por el cual, el Departamento de Planificación de la EERSSA ha tenido que rechazar varias factibilidades de servicio en la zona de influencia.

Por lo cual el Departamento de Planificación de la EERSSA, plantea como alternativa el ingreso de la Subestación Zapotillo para alargar la vida útil del transformador de potencia y los equipos de la subestación Pindal, la misma que reducirá entre un 35-40% su carga, y

además garantizará el abastecimiento de la demanda eléctrica al menos 10 años más de los alimentadores Pózul, Alamor y Pindal.

También el ingreso de la subestación Zapotillo, mejorará notablemente los índices de calidad de energía de los alimentadores Zapotillo y Sabanilla, ya que estarán más cerca a sus centros de carga; mejorando la regulación de voltaje y permitiendo la conexión de nuevas cargas al sistema eléctrico de la EERSSA.

Por lo mencionado anteriormente, en la Gerencia de planificación de la EERSSA requiere el diseño de una línea de transmisión a 69kV que entregue un punto de conexión a la subestación Zapotillo.

3.3.2.1.2 Selección de las Subestaciones de Salida y Llegada

3.3.2.1.2.1 Punto de salida

El punto de conexión eléctricamente más cercano a la Subestación Zapotillo es la Subestación Pindal, pero esta no cuenta con el espacio físico para una ampliación del patio de 69kV.

Por lo que el punto de salida de la línea de subtransmisión hacia Zapotillo será el patio de 69kv de la Subestación Macará, ya que cuenta con el espacio físico para ampliarlo e instalar los equipos electromecánicos necesarios.

En la figura 3.8, se presenta el diagrama de la unifilar de la subestación Zapotillo, en donde se puede visualizar tanto el nodo de salida como de llegada; estos nodos están conectados mediante la nueva línea de subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV.



Fig. 3.7 Patio de 69kV, subestación Pindal

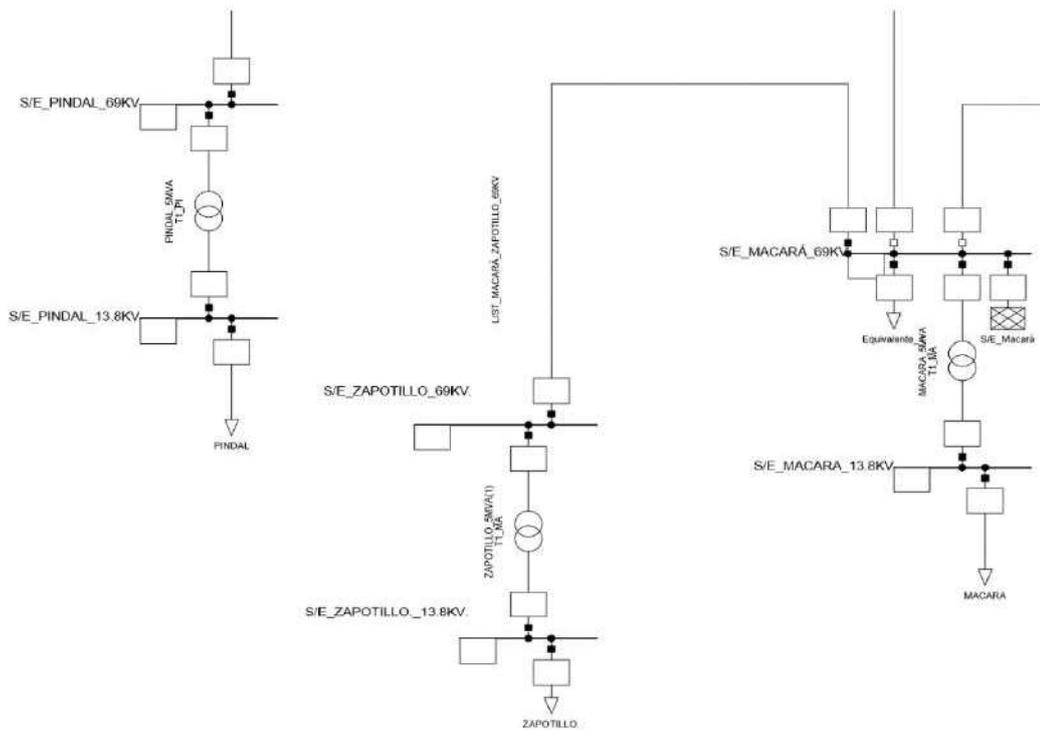


Fig. 3.8. Diagrama unifilar la Subestación Zapotillo

3.3.2.1.2.2 Punto de llegada

- **Ubicación-1**

Se encuentra localizado aproximadamente a 300m del redondel de la Troncal vía la Costa, previa a la entrada de la parroquia urbana Zapotillo. Sus coordenadas geográficas son

- Coordenada Este: 584229.00 m E
- Coordenada Norte: 9516546.00 m S
- Zona: 17 M

Este punto se presenta las siguientes ventajas:

1. El consumo energético residencial y comercial representa (55.38%) y (29.47%) del consumo total del alimentador Zapotillo; por lo que, al ubicar la Subestación en esta zona, el centro de carga del Alimentador Zapotillo estaría localizado de manera óptima.
2. Se abastecería a satisfacción la demanda actual y futuras expansiones de clientes industriales de sectores como la Ceiba Grande y Chica.
3. Se podría utilizar la infraestructura del reconector 3R600_150T, localizado cerca de las coordenadas indicadas
4. No sería necesaria la expansión de ninguna red media tensión para llegar a la Subestación, ya el punto se encuentra cerca al alimentador Sabanilla y Zapotillo.
5. La zona dispone de terrenos con topografía muy buena y con vías de acceso.
6. Se encuentra alejado a 500 metros del canal de riego de Zapotillo.

Por el otro lado presenta la siguientes desventajas:

1. Los predios en la zona de estudio son considerados de alta plusvalía debido al sector comercial aledaño, y que además se encuentran muy cerca de la expansión urbana del cantón Zapotillo.
2. La Subestación se encontraría una distancia eléctrica de 30Km aproximadamente de la de la carga industrial del alimentador Sabanilla.

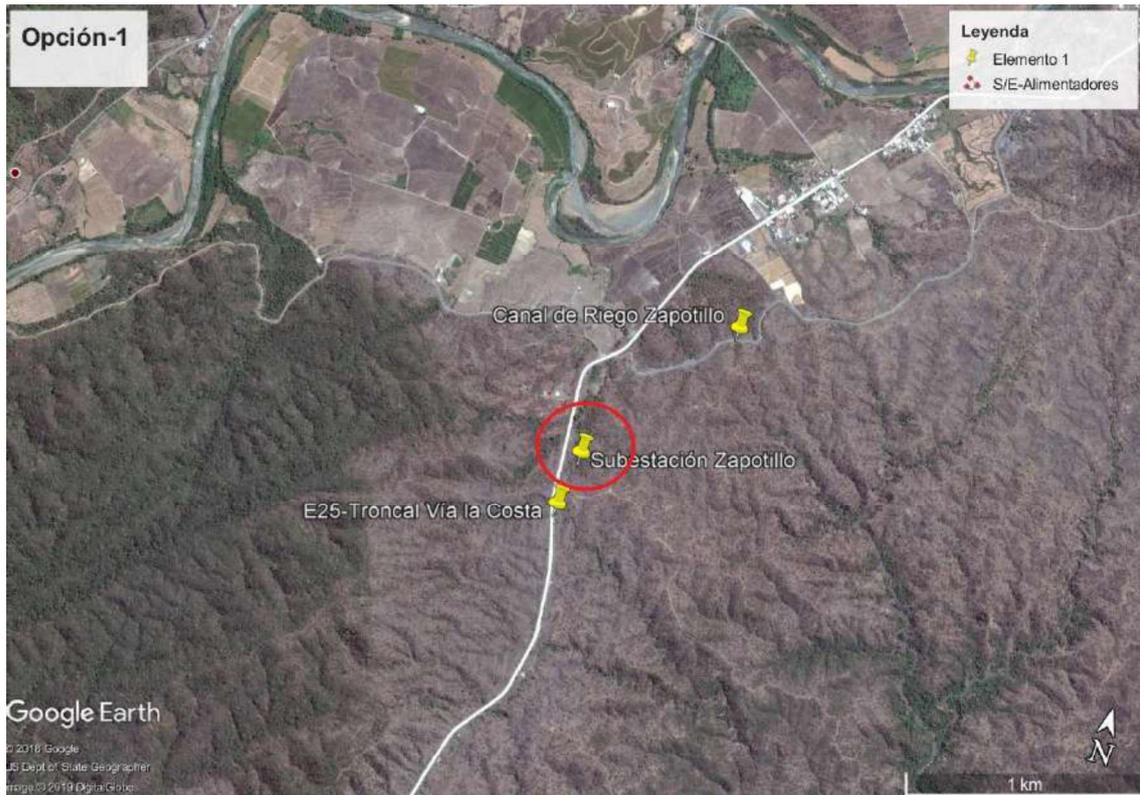


Fig. 3.9 Ubicación Subestación Zapotillo, opción 1

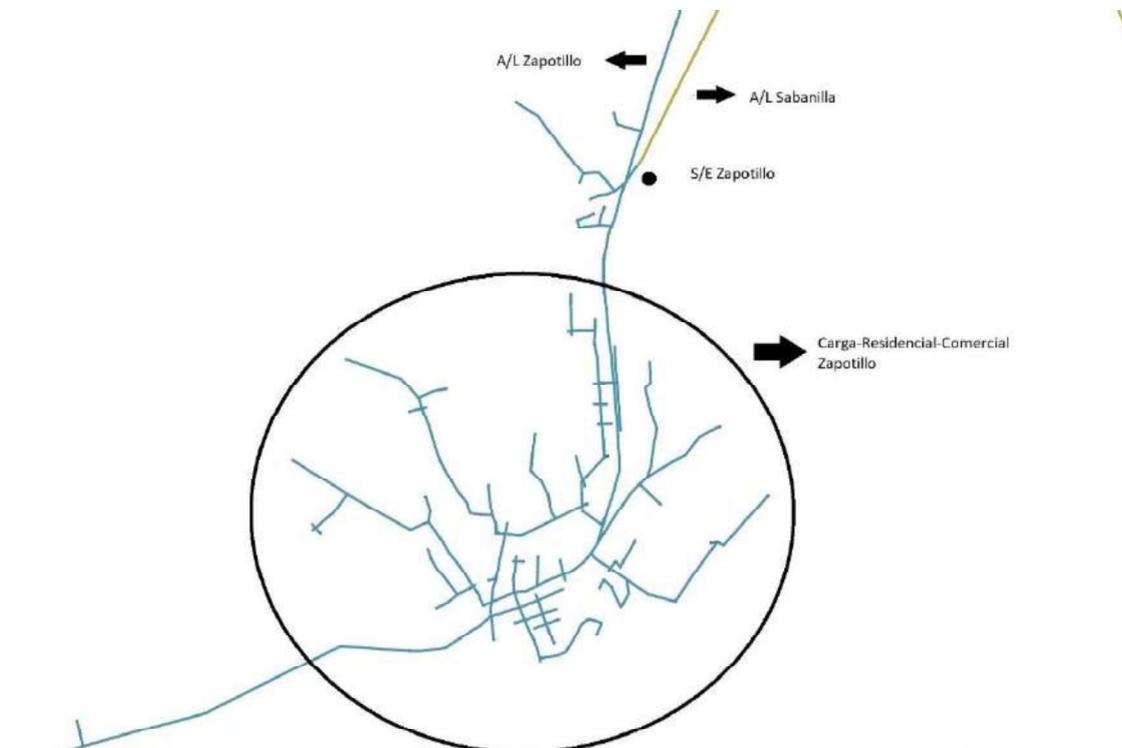


Fig. 3.10 Ubicación Subestación Zapotillo, opción 1, ARGIS EERSSA



Fig. 3.11. Foto en campo, opción 1

- **Ubicación-2**

Se encuentra localizado aproximadamente a 2Km del Puente Internacional Fronterizo, en el sector de Lalamor, junto a la Troncal vía la Costa. Sus coordenadas geográficas son

- Coordenada Este: 568613.00 m E
- Coordenada Norte: 9506295.00 m S
- Zona: 17 M

Este punto presenta las siguientes ventajas:

1. El consumo energético industrial de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo es (5.48%) y (2.13%) respectivamente, y tomando en cuenta que el sector industrial del alimentador Sabanilla se concentra en el sector de Lalamor, la ubicación de la Subestación en esta zona sería un incentivo para el asentamiento de futuras cargas industriales.

2. Debido a la distancia eléctrica 55 km aproximadamente del sector de Lalamor con respecto a la Subestación Pindal, en los últimos años la conexión de cargas al alimentador Sabanilla se han visto limitadas por problemas de regulación de voltaje, en donde los perfiles de voltaje están por debajo de la estándares permitidos. El ingreso de la Subestación en esta zona solventaría este problema y se evitaría que las cargas conectadas en este sector requieran el ingreso de equipos reguladores de voltaje.
3. Los predios de la zona cuentan con una topografía muy buena y vías de acceso.

Por el otro lado presenta la siguientes desventajas:

1. Sería necesaria la construcción de redes de media tensión del alimentador Zapotillo para la conexión a la subestación.
2. La subestación se encontraría lejos del centro de carga del alimentador Zapotillo.
3. Determinar el centro de carga del alimentador Sabanilla es muy difícil, ya que el mismo se encentra abasteciendo cargas de los sectores de Sabanilla, Garza Real, Limones y barrios fronterizos entre los cantones Zapotillo y Macará, y su mayor consumo energético es el residencial (58.71%), por lo que al ubicar en esta zona la Subestación solo abastecería a satisfacción a los clientes industriales, generando posibles problemas de regulación de voltaje para los clientes residenciales y comerciales del alimentador mencionado.

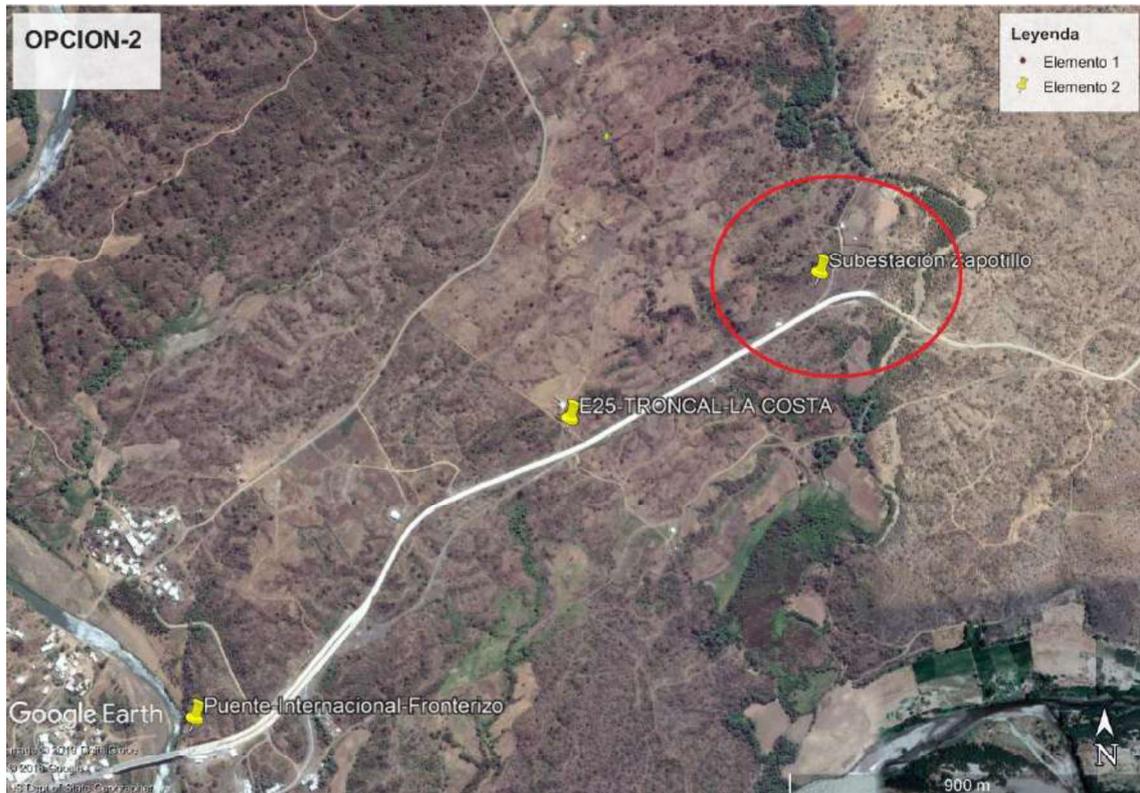


Fig. 3.12 Ubicación S/E Zapotillo, opción 2

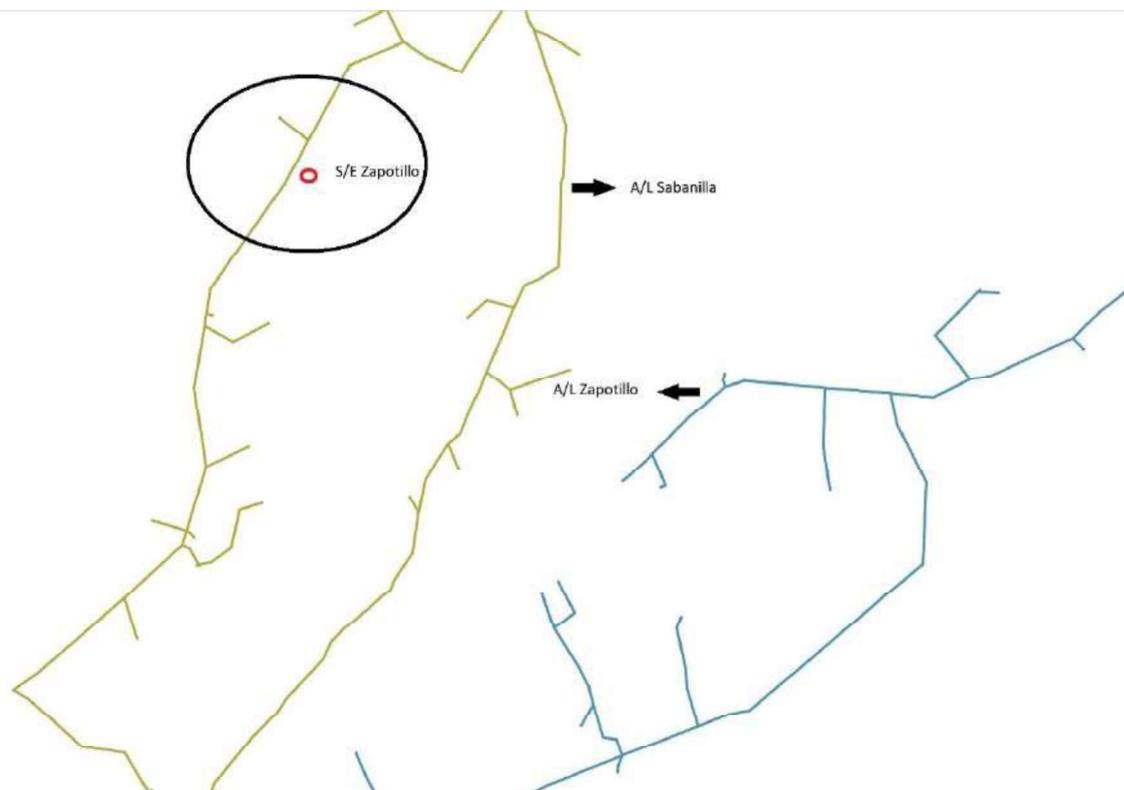


Fig. 3.13. Ubicación S/E Zapotillo, opción 2

En coordinación con el equipo técnico de la Gerencia de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional de Sur, se determinó como punto de llegada la opción 1, debido a las ventajas indicadas, y que además la línea de transmisión será más corta en comparación a la opción 2 en donde el trazado de la ruta tendría que expandirse aproximadamente 30 km, y el costo de indemnizaciones debido a la franja de servidumbre aumentaría considerablemente al tener que pasar por terrenos considerados de alta plusvalía.

3.3.2.1.3 Tipo y Sección de los Conductores Candidatos

Con la necesidad de fortalecer el sistema de subtransmisión de la EERSSA, debido al crecimiento de la demanda en el cantón Zapotillo, y cumplir con las índices de calidad de energía del ARCONEL, se ha planteado encontrar un conductor con una sección económica y cumpla con los requerimientos mecánicos y eléctricos de la línea de transmisión Macará-Zapotillo. Por lo que para nuestro análisis se utilizará los conductores de tipo categoría convencional ACSR- 75°C.

Para el diseño de la línea de transmisión Macará-Zapotillo se seleccionaron 10 conductores tipo ACSR, en un rango desde el Sparrow (2 AWG) hasta el Lark (397.5 MCM), los mismos que responden a las necesidades y características técnicas del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.

Tabla 3.14. Características eléctricas y mecánicas de los conductores ACSR [4]

CÓDIGO MUNDIAL	Calibre AWG o kcmil	Número de hilos Aluminio	Número de hilos de Acero (mm)	Equivalente en cobre a AWG kcmil	Masa aprox. (kg/km)	Carga de rotura (kg)	Rcc a 20°C (ohm/km)
TURKEY	6	6	1	8	53.7	5.30	2.150
SWAN	4	6	1	6	85.5	8.30	1.350
SPARROW	2	6	1	4	135.7	12.67	0.853
RAVEN	1/0	6	1	2	216.2	19.48	0.535
QUAIL	2/0	6	1	1	272.0	23.52	0.424
PIGEON	3/0	6	1	1/0	343.8	29.38	0.336
PENGUIN	4/0	6	1	2/0	433.1	37.03	0.267
PADRIDGE	266.8	26	7	3/0	545.4	50.22	0.214
LINNET	336.4	26	7	4/0	689.9	62.99	0.170
ORIOLE	336.4	30	7	4/0	784.5	77.34	0.170
IBIS	336.4	26	7	250	813.4	72.55	0.143
LARK	397.5	30	7	250	924.4	90.66	0.144
HAWK	477.0	26	7	300	975.8	86.54	0.119
FLICKER	477.0	24	7	300	914.6	76.50	0.119
HEN	477.0	30	7	300	1110.0	105.35	0.119
DOVE	556.5	26	7	350	1142.0	101.22	0.102
EAGLE	556.5	30	7	350	1298.0	123.07	0.103
GROSBEAK	636.0	26	7	400	1302.0	112.03	0.0898
STARLING	715.5	26	7	450	1465.0	126.37	0.0798
CONDOR	795.0	54	7	500	1522.0	125.46	0.0716
DRAKE	795.0	26	7	500	1626.0	140.07	0.0716
CANARY	900.0	54	7	566	1726.0	141.37	0.0633
BLUEJAY	1113.0	45	7	700	1871.0	133.17	0.0511

3.3.2.1.4 Parámetros Eléctricos de los Conductores Candidatos

Los parámetros eléctricos de la línea de transmisión Macará-Zapotillo serán calculados a partir de la información en catálogos de los conductores y por la geometría de la estructura más prominente.

A continuación, se detalla los parámetros eléctricos para los 10 conductores seleccionados tipo ACSR.

Tabla 3.15. Parámetros de los conductores ACSR seleccionados

Conductor	Rcc a 20°C (ohm/km)	r (m)	RMG (m)	DMG(m)	L(ohm/km)
SPARROW	0.853	0,0080	0,006230	6,479	0,52378
RAVEN	0.535	0,0101	0,007866	6,479	0,50621
QUAIL	0.424	0,0114	0,008878	6,479	0,49708
PIGEON	0.336	0,0127	0,009891	6,479	0,48894
PENGUIN	0.267	0,0143	0,011137	6,479	0,47999
PADRIDGE	0.214	0,0163	0,012694	6,479	0,47012
LINNET	0.170	0,0183	0,014252	6,479	0,46139
ORIOLE	0.170	0,0188	0,014641	6,479	0,45936
IBIS	0.143	0,0199	0,015498	6,479	0,45507
LARK	0.144	0,0205	0,015965	6,479	0,45283

3.3.2.1.5 Modelo de la Línea de Transmisión

La red del sistema de potencia a simular será el sistema de transmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur donde se encuentran configurada por los siguientes elementos

- El Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur se encuentra representado por el equivalente Thévenin en la barra de 69kV de la Subestación Macará.
- El estudio de flujo de carga se lo realizará con la presencia de un transformador de toma fija 69/13.8kV.
- Una línea de transmisión a 69kV con una longitud de 40km unirá la barra de entrega del anillo de subtransmisión de la EERSSA y la carga de la Subestación Zapotillo.
- Existe 1 barra de carga a 13.8kV con los datos de potencia activa y reactiva proyectada para 15 años

El diagrama unifilar es el siguiente:

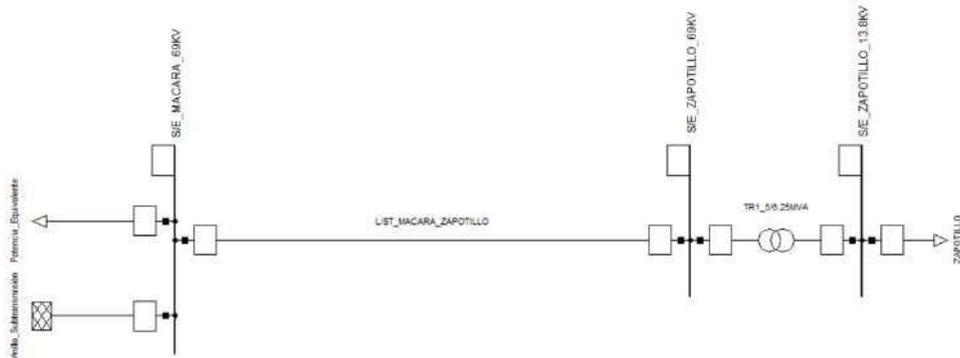


Fig. 3.14. Diagrama Unifilar Línea Macará-Zapotillo

- **Barra del proveedor**

Sirve para representar otra redes eléctricas conectadas a la red estudiada. Se comporta como generador. En el caso de estudio, se han puesto los datos del equivalente Thévenin del sistema de subtransmisión de la EERSSA en la barra de 69kV de la subestación Macará, se adjunta los datos ingresados:

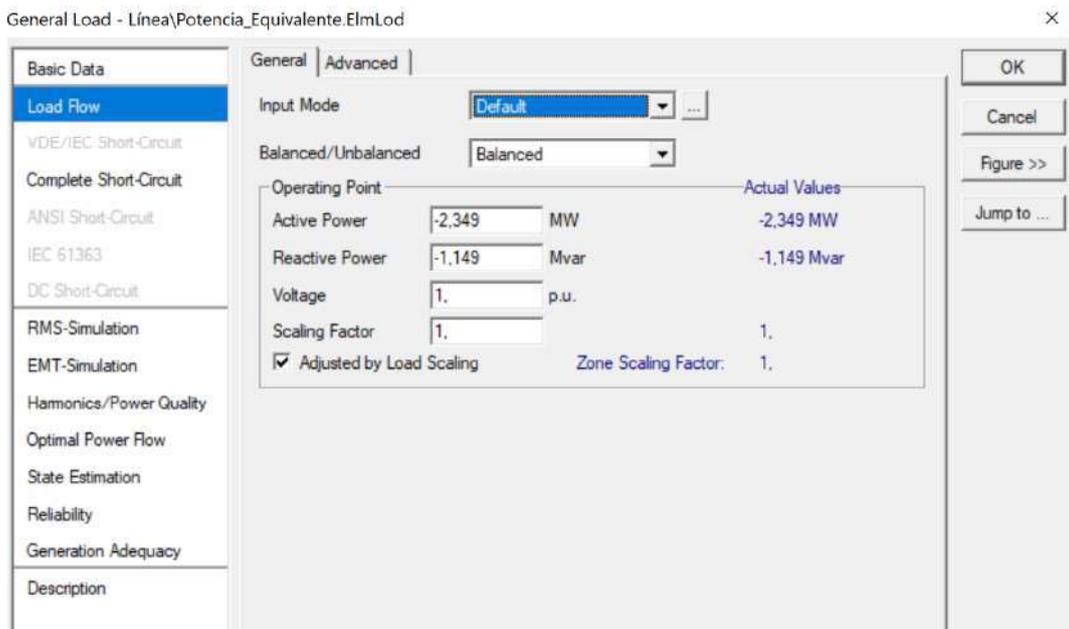


Fig. 3.15. Parámetros de una carga equivalente

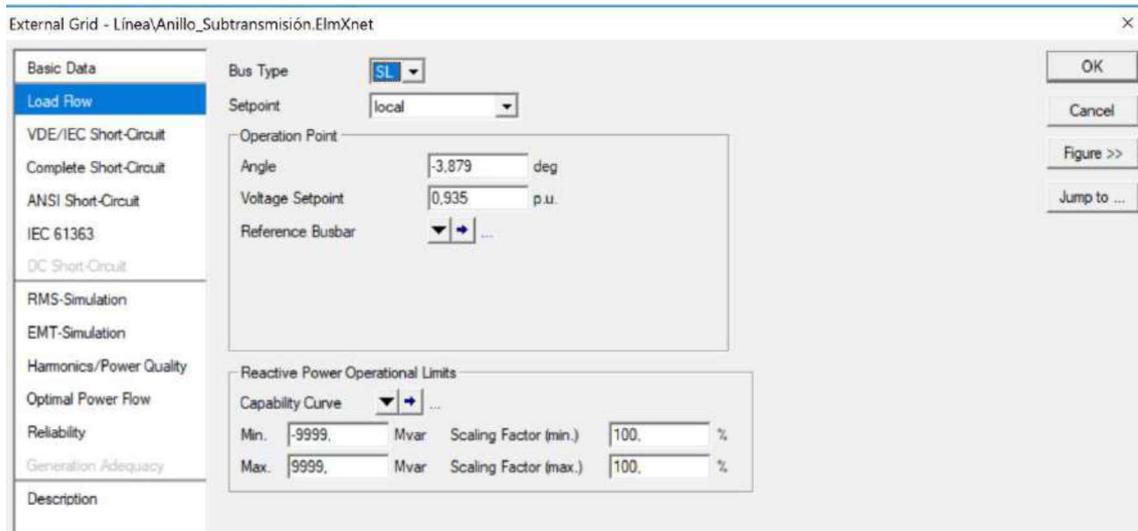


Fig. 3.16. Parámetros de voltaje de equivalente de Thévenin

- **Transformador de dos devanados con tomas fijas 69/13.8kV**

Se considera un transformador de potencia de 69/13.8kV para simular al transformador de dos devanados, el mismo que puede cambiar de toma bajo carga de modo de mantener una tensión deseada en una barra dada. La toma debe estar situada en el lado primario.

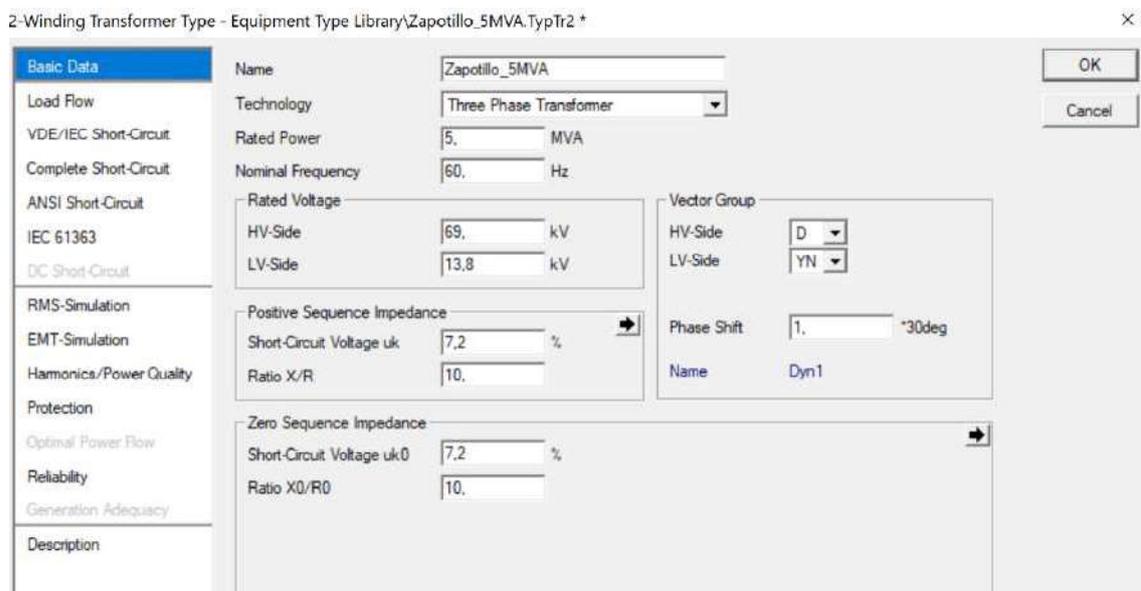


Fig. 3.17. Parámetros Transformador de dos devanados

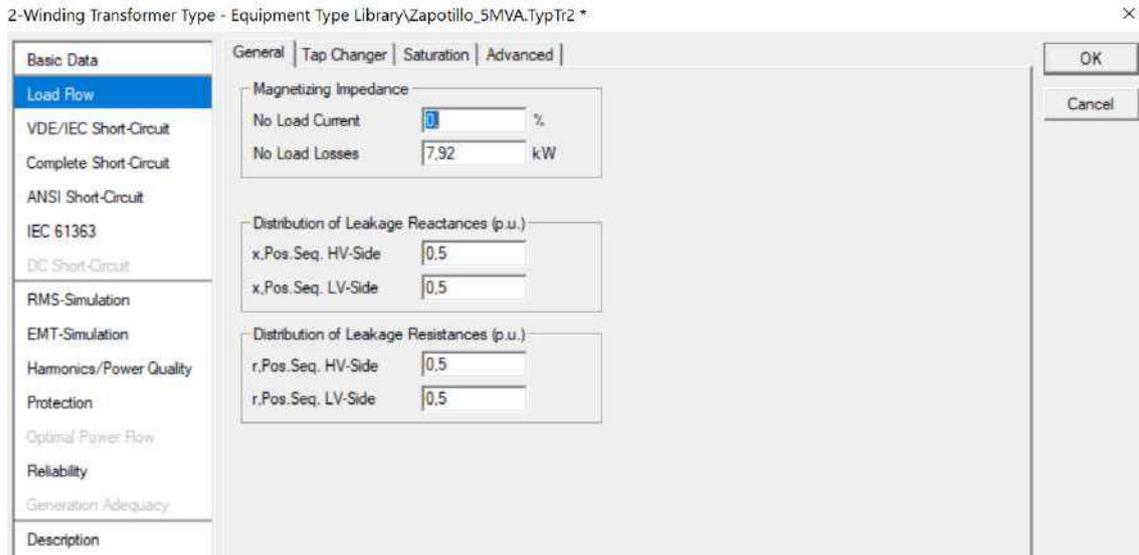


Fig. 3.18. Parámetros transformador de potencia

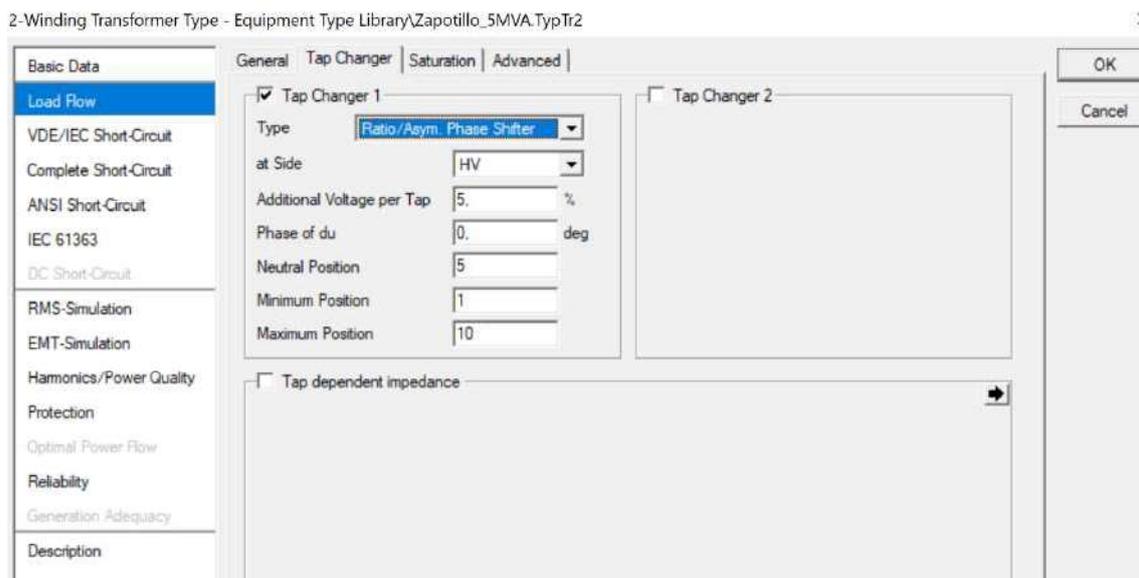


Fig. 3.19. Parámetros transformador de potencia

- **Línea de transmisión 69kV**

Se utilizarán los parámetros calculados en la tabla 3.15 de acuerdo a la calibre del conductor seleccionado.

Line Type - Equipment Type Library\Line Type.TypeLine

Basic Data

Name: Line Type

Rated Voltage: 69. kV

Rated Current: 0,1 kA

Nominal Frequency: 60. Hz

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R(20°C): 2,15 Ohm/km

Reactance X': 0,57616 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0': 0. Ohm/km

Reactance X0': 0. Ohm/km

OK Cancel

Fig. 3.20. Parámetros de ingreso de la línea de transmisión

Line Type - Equipment Type Library\Line Type.TypeLine

Basic Data

Load Flow

VDE/IEC Short-Circuit

Complete Short-Circuit

ANSI Short-Circuit

IEC 61363

DC Short-Circuit

RMS-Simulation

EMT-Simulation

Harmonics/Power Quality

Protection

Optimal Power Flow

Reliability

Generation Adequacy

Cable Sizing

Description

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operational Temperature: 80. degC

AC-Resistance R(20°C): 2,15 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium-Steel

Parameters per Length 1,2-Sequence

Capacitance C': 0,007522 uF/km

Ins. Factor: 0.

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 0. uS/km

Ins. Factor: 0.

OK Cancel

Fig. 3.21. Parámetros de ingreso de una línea de transmisión

- **Carga trifásica Zapotillo**

A partir de las proyección de demanda indicada en la tabla 3.8 se ingresa los valores de potencia activa y reactiva en el programa DigSilent Power Factory.

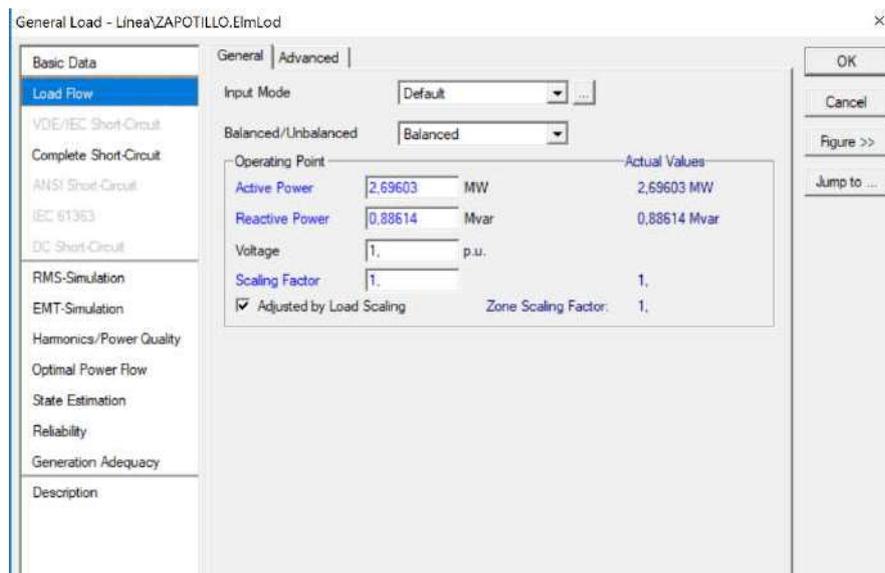


Fig. 3.22. Datos de ingreso para la carga trifásica

A continuación, se indican los resultados de las flujos de potencia para los diferentes conductores en el periodo horizonte.

Tabla 3.16 Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-SPARROW

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR SPARROW		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1395,74	1377,34	63,61	64,52	7,36
2020	Max	1463,24	1442,94	63,56	64,52	7,72
2021	Max	1530,34	1508,07	63,51	64,52	8,07
2022	Max	2242,29	2193,03	62,98	64,52	11,89
2023	Max	2310,82	2258,38	62,93	64,52	12,26
2024	Max	2379,08	2323,36	62,88	64,52	12,63
2025	Max	2448,09	2388,96	62,82	64,52	13,00
2026	Max	2516,92	2454,28	62,77	64,52	13,37
2027	Max	2585,88	2519,61	62,72	64,52	13,74
2028	Max	2654,97	2584,95	62,67	64,52	14,12
2029	Max	2724,19	2650,32	62,62	64,52	14,49
2030	Max	2793,54	2715,69	62,56	64,52	14,87
2031	Max	2862,16	2780,28	62,51	64,52	15,24
2032	Max	2932,02	2845,92	62,46	64,52	15,62
2033	Max	3002,04	2911,59	62,41	64,52	15,99

Tabla 3.17. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-RAVEN

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR RAVEN		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1388,87	1377,47	63,93	64,52	5,73
2020	Max	1455,64	1443,08	63,89	64,52	6,01
2021	Max	1521,98	1508,20	63,86	64,52	6,28
2022	Max	2223,45	2193,15	63,50	64,52	9,23
2023	Max	2290,74	2258,50	63,46	64,52	9,51
2024	Max	2357,72	2323,48	63,43	64,52	9,79
2025	Max	2425,39	2389,08	63,39	64,52	10,08
2026	Max	2492,85	2454,39	63,36	64,52	10,36
2027	Max	2560,38	2519,72	63,32	64,52	10,65
2028	Max	2628,00	2585,07	63,28	64,52	10,94
2029	Max	2695,70	2650,43	63,25	64,52	11,22
2030	Max	2763,47	2715,80	63,21	64,52	11,51
2031	Max	2830,50	2780,39	63,18	64,52	11,80
2032	Max	2898,69	2846,03	63,14	64,52	12,09
2033	Max	2966,99	2911,69	63,10	64,52	12,37

Tabla 3.18. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-QUAIL

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR QUAIL		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1386,51	1377,52	64,04	64,52	4,87
2020	Max	1453,03	1443,12	64,01	64,52	5,11
2021	Max	1519,11	1508,25	63,98	64,52	5,34
2022	Max	2217,04	2193,20	63,68	64,52	7,84
2023	Max	2283,91	2258,54	63,65	64,52	8,08
2024	Max	2350,45	2323,52	63,62	64,52	8,32
2025	Max	2417,68	2389,12	63,59	64,52	8,56
2026	Max	2484,66	2454,43	63,56	64,52	8,80
2027	Max	2551,72	2519,76	63,53	64,52	9,04
2028	Max	2618,84	2585,10	63,50	64,52	9,28
2029	Max	2686,04	2650,46	63,47	64,52	9,53
2030	Max	2753,29	2715,83	63,44	64,52	9,77
2031	Max	2819,78	2780,41	63,41	64,52	10,01
2032	Max	2887,42	2846,05	63,38	64,52	10,26
2033	Max	2955,14	2911,71	63,35	64,52	10,50

Tabla 3.19. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-PIGEON

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR PIGEON		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1384,65	1377,55	64,13	64,52	4,38
2020	Max	1450,98	1443,16	64,10	64,52	4,59
2021	Max	1516,86	1508,28	64,08	64,52	4,80
2022	Max	2212,01	2193,23	63,82	64,52	7,04
2023	Max	2278,55	2258,57	63,79	64,52	7,25
2024	Max	2344,76	2323,55	63,77	64,52	7,47
2025	Max	2411,64	2389,14	63,74	64,52	7,68
2026	Max	2478,26	2454,46	63,72	64,52	7,90
2027	Max	2544,95	2519,78	63,69	64,52	8,12
2028	Max	2611,69	2585,13	63,67	64,52	8,33
2029	Max	2678,48	2650,48	63,64	64,52	8,55
2030	Max	2745,33	2715,85	63,62	64,52	8,77
2031	Max	2811,41	2780,43	63,59	64,52	8,99
2032	Max	2878,61	2846,07	63,57	64,52	9,20
2033	Max	2945,89	2911,73	63,54	64,52	9,42

Tabla 3.20. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-PENGUIN

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR PENGUIN		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1383,20	1377,58	64,20	64,52	3,86
2020	Max	1449,38	1443,19	64,18	64,52	4,05
2021	Max	1515,10	1508,31	64,16	64,52	4,23
2022	Max	2208,10	2193,25	63,93	64,52	6,20
2023	Max	2274,39	2258,59	63,91	64,52	6,39
2024	Max	2340,34	2323,57	63,89	64,52	6,58
2025	Max	2406,95	2389,17	63,87	64,52	6,77
2026	Max	2473,29	2454,48	63,85	64,52	6,96
2027	Max	2539,69	2519,80	63,82	64,52	7,15
2028	Max	2606,13	2585,14	63,80	64,52	7,34
2029	Max	2672,62	2650,50	63,78	64,52	7,53
2030	Max	2739,15	2715,86	63,76	64,52	7,72
2031	Max	2804,92	2780,45	63,74	64,52	7,91
2032	Max	2871,79	2846,08	63,71	64,52	8,10
2033	Max	2938,72	2911,74	63,69	64,52	8,29

Tabla 3.21. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-PADRIDGE

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR PADRIDGE		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1382,10	1377,60	64,25	64,52	2,85
2020	Max	1448,15	1443,21	64,24	64,52	2,99
2021	Max	1513,76	1508,34	64,22	64,52	3,12
2022	Max	2205,12	2193,27	64,02	64,52	4,57
2023	Max	2271,22	2258,61	64,01	64,52	4,71
2024	Max	2336,97	2323,59	63,99	64,52	4,85
2025	Max	2403,37	2389,18	63,97	64,52	4,99
2026	Max	2469,50	2454,49	63,95	64,52	5,13
2027	Max	2535,68	2519,82	63,93	64,52	5,27
2028	Max	2601,90	2585,16	63,91	64,52	5,41
2029	Max	2668,16	2650,51	63,89	64,52	5,55
2030	Max	2734,45	2715,88	63,87	64,52	5,70
2031	Max	2799,97	2780,46	63,85	64,52	5,84
2032	Max	2866,59	2846,09	63,83	64,52	5,98
2033	Max	2933,25	2911,75	63,81	64,52	6,12

Tabla 3.22. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-LINNET

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR LINNET		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1381,18	1377,62	64,30	64,52	2,47
2020	Max	1447,15	1443,23	64,28	64,52	2,59
2021	Max	1512,65	1508,35	64,27	64,52	2,71
2022	Max	2202,67	2193,28	64,09	64,52	3,97
2023	Max	2268,61	2258,63	64,08	64,52	4,09
2024	Max	2334,19	2323,60	64,06	64,52	4,21
2025	Max	2400,42	2389,19	64,04	64,52	4,33
2026	Max	2466,38	2454,50	64,03	64,52	4,45
2027	Max	2532,38	2519,83	64,01	64,52	4,57
2028	Max	2598,42	2585,17	63,99	64,52	4,69
2029	Max	2664,48	2650,52	63,98	64,52	4,81
2030	Max	2730,58	2715,88	63,96	64,52	4,94
2031	Max	2795,90	2780,46	63,94	64,52	5,06
2032	Max	2862,31	2846,10	63,93	64,52	5,18
2033	Max	2928,77	2911,75	63,91	64,52	5,30

Tabla 3.23. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-ORIOLE

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR ORIOLE		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1381,18	1377,62	64,30	64,52	2,47
2020	Max	1447,14	1443,23	64,28	64,52	2,59
2021	Max	1512,65	1508,35	64,27	64,52	2,71
2022	Max	2202,66	2193,28	64,10	64,52	3,97
2023	Max	2268,60	2258,63	64,08	64,52	4,09
2024	Max	2334,19	2323,60	64,06	64,52	4,21
2025	Max	2400,42	2389,19	64,05	64,52	4,33
2026	Max	2466,38	2454,50	64,03	64,52	4,45
2027	Max	2532,38	2519,83	64,01	64,52	4,57
2028	Max	2598,41	2585,17	64,00	64,52	4,69
2029	Max	2664,48	2650,52	63,98	64,52	4,81
2030	Max	2730,57	2715,88	63,96	64,52	4,94
2031	Max	2795,90	2780,46	63,94	64,52	5,06
2032	Max	2862,31	2846,10	63,93	64,52	5,18
2033	Max	2928,76	2911,75	63,91	64,52	5,30

Tabla 3.24. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-IBIS

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR IBIS		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1380,62	1377,63	64,33	64,52	2,22
2020	Max	1446,53	1443,24	64,31	64,52	2,33
2021	Max	1511,97	1508,36	64,30	64,52	2,43
2022	Max	2201,17	2193,29	64,14	64,52	3,56
2023	Max	2267,01	2258,63	64,13	64,52	3,67
2024	Max	2332,50	2323,61	64,11	64,52	3,78
2025	Max	2398,62	2389,20	64,09	64,52	3,89
2026	Max	2464,48	2454,51	64,08	64,52	3,99
2027	Max	2530,37	2519,83	64,06	64,52	4,10
2028	Max	2596,29	2585,17	64,05	64,52	4,21
2029	Max	2662,24	2650,53	64,03	64,52	4,32
2030	Max	2728,22	2715,89	64,02	64,52	4,43
2031	Max	2793,42	2780,47	64,00	64,52	4,54
2032	Max	2859,70	2846,10	63,99	64,52	4,65
2033	Max	2926,03	2911,75	63,97	64,52	4,76

Tabla 3.25. Flujo de Potencia con el Conductor ACSR-LARK

Línea de Transmisión Macará-Zapotillo						
ACSR LARK		Barra Macara	Barra Zapotillo	Barra Zapotillo	Barra Macara	Cargabilidad [%]
Año	Demanda	Pin[kW]	Pout [kW]	Vr [kW]	Vs [kW]	
2019	Max	1380,64	1377,63	64,33	64,52	2,18
2020	Max	1446,55	1443,24	64,31	64,52	2,29
2021	Max	1512,00	1508,36	64,30	64,52	2,39
2022	Max	2201,22	2193,29	64,14	64,52	3,50
2023	Max	2267,07	2258,63	64,12	64,52	3,61
2024	Max	2332,56	2323,61	64,11	64,52	3,71
2025	Max	2398,69	2389,20	64,09	64,52	3,82
2026	Max	2464,55	2454,51	64,08	64,52	3,93
2027	Max	2530,44	2519,83	64,06	64,52	4,03
2028	Max	2596,36	2585,17	64,05	64,52	4,14
2029	Max	2662,32	2650,53	64,03	64,52	4,25
2030	Max	2728,30	2715,89	64,02	64,52	4,36
2031	Max	2793,51	2780,47	64,00	64,52	4,46
2032	Max	2859,80	2846,10	63,98	64,52	4,57
2033	Max	2926,12	2911,75	63,97	64,52	4,68

3.3.2.2 Regulación de Voltaje

Tabla 3.26. Cálculo Regulación de Voltaje para Conductores ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	1,43%	0,92%	0,74%	0,61%	0,50%
2020	1,51%	0,97%	0,79%	0,64%	0,53%
2021	1,59%	1,03%	0,83%	0,68%	0,56%
2022	2,44%	1,60%	1,32%	1,09%	0,91%
2023	2,52%	1,66%	1,36%	1,13%	0,94%
2024	2,61%	1,72%	1,41%	1,17%	0,98%
2025	2,69%	1,77%	1,46%	1,21%	1,01%
2026	2,78%	1,83%	1,50%	1,25%	1,05%
2027	2,86%	1,89%	1,55%	1,29%	1,08%
2028	2,95%	1,94%	1,60%	1,33%	1,12%
2029	3,03%	2,00%	1,65%	1,37%	1,15%
2030	3,12%	2,06%	1,70%	1,41%	1,19%
2031	3,20%	2,12%	1,74%	1,45%	1,22%
2032	3,29%	2,18%	1,79%	1,49%	1,26%
2033	3,38%	2,23%	1,84%	1,54%	1,29%

Tabla 3.27. Cálculo Regulación de Voltaje para Conductores ACSR PADRIDGE-LARK

Conductor	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	0,41%	0,34%	0,34%	0,29%	0,29%
2020	0,44%	0,36%	0,36%	0,32%	0,32%
2021	0,46%	0,39%	0,39%	0,34%	0,34%
2022	0,77%	0,66%	0,65%	0,58%	0,58%
2023	0,80%	0,68%	0,68%	0,61%	0,61%
2024	0,83%	0,71%	0,71%	0,63%	0,63%
2025	0,85%	0,73%	0,73%	0,66%	0,66%
2026	0,88%	0,76%	0,76%	0,68%	0,68%
2027	0,91%	0,79%	0,79%	0,70%	0,71%
2028	0,94%	0,81%	0,81%	0,73%	0,73%
2029	0,98%	0,84%	0,84%	0,75%	0,75%
2030	1,01%	0,87%	0,87%	0,78%	0,78%
2031	1,04%	0,89%	0,89%	0,80%	0,80%
2032	1,07%	0,92%	0,92%	0,83%	0,83%
2033	1,10%	0,95%	0,95%	0,85%	0,85%

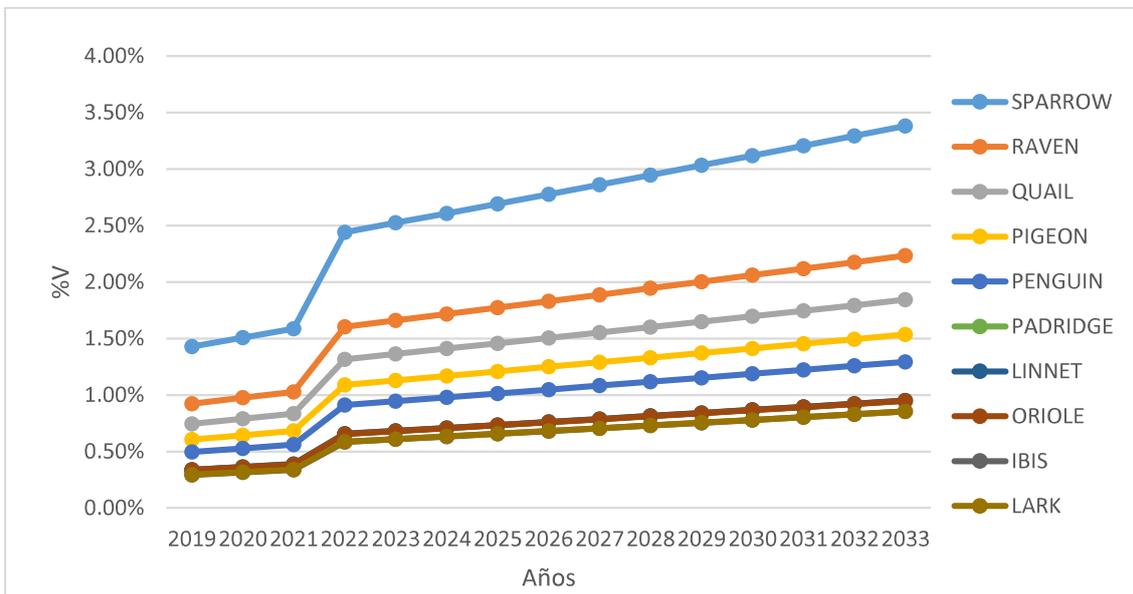


Fig. 3.23. Regulación de Voltaje para los Conductores Seleccionados

3.3.2.3 Eficiencia de energía

Tabla 3.28. Cálculo Eficiencia Energética Conductores ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	98,68%	99,18%	99,35%	99,49%	99,59%
2020	98,61%	99,14%	99,32%	99,46%	99,57%
2021	98,54%	99,09%	99,28%	99,43%	99,55%
2022	97,80%	98,64%	98,92%	99,15%	99,33%
2023	97,73%	98,59%	98,89%	99,12%	99,31%
2024	97,66%	98,55%	98,85%	99,10%	99,28%
2025	97,58%	98,50%	98,82%	99,07%	99,26%
2026	97,51%	98,46%	98,78%	99,04%	99,24%
2027	97,44%	98,41%	98,75%	99,01%	99,22%
2028	97,36%	98,37%	98,71%	98,98%	99,19%
2029	97,29%	98,32%	98,68%	98,95%	99,17%
2030	97,21%	98,27%	98,64%	98,93%	99,15%
2031	97,14%	98,23%	98,60%	98,90%	99,13%
2032	97,06%	98,18%	98,57%	98,87%	99,10%
2033	96,99%	98,14%	98,53%	98,84%	99,08%

Tabla 3.29. Cálculo Eficiencia Energética Conductores ACSR PADIRDGE-LARK

Conductor	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	99,67%	99,74%	99,74%	99,78%	99,78%
2020	99,66%	99,73%	99,73%	99,77%	99,77%
2021	99,64%	99,72%	99,72%	99,76%	99,76%
2022	99,46%	99,57%	99,57%	99,64%	99,64%
2023	99,44%	99,56%	99,56%	99,63%	99,63%
2024	99,43%	99,55%	99,55%	99,62%	99,62%
2025	99,41%	99,53%	99,53%	99,61%	99,60%
2026	99,39%	99,52%	99,52%	99,60%	99,59%
2027	99,37%	99,50%	99,50%	99,58%	99,58%
2028	99,36%	99,49%	99,49%	99,57%	99,57%
2029	99,34%	99,48%	99,48%	99,56%	99,56%
2030	99,32%	99,46%	99,46%	99,55%	99,54%
2031	99,30%	99,45%	99,45%	99,54%	99,53%
2032	99,28%	99,43%	99,43%	99,52%	99,52%
2033	99,27%	99,42%	99,42%	99,51%	99,51%

3.3.3 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.3.3.1 Pérdidas de Potencia por Efecto Joule

Tabla 3.30. Pérdidas de Potencia Por Efecto Joule ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor [kW]	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	11,96	7,41	5,84	4,61	3,65
2020	13,19	8,16	6,44	5,08	4,02
2021	14,47	8,95	7,06	5,57	4,41
2022	32,02	19,69	15,50	12,21	9,66
2023	34,09	20,96	16,49	12,99	10,27
2024	36,22	22,25	17,50	13,79	10,90
2025	38,44	23,60	18,56	14,62	11,56
2026	40,72	24,99	19,65	15,48	12,23
2027	43,08	26,43	20,78	16,36	12,93
2028	45,51	27,90	21,93	17,27	13,64
2029	48,02	29,42	23,12	18,20	14,38
2030	50,60	30,99	24,35	19,16	15,14
2031	53,22	32,58	25,59	20,14	15,91
2032	55,96	34,23	26,89	21,15	16,71
2033	58,79	35,94	28,22	22,20	17,54

Tabla 3.31. Pérdidas de Potencia Por Efecto Joule ACSR PADRIDGE-LARK

Conductor [kW]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
2019	2,92	2,31	2,31	1,94	1,96
2020	3,22	2,55	2,55	2,14	2,15
2021	3,52	2,79	2,79	2,34	2,36
2022	7,71	6,10	6,10	5,12	5,15
2023	8,19	6,49	6,48	5,44	5,48
2024	8,70	6,88	6,88	5,78	5,82
2025	9,22	7,30	7,30	6,12	6,17
2026	9,76	7,72	7,72	6,48	6,52
2027	10,31	8,16	8,16	6,85	6,89
2028	10,88	8,61	8,61	7,23	7,28
2029	11,47	9,08	9,07	7,61	7,67
2030	12,07	9,55	9,55	8,01	8,07
2031	12,68	10,04	10,03	8,42	8,48
2032	13,32	10,54	10,54	8,84	8,90
2033	13,98	11,06	11,06	9,28	9,34

3.3.3.2 Pérdidas de Energía por Efecto Joule

Tabla 3.32. Pérdidas de Energía por Efecto Joule ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor [kWh]	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	104770,62	64896,51	51190,83	40411,57	32005,86
2020	115534,45	71520,74	56403,57	44518,60	35253,03
2021	126790,97	78443,28	61849,77	48808,85	38644,67
2022	280468,62	172520,00	135754,75	106961,68	84580,90
2023	298601,90	183573,36	144425,98	113777,45	89960,59
2024	317261,37	194937,90	153338,85	120781,58	95488,10
2025	336716,28	206777,10	162621,49	128074,86	101242,85
2026	356728,47	218945,00	172159,11	135566,79	107153,45
2027	377384,65	231493,67	181992,43	143289,34	113244,95
2028	398690,46	244425,77	192123,36	151243,80	119518,31
2029	420651,60	257743,98	202553,69	159431,54	125974,63
2030	443269,70	271448,47	213283,40	167852,46	132613,66
2031	466250,86	285360,67	224172,67	176396,65	139348,75
2032	490253,06	299878,15	235532,37	185307,98	146372,07
2033	515041,94	314856,96	247249,14	194497,08	153612,79

Tabla 3.33. Pérdidas de Energía por Efecto Joule ACSR PADRIDGE-LARK

Conductor [kWh]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	25576,82	20268,08	20262,78	17020,79	17138,54
2020	28167,71	22318,49	22312,39	18741,12	18870,71
2021	30873,55	24459,89	24452,88	20537,69	20679,58
2022	67500,60	53435,46	53418,89	44842,41	45152,11
2023	71787,56	56825,49	56807,90	47685,26	48014,71
2024	76191,70	60308,00	60289,38	50605,48	50955,15
2025	80776,34	63932,92	63913,21	53645,05	54015,73
2026	85484,53	67655,20	67634,41	56765,99	57158,31
2027	90336,22	71490,56	71468,70	59981,62	60396,20
2028	95332,08	75439,58	75416,57	63292,28	63729,87
2029	100472,96	79502,82	79478,67	66698,55	67159,76
2030	105758,53	83680,11	83654,82	70200,19	70685,66
2031	111119,95	87916,90	87890,42	73751,54	74261,66
2032	116710,09	92334,02	92306,40	77453,83	77989,64
2033	122472,19	96886,54	96857,62	81269,27	81831,49

3.3.4 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR

Tabla 3.34. Datos necesarios para el cálculo de la ampacidad de conductores ACSR

V_w	Velocidad del viento	$\left[\frac{km}{h}\right]$	3.96
ϵ	Coefficiente de emisividad	Adimensional	0.5
α	Coefficiente de absorción	Adimensional	0.5
T_a	Temperatura ambiente del aire	[°C]	25
T_c	Temperatura máxima admisible del conductor	[°C]	75
	Hora de sol local	[AM]	12:00
H_c	Altitud del sol	[Grados]	59.40
Z_c	Alzimum del sol	[Grados]	37.83
Z_i	Alzimum de la línea	[Grados]	67.50
m.s.m	Altura sobre el nivel del mar	[m]	303
	Atmósfera	[Atmósfera]	Natural
Q_s	Radiación total del calor sol y del cielo	$\left[\frac{watts}{pie^2}\right]$	92.726
θ	Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares		63.749
μ_f	Viscosidad absoluta del aire	$\left[\frac{Lb}{hrpie}\right]$	0.0500
pf	Densidad del aire	$\left[\frac{Lb}{pie^3}\right]$	0.0634
kf	Conductividad térmica del aire	$\left[\frac{W}{pie\ ^\circ C}\right]$	0.00909

Tabla 3.35. Cálculo de la Ampacidad para Conductores ACSR desde SPARROW-PENGUIN

T [grados]	CONDUCTORES TIPO ACSR (AMPERIOS)				
	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
45	-	-	16,56	57,45	61,67
50	47,62	61,81	85,26	118,11	136,50
55	68,97	92,33	119,90	157,38	183,56
60	85,26	115,23	146,82	188,96	221,18
65	98,98	134,40	169,67	216,16	253,50
70	111,05	151,23	189,88	240,41	282,27
75	121,95	166,40	208,18	262,50	308,46

Tabla 3.36. Cálculo de la Ampacidad para Conductores ACSR desde PADRIDGE-LARK

T [grados]	CONDUCTORES TIPO ACSR (AMPERIOS)				
	PADRIGDE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
45	51,23	46,63	102,67	136,74	134,73
50	151,34	174,27	204,56	244,12	244,35
55	208,57	242,91	271,37	318,03	319,25
60	253,61	296,56	325,24	378,35	380,26
65	292,04	342,21	371,72	430,68	433,14
70	326,14	382,65	413,21	477,55	480,48
75	357,10	419,32	451,03	520,38	523,72

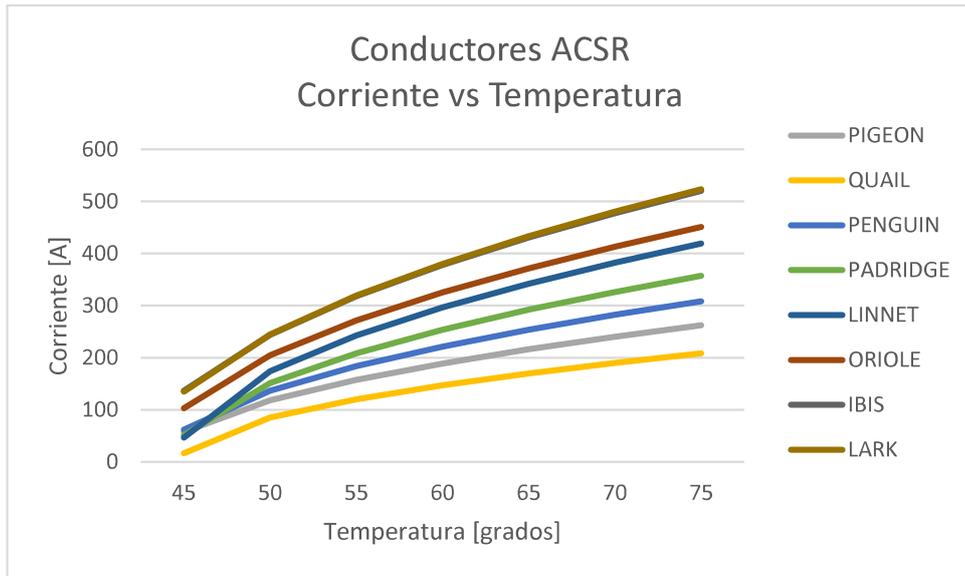


Fig. 3.24. Curva de ampacidad vs temperatura para los conductores seleccionados
[Elaboración Propia]

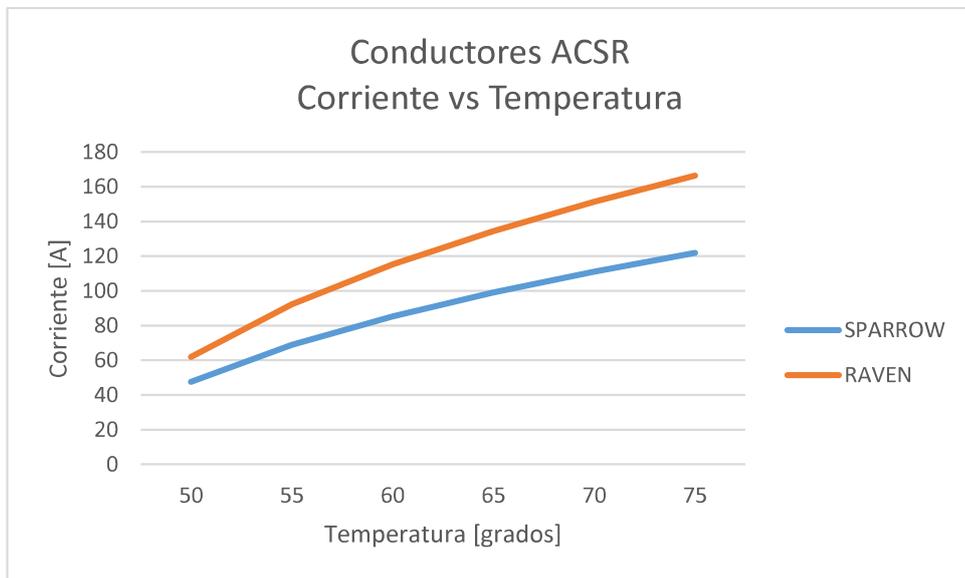


Fig. 3.25. Curva de ampacidad vs temperatura para los conductores seleccionados
[Elaboración Propia]

3.3.5 EFECTO CORONA

Tabla 3.37 Datos necesarios para el análisis del Efecto Corona

VN	Voltaje Nominal	[kV]	69
N	Conductor por fase	Adimensional	1
Y	Altura promedio sobre el nivel del mar	[m]	303
θ	Temperatura media del ambiente	[°C]	25.6
h	Presión barométrica	[cmHg]	72
δ	Factor de corrección de la densidad del aire	Adimensional	0.72265
DMG	Distancia media geométrica	[cm]	811.17
Umax	Tensión compuesta más elevada	[kV]	72.5
mc	Coeficiente de rugosidad	Adimensional	0.87
mt-seco	Coeficiente meteorológico	Adimensional	1

Tabla 3.38. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR SPARROW

ACRS SPARROW		2	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	0,8	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	126,626615	

Tabla 3.39. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR RAVEN

ACRS RAVEN		1/0	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,01	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	154,482419	

Tabla 3.40. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR QUAIL

ACRS QUAIL		2/0	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,14	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	171,209858	

Tabla 3.41. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR PIGEON

ACRS PIGEON		3/0	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,43	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	207,351649	

Tabla 3.42. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR PENGUIN

ACRS PENGUIN		4/0	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,63	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	231,472407	

Tabla 3.43. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR PADRIDGE

ACRS PADRIDGE		266,8	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,83	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	255,030571	

Tabla 3.44. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR LINNET

ACRS LINNET		336,8	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,88	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	260,839742	

Tabla 3.45. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR ORIOLE

ACRS ORIOLE		336,8	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	1,99	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	273,513972	

Tabla 3.46. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR IBIS

ACRS IBIS		336,8	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	2,05	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	280,368068	

Tabla 3.47. Cálculo Tensión Disruptiva para conductor ACSR LARK

ACRS LARK		397,5	MCM	Tiempo Seco
r	radio del conductor	[cm]	2,18	No Corona
β	Factor de disposiciones de haces	Adimensional	1	
Uc. Seco	Tensión compuesta crítica disruptiva-Tiempo seco	[kV]	295,082344	

3.3.6 CÁLCULO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

3.3.6.1 Selección de Aisladores por Distancia de Fuga

Para nuestro caso, se puede considerar un ambiente con nivel de contaminación ligero, de acuerdo a la tabla 2.9 la distancia mínima de fuga recomendada de fase a tierra es de 28mm/kV.

La cantidad de aisladores por cadena se calcula de acuerdo a la ecuación 2.42 y 2.43.

De acuerdo a la norma IEC 62271-1 el factor de corrección será igual a 1, debido a que ninguna estructura metálica se encuentra en una altitud superior a los 1000 m.s.n.m. Mientras que para la distancia de fuga del aislador se emplea el valor de 320.675mm, obtenido de catálogos del fabricante.

A continuación, se detalla el procedimiento para determinar el número de aisladores por cadena

$$L_f = \frac{72.5}{\sqrt{3}} * 28 * 1 = 1172.02 [mm] \quad (3.4)$$

$$N_a = \frac{1172.02}{320.68} = 3.65 \approx 4 \quad (3.5)$$

A partir de la ecuación 3.2, se determina que se requiere una cadena de 4 aisladores para estructuras de suspensión y 5 aisladores para estructuras de retención o amarre para la línea de transmisión Macará-Zapotillo.

Una vez realizado el cálculo anterior, se procede a verificar que los voltajes críticos disruptivos tanto para ondas de impulso atmosféricas como de frecuencia industrial no presenten un número de aisladores superior al calculado por el nivel de contaminación.

- **Sobrevoltajes a frecuencia industrial**

Factor de Sobretensión a frecuencia industrial: 1.1

Máxima tensión de servicio en condiciones normales: 72.5kV

Número de desviaciones estándar alrededor de la media: 3.5

Desviación estándar: 2%

Cálculo de Tensión Crítica Disruptiva:

$$CFO = 1.10 * \frac{72.5}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} * \frac{1}{(1-3.5*0.02)} = 70.02 kV \quad (3.6)$$

Luego, se procede a realizar el cálculo a condiciones de trabajo reales

Fatores de corrección:

Densidad relativa del aire: 1.00

$$CFO = \frac{70.02}{0.9*0.95*1} = 81.89 \text{ kV} \quad (3.7)$$

A partir del resultado del CFO, y con la información del fabricante del aislador ANSI-52-3, se determina que se requiere una cadena de 2 aisladores.

- **Sobrevoltajes de Impulso por descargas atmosféricas**

Nivel de Aislamiento: 350kV

Número de desviaciones estándar alrededor de la media: 1.3

Desviación estándar: 3%

Densidad relativa del aire: 1.00

Cálculo de Tensión Crítica Disruptiva:

CFO =Cálculo de Tensión Crítica Disruptiva:

$$CFO = \frac{350}{(1-1.3*0.03)*1} = 364.20 \text{ kV} \quad (3.8)$$

Luego, se procede a realizar el cálculo a condiciones de trabajo reales

Fatores de corrección:

Densidad relativa del aire: 1

$$CFO = \frac{364.20}{1.00} = 364.20 \text{ kV} \quad (3.9)$$

A partir del resultado del CFO, y con la información del fabricante del aislador ANSI-52-3, se determina que se requiere una cadena de 4 aisladores.

Se puede verificar que el número de aisladores a partir del nivel de contaminación cumple con los requerimientos de nivel aislamiento tanto para sobretensiones a frecuencia industrial como de sobretensiones de impulso por descargas atmosféricas.

3.3.6.1 Diseño de Puesta a Tierra

Para el presente estudio debido a que no se cuenta con estudios de suelos, ni mediciones de resistividad en la zonas de ubicación de las estructuras soportantes, se empleara tabla 2.12 tomada de la IEEE Std. 81.

Para la estratificación y clasificación del suelo de la zona de influencia de la línea de subtransmisión de la línea Macará-Zapotillo 69kV, se empleará la información obtenida en el “Estudio de Geofísica de Suelos y Caudales de Pozos en Zapotillo” realizado por el MSc. Ing. Milton Montalvo, con fecha de abril del 2016. El cual fue utilizado para el diseño del Plan Maestro de Agua Potable del cantón Zapotillo.

En el mencionado estudio se determina lo siguiente “La geología de la zona de estudio se la encuentra en la formación Zapotillo, en donde consiste principalmente de gravaca y lutitas negras con conglomerados locales de capas que varían entre 0.5 cm a 3 cm. Las gravacas son de color café amarillento y contienen concreciones esferoidales. Son comunes lo hundimientos intraformales y estratificación gradada los cuales indican inestabilidad y corrientes de turbidez durante la depositación. Las lutitas negras son muy uniformes y contienen moldes de inoceramus, el único fósil reconocible en la formación. Las lutitas ocupan terrenos bajos y son menos resistentes a la erosión que la gravaca. ”

Además, el estudio indica que en la formación del cantón Zapotillo existe la presencia de Inoceramus, la cual corresponde a una edad cretácea superior.

Por lo que, a partir de la información mencionada y bajo el criterio Ing. Fabricio Moreno Ordoñez, responsable de la Dirección de Agua Potable del SENAGUA zonal 7, se determinó que el tipo suelo en la zona influencia del presente estudio es de tipo lutitas, perteneciente a la edad carbonífero triásico. Y de acuerdo a la tabla 2.12, se asume un valor de resistencia de entre 100-200 ohmios.

En este proyecto, el diseño de puesta a tierra será realizado mediante varilla copperweld de 16 mm y 2.4 metros de largo, de tipo 2 AWG. En caso de que la puesta a tierra sea superior a 20 ohmios, se deberá encontrar con una disposición geométrica que cumpla la normativa.

Tabla 3.48. Datos para el cálculo de puesta a tierra

Datos		
Longitud de la varilla	m	2.40
Radio de la varilla	mm	7.94
Separación de varillas	m	6.00
Radio equivalente de dos varillas	m	0.22
Radio equivalente de cuatro varillas	m	1.25
Número de desviaciones estándar alrededor de la media	u	1.30
Porcentaje de Probabilidad	%	70.00

Tabla 3.49. Cálculo de Puesta a Tierra para la Línea de Subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV

Caso	Resistividad del Suelo						Resistencia de Puesta a Tierra (ohms)				Selección
	Medición	Xpromedio	S	P	F(z)	Lnp=sz+Xprom	Cálculo	Una Varilla	Dos varillas	Cuatro Varillas	
1	100.00	4.61	1.30	0.70	0.0968	4.73	113.41	48.18	23.25	10.13	4 Var
2	150.00	5.01	1.30	0.70	0.0968	5.14	170.12	72.26	34.87	15.20	4 Var
3	200.00	5.30	1.30	0.70	0.0968	5.42	226.82	96.35	46.50	20.27	4 Var

A partir de los resultados de la tabla 3.49, y en función del tipo de suelo de la zona influencia de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV, se requiere un sistema de puesta a tierra conformado por 4 varillas copperweld de 16mm.

Es suma importancia tener en cuenta que el presente estudio, se lo realiza con el fin de obtener un cálculo muy aproximado del diseño de la puesta a tierra.

Cabe recalcar, que la metodología propuesta si bien puede llegar a ser muy aproximada, no podrá ser reemplazada por la mediciones en campo; que se deberán realizar al momento de realizar los estudios definitivos de la línea.

3.3.7 CÁLCULO CONDUCTOR ECONÓMICO

3.3.7.1 Cálculo del Costo del Conductor

En la siguiente tabla se presentan los precios unitarios de los conductores seleccionados a partir de una cotización con la empresa Electrocables S.A

Tabla. 3.50. Cotización de Precios Unitarios de Conductores ACSR

CALIBRE	CLAVE	PRECIO UDS / KM
AWG 2 (6/1)	SPARROW	862
AWG 1/0 (6/1)	RAVEN	1,320
AWG 2/0 (6/1)	QUAIL	1,625
AWG 3/0 (6/1)	PIGEON	2,058
AWG 4/0 (6/1)	PENGUIN	2,522
MCM 266,8 (26/7)	* PARTRIDGE	3,750
MCM 336,4 (26/7)	* LINNET	4,636
MCM 336,4 (30/7)	* ORIOLE	5,002
MCM 397,5 (26/7)	* IBIS	5,496
MCM 397,5 (30/7)	* LARK	6,070

3.3.7.2 Cálculo de Costos de Pérdidas

3.3.7.2.1 Cálculo del Costo de Pérdidas de Potencia Joule (CPPJ)

Tabla 3.51. Costo de Pérdidas de Potencia por Efecto Joule ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor [\$USD]	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	818,07	506,73	399,71	315,54	249,91
2020	902,12	558,45	440,41	347,61	275,26
2021	990,01	612,50	482,94	381,11	301,75
2022	2189,96	1347,07	1060,00	835,18	660,43
2023	2331,55	1433,38	1127,71	888,40	702,43
2024	2477,25	1522,12	1197,30	943,09	745,59
2025	2629,15	1614,56	1269,78	1000,04	790,53
2026	2785,41	1709,57	1344,26	1058,54	836,68
2027	2946,70	1807,55	1421,04	1118,83	884,24
2028	3113,06	1908,53	1500,14	1180,94	933,23
2029	3284,54	2012,52	1581,58	1244,88	983,64
2030	3461,15	2119,53	1665,36	1310,63	1035,48
2031	3640,59	2228,16	1750,39	1377,34	1088,07
2032	3828,00	2341,51	1839,09	1446,93	1142,91
2033	4021,56	2458,47	1930,58	1518,68	1199,44

Tabla 3.52. Costo de Pérdidas de Potencia por Efecto Joule ACSR desde PADRIDGE-LARK

Conductor [USD]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	199,71	158,26	158,22	132,90	133,82
2020	219,94	174,27	174,22	146,33	147,35
2021	241,07	190,99	190,93	160,36	161,47
2022	527,06	417,24	417,11	350,14	352,56
2023	560,53	443,71	443,57	372,34	374,91
2024	594,92	470,90	470,75	395,14	397,87
2025	630,72	499,20	499,05	418,87	421,77
2026	667,48	528,27	528,10	443,24	446,30
2027	705,37	558,21	558,04	468,35	471,59
2028	744,37	589,05	588,87	494,20	497,62
2029	784,51	620,78	620,59	520,80	524,40
2030	825,79	653,39	653,20	548,14	551,93
2031	867,65	686,47	686,27	575,87	579,85
2032	911,30	720,96	720,75	604,78	608,96
2033	956,29	756,51	756,29	634,57	638,96

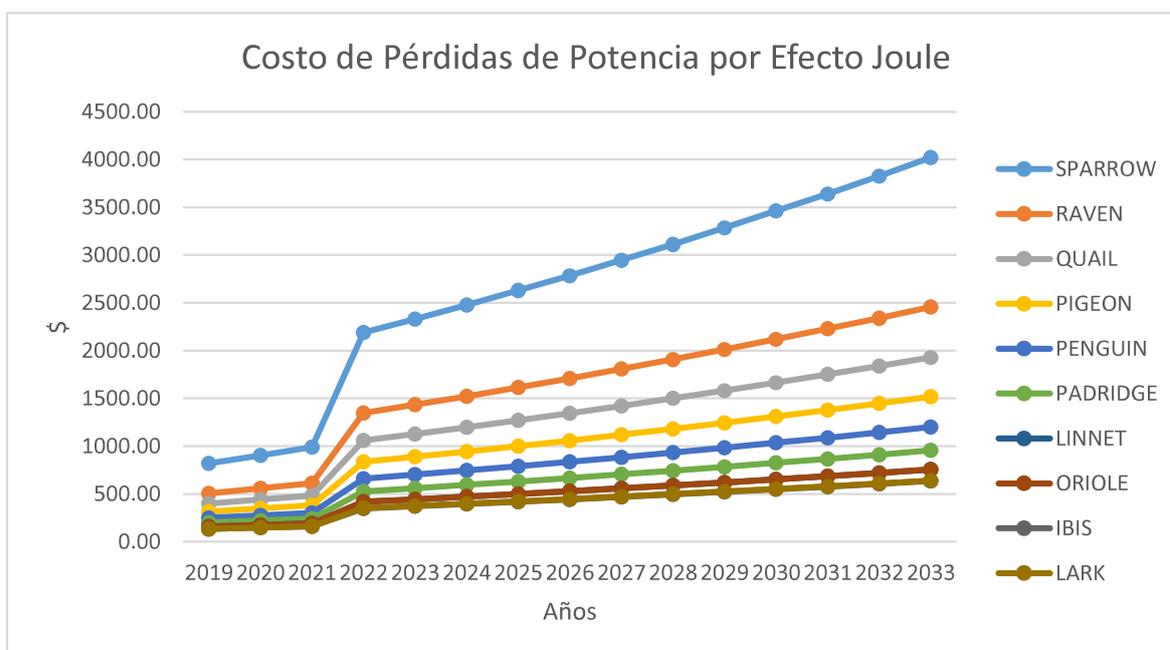


Fig. 3.26. Costo de pérdidas por efecto joule para los conductores seleccionados [Elaboración Propia]

3.3.7.2.2 Cálculo del costo de pérdidas de energía Joule (CPEJ)

Tabla 3.53. Costo de Pérdidas de Energía por Efecto Joule ACSR desde SPARROW-PENGUIN

Conductor [\$USD]	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	4913,74	3043,65	2400,85	1895,30	1501,07
2020	5418,57	3354,32	2645,33	2087,92	1653,37
2021	5946,50	3678,99	2900,75	2289,14	1812,43
2022	13153,98	8091,19	6366,90	5016,50	3966,84
2023	14004,43	8609,59	6773,58	5336,16	4219,15
2024	14879,56	9142,59	7191,59	5664,66	4478,39
2025	15791,99	9697,85	7626,95	6006,71	4748,29
2026	16730,57	10268,52	8074,26	6358,08	5025,50
2027	17699,34	10857,05	8535,44	6720,27	5311,19
2028	18698,58	11463,57	9010,59	7093,33	5605,41
2029	19728,56	12088,19	9499,77	7477,34	5908,21
2030	20789,35	12730,93	10002,99	7872,28	6219,58
2031	21867,17	13383,42	10513,70	8273,00	6535,46
2032	22992,87	14064,29	11046,47	8690,94	6864,85
2033	24155,47	14766,79	11595,98	9121,91	7204,44

Tabla 3.54. Costo de Pérdidas de Energía por Efecto Joule ACSR PADRIDGE-LARK

Conductor [\$USD]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	1199,55	950,57	950,32	798,28	803,80
2020	1321,07	1046,74	1046,45	878,96	885,04
2021	1447,97	1147,17	1146,84	963,22	969,87
2022	3165,78	2506,12	2505,35	2103,11	2117,63
2023	3366,84	2665,12	2664,29	2236,44	2251,89
2024	3573,39	2828,45	2827,57	2373,40	2389,80
2025	3788,41	2998,45	2997,53	2515,95	2533,34
2026	4009,22	3173,03	3172,05	2662,32	2680,72
2027	4236,77	3352,91	3351,88	2813,14	2832,58
2028	4471,07	3538,12	3537,04	2968,41	2988,93
2029	4712,18	3728,68	3727,55	3128,16	3149,79
2030	4960,08	3924,60	3923,41	3292,39	3315,16
2031	5211,53	4123,30	4122,06	3458,95	3482,87
2032	5473,70	4330,47	4329,17	3632,58	3657,71
2033	5743,95	4543,98	4542,62	3811,53	3837,90

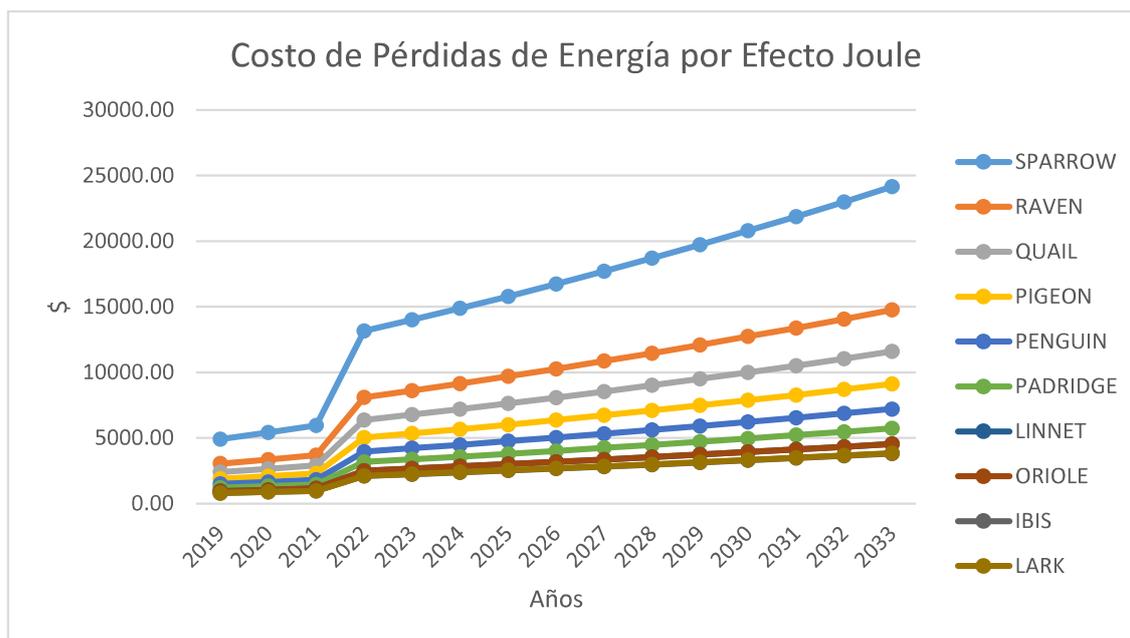


Fig. 3.27. Costo de energía por efecto joule para los conductores seleccionados
[Elaboración Propia]

3.3.7.3 Costo Total de Pérdidas (CP)

Tabla 3.55. Costo de Total de Pérdidas por Efecto Joule ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor [\$USD]	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	5731,81	3550,37	2800,56	2210,85	1750,98
2020	6320,68	3912,77	3085,74	2435,53	1928,63
2021	6936,51	4291,49	3383,69	2670,25	2114,18
2022	15343,94	9438,26	7426,90	5851,68	4627,27
2023	16335,98	10042,97	7901,29	6224,56	4921,58
2024	17356,80	10664,71	8388,90	6607,75	5223,98
2025	18421,15	11312,41	8896,73	7006,75	5538,82
2026	19515,98	11978,09	9418,52	7416,62	5862,17
2027	20646,04	12664,61	9956,48	7839,10	6195,43
2028	21811,65	13372,10	10510,73	8274,28	6538,63
2029	23013,10	14100,71	11081,35	8722,22	6891,85
2030	24250,50	14850,46	11668,36	9182,91	7255,06
2031	25507,75	15611,57	12264,09	9650,35	7623,52
2032	26820,87	16405,80	12885,56	10137,87	8007,76
2033	28177,03	17225,26	13526,56	10640,59	8403,88

Tabla 3.56. Costo de Total de Pérdidas por Efecto Joule ACSR PADRIDGE-LARK

Conductor [\$USD]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	1399,26	1108,83	1108,54	931,18	937,62
2020	1541,01	1221,00	1220,67	1025,29	1032,38
2021	1689,04	1338,16	1337,77	1123,58	1131,34
2022	3692,84	2923,36	2922,45	2453,25	2470,19
2023	3927,37	3108,82	3107,86	2608,78	2626,80
2024	4168,31	3299,34	3298,32	2768,54	2787,67
2025	4419,13	3497,66	3496,58	2934,83	2955,10
2026	4676,71	3701,30	3700,16	3105,57	3127,03
2027	4942,13	3911,12	3909,93	3281,49	3304,17
2028	5215,45	4127,16	4125,91	3462,61	3486,55
2029	5496,70	4349,46	4348,14	3648,96	3674,19
2030	5785,86	4577,99	4576,61	3840,53	3867,09
2031	6079,17	4809,78	4808,33	4034,82	4062,72
2032	6385,00	5051,43	5049,92	4237,36	4266,67
2033	6700,24	5300,49	5298,91	4446,10	4476,86

3.3.7.4 Costo Total de Pérdidas a Valor Presente

Tabla 3.57. Valor Presente del Costo de Total de Pérdidas ACSR SPARROW-PENGUIN

Conductor [\$USD]	SPARROW	RAVEN	QUAIL	PIGEON	PENGUIN
Calibre (MCM)	2	1/0	2/0	3/0	4/0
2019	5331,92	3302,67	2605,17	2056,60	1628,82
2020	5469,49	3385,85	2670,19	2107,55	1668,91
2021	5583,62	3454,48	2723,74	2149,44	1701,83
2022	11489,55	7067,38	5561,27	4381,74	3464,90
2023	11378,97	6995,52	5503,71	4335,77	3428,17
2024	11246,54	6910,32	5435,68	4281,56	3384,94
2025	11103,44	6818,61	5362,55	4223,35	3338,55
2026	10942,65	6716,14	5280,98	4158,51	3286,93
2027	10768,63	6605,65	5193,14	4088,75	3231,43
2028	10582,88	6488,06	5099,74	4014,63	3172,51
2029	10386,81	6364,26	5001,49	3936,71	3110,59
2030	10181,67	6235,03	4899,01	3855,48	3046,07
2031	9962,36	6097,29	4789,89	3769,06	2977,46
2032	9744,38	5960,45	4681,50	3683,22	2909,33
2033	9522,88	5821,55	4571,52	3596,16	2840,23

Tabla 3.58. Valor Presente del Costo de Total de Pérdidas ACSR PADRIDGE-LARK

Conductor [USD]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336,8	336,8	336.8	397.5
2019	1301,64	1031,47	1031,20	866,21	872,20
2020	1333,48	1056,58	1056,29	887,22	893,35
2021	1359,61	1077,16	1076,86	904,44	910,69
2022	2765,20	2189,01	2188,33	1836,99	1849,68
2023	2735,64	2165,48	2164,81	1817,17	1829,72
2024	2700,91	2137,85	2137,19	1793,90	1806,30
2025	2663,65	2108,23	2107,58	1768,98	1781,20
2026	2622,24	2075,32	2074,69	1741,30	1753,33
2027	2577,74	2039,98	2039,35	1711,57	1723,40
2028	2530,50	2002,48	2001,86	1680,04	1691,65
2029	2480,90	1963,10	1962,50	1646,93	1658,32
2030	2429,22	1922,09	1921,51	1612,46	1623,61
2031	2374,29	1878,52	1877,95	1575,85	1586,75
2032	2319,76	1835,25	1834,70	1539,49	1550,14
2033	2264,45	1791,39	1790,85	1502,63	1513,02

3.3.7.5 Costo Total

Tabla 3.59. Costo neto y pérdidas totales de los conductores

Conductor	Calibre	Costo del Conductor [USD]	Total de Pérdidas [USD]	Costo Neto del Conductor [USD]
SPARROW	1/0	38790	114466,1671	153256,17
RAVEN	2/0	59400	70343,96736	129743,97
QUAIL	3/0	73125	55336,66805	128461,67
PIGEON	4/0	92610	43590,1066	136200,11
PENGUIN	266,8	113490	34463,65156	147953,65
PADRIDGE	336,8	168750	27500,72292	196250,72
LINNET	336,8	208620	21768,73669	230388,74
ORIOLE	336,8	225090	21762,16251	246852,16
IBIS	397,5	247320	18267,21073	265587,21
LARK	477	273150	18393,46647	291543,47

3.3.7.6 Evaluación Técnica-Económica

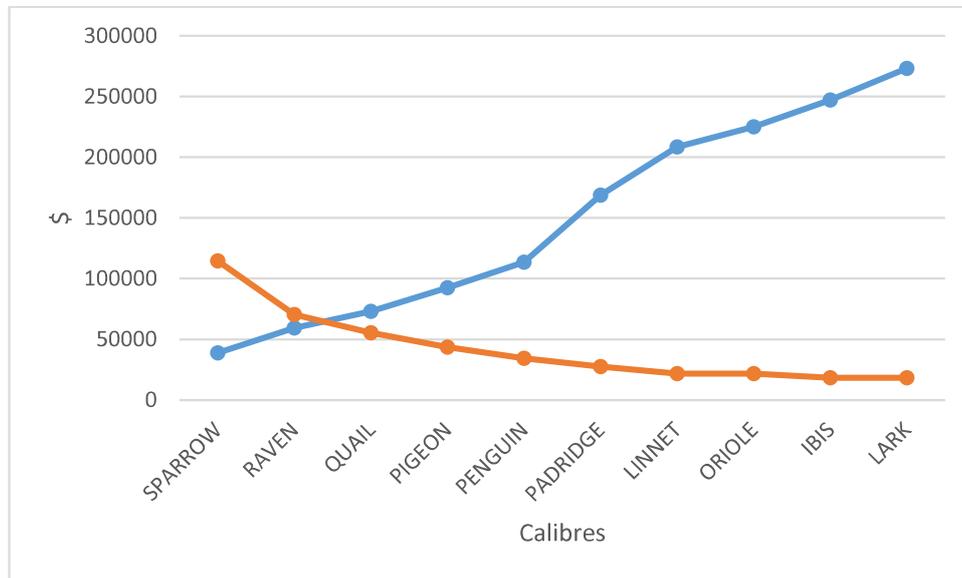


Fig. 3.28. Curva de costos del conductor vs costos de pérdidas

El conductor económico se encuentra en el rango entre Raven y Quail, pero se será necesario verificar si cumple con los requerimientos mecánicos bajo las normativas establecidas.

3.3.8 DISTANCIAS DE SEGURIDAD (ARCONEL REGULACIÓN 01/18)

3.3.8.1 Franja de Servidumbre

El ancho de la franja de servidumbre para la línea de transmisión Macará-Zapotillo será 8 metros para cada lado de la estructura de soporte.

3.3.8.2 Distancias Verticales de Seguridad

Tabla 3.60. Distancias mínimas de seguridad vertical de conductores adyacentes, pero no adheridos a edificaciones y otras instalaciones para la Línea de Transmisión Macará-Zapotillo.

Distancia (m)	Conductores	Partes Rígidas no Energizadas
	69kV	69kV
Vertical arriba o debajo de techos o proyectos no accesibles a personas	4.31	4.11
Vertical arriba o debajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas	4.61	4.51

Fuente: Elaboración propia

3.3.8.3 Distancias Horizontales de Seguridad

Tabla 3.61. Distancias mínimas de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes para la Línea de Transmisión Macará-Zapotillo.

Voltaje de Línea	Distancia de Seguridad Horizontal (m)
69kV	2.81

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.62. Distancias mínimas de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones bajo viento para la Línea de Transmisión Macará-Zapotillo.

Voltaje de Línea	Distancia de Seguridad Horizontal (m)
69kV	1.91

Fuente: Elaboración propia

3.3.8.4 Distancia de Conductores a otras Estructuras de Soporte

- 1.5 metros de distancia mínima horizontal
- 1.7 metros de distancia mínima vertical

3.3.8.5 Distancias Mínimas de Seguridad para Vías de Tránsito

Tabla 3.63. Las distancias verticales y horizontales para la Línea de Transmisión Macará-Zapotillo

Naturaleza de la Superficie bajo los conductores	Conductores 69kV
	m
Vías Férreas	8.61
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para el tránsito	6.11
Aceras o caminos accesibles solo a peatones	4.91
Aguas donde no está permitida la navegación	5.71
Aguas navegables, incluyendo, lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción	
e) Hasta 8 km ²	6.7
f) Mayor a 8 hasta 80 km ²	9.2
g) Mayor de 80 hasta 800km ²	11.00
h) Arriba de 800 km ²	12.81

Fuente: Elaboración propia

3.4 DISEÑO MECÁNICO

3.4.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A PARTIR DE LAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

3.4.1.1 Acciones sobre los Conductores

Las acciones sobre los conductores para el diseño de la línea de transmisión Macará-Zapotillo están detalladas en el Anexo 2.

3.4.1.2 Ecuación de Cambio de Estado

La hipótesis de cálculo para la línea de transmisión Macará-Zapotillo se ha planteado bajo las normas establecidas en el “Proyecto de Normalización para Diseños de Líneas de Transmisión de Aéreas hasta 230 kV”, EPN, 2011

Estado I.- Este estado presenta la temperatura mínima, determina la flecha mínima de los conductores, al igual que una de las condiciones para definir la tensión máxima de conductores. Las condiciones son:

- Zona B
- Temperatura: 5°C
- Viento: 0 Km/h

Los porcentajes de las tensiones máximas admisibles no deben exceder el 33.33% de la tensión de rotura.

Estado II.- Establece una condición máxima de carga mecánica de los conductores, pero no asegura una condición de flecha máxima. Las condiciones para el cálculo mecánico son:

- Zona B
- Temperatura: 18°C

- Viento: 90 km/h

Los porcentajes de las tensiones máximas admisibles no deben exceder el 33.33% de la tensión de rotura.

Estado III.- Es la condición de operación normal de la línea, más conocido como estado de todo los días, que determina las flechas y tensiones normales, para los conductores de fase. Sus condiciones son:

- Zona C
- Temperatura: 50°C
- Viento: 0 km/h

Para este caso los porcentajes de las tensiones máximas admisibles no deben exceder el 22% de la tensión de rotura.

Estado IV.- Determina la flecha máxima y tensión mínima, y trabaja a la temperatura de emergencia (máxima operación). Sus condiciones con:

- Zona C
- Temperatura: 70°C
- Viento: 0 km/h

En la siguiente tabla se indica el resumen del cálculo mecánico de los conductores seleccionados. En el ANEXO 3 se indican a detalle los cálculos realizados

Tabla. 3.64. Cálculo Mecánico de Conductores de Fase Seleccionados

ACCR QUAIL	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	5	0	690.24	28.71	6.08	2519.12
	Estado II	18	90	889.32	36.99	8.03	1908.41
	Estado III	50	0	528.88	22	7.93	1930.22
	Estado IV	70	0	480.17	19.97	8.74	1752.44
ACCR PIGEON	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	5	0	859.90	28.64	6.14	2492.46
	Estado II	18	90	1061.71	35.36	7.88	1944.52
	Estado III	50	0	660.44	22	8.00	1914.32
	Estado IV	70	0	600.19	19.99	8.81	1739.68
ACCR PENGUIN	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	5	0	1084.54	28.65	6.14	2493.20
	Estado II	18	90	1282.61	33.88	7.69	1991.61
	Estado III	50	0	832.92	22	8.00	2493.20
	Estado IV	70	0	756.92	19.99	8.81	1740.05
	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]

ACCR PADRIDGE	Estado I	5	0	1501.01	29.28	5.57	2749.10
	Estado II	18	90	1675.72	32.70	7.03	2179.09
	Estado III	50	0	1127.50	22	7.41	2065.02
	Estado IV	70	0	1015.29	19.81	8.24	1859.51

El conductor de protección para la línea de transmisión Macará-Zapotillo, será el OPGW-24 hilos, el cual cumple con los requerimientos técnicos para la transferencia de información solicitados por el Centro de Control de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.

Tabla. 3.65. Cálculo Mecánico del Conductor de Protección Seleccionado

	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
OPGW- 24HILOS	Estado I	5	0	1564.10	30.69	3.63	4215.90
	Estado II	18	90	1634.50	32.01	5.21	2939.75
	Estado III	50	0	1121.12	22	5.069	3021.89
	Estado IV	70	0	975.66	19.14	5.82	2629.81

3.4.1.3 Criterios Empleados para la Selección del Conductor

Tabla. 3.66. Flechas en el estado III, porcentaje de tensión máxima admisibles, y costos totales de los conductores seleccionados.

Conductor	Flecha en estado III [m]	Tensión Máxima [%]	TR	CT=CC+CP [USD\$]
QUAIL	7.93	36.99		128461,67
PIGEON	8.00	35.36		136200,11
PENGUIN	8.00	33.88		147953,65
PADRIDGE	7.41	32.70		196250,72

Como se puede observar el conductor Padridge tiene la menor flecha en el estado III, y su porcentaje de tensión admisible es menor al 33%, de tal forma que cumple con los requerimiento mecánicos. Sin embargo, su costo total es el más elevado en comparación con los conductores Quail, Pigeon, Penguin, los cuales no pueden ser seleccionados debido a que superan el porcentaje de tensión admisible. Por lo que para la Línea de Transmisión Macará-Zapotillo se seleccionará el conductor Padridge.

Tabla 3.67. Características del Conductor de Fase Seleccionado para Línea Macará-Zapotillo

Tipo	ACSR
Calibre	266.8 MCM
Composición	26/7(26*2.573+7*2.0)
Coefficiente de dilatación lineal	0.0000189 [°C]
Módulo de Elasticidad	8400 [kg/mm ²]
Sección Total	135.19 [mm ²]
Tensión de Rotura	5125 [kg]
Diámetro	16.30 [mm]
Peso Unitario	0.546 [kg/m]
Resistencia DC a 20 °C	0.2091[ohm/km]

Tabla 3.68. Características del Conductor de Protección Seleccionado para Línea Macará-Zapotillo

Tipo	OPGW
Aplicación	Protección
Composición	24 fibras
Coefficiente de dilatación lineal	0.0000172 [°C]
Módulo de Elasticidad	9800 [kg/mm ²]
Sección Total	90 [mm ²]
Tensión de Rotura	5096 [kg]
Diámetro	12.50 [mm]
Peso Unitario	0.371 [kg/m]

3.4.2 SELECCIÓN Y UBICACIÓN ÓPTIMA ESTRUCTURAS SOPORTANTES

3.4.2.1 Trazado de la Ruta

Para determinar la trayectoria de la línea de transmisión Macará-Zapotillo, se trató de evitar zonas pobladas urbanas, y posibles expansiones. Además, se toma en cuenta los costos que representarían las indemnizaciones debido a la franja de servidumbre.

También se trató de evitar los ríos y alimentadores primarios. De tal forma que el trazado de la línea de transmisión atravesará por una zona montañosa de tipo cordillera tropical andina, y ya en su tramo final pasará por una planicie desértica. Cabe recalcar que la ruta seleccionada está cercana a vía intercantonal Saucillo.

La trayectoria de la línea comprenderá zonas desde los 230 hasta los 580 m.s.n.m. El punto de salida de la línea será la Subestación Macará con coordenadas 617654.68 m E y 9516964.97 m S. Mientras que el punto de llegada será la subestación Zapotillo con coordenadas 586417.00 m E y 9522063.00 m S. En la siguiente figura se indica la ruta de la línea de transmisión.



Fig. 3.29. Trazado de la ruta de la línea de transmisión Macará-Zapotillo

- Torre 22AP50°

Torre metálica en celosía de anclaje de 21 metros de altura y para ángulo deflexión máximo de 50°.

Tabla 3.70. Límites de utilización 22AP50

Vano máximo admisible	345m
Vano viento	530m
Vano peso	700m
Ángulo de línea	50°

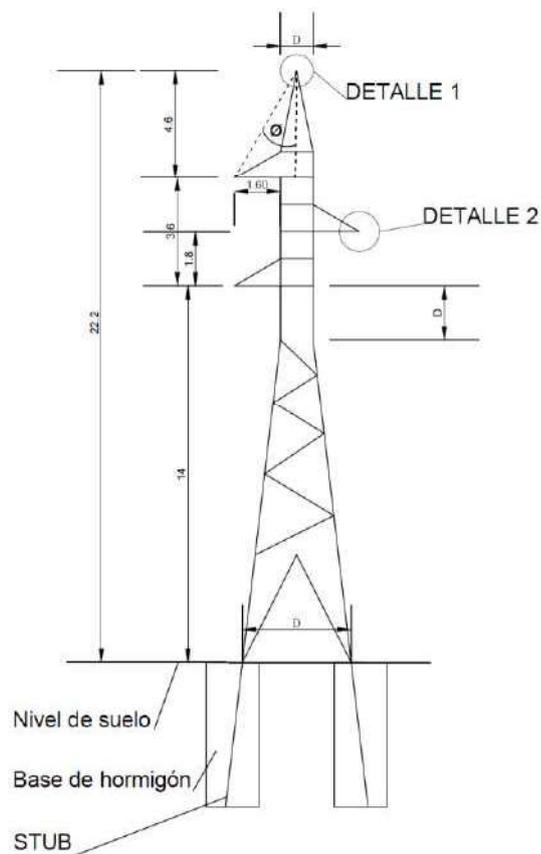


Fig. 3.31. Estructura Soportante 22AP50

- Torre 28SL2°

Torre metálica en celosía de suspensión de 28 metros de altura y para ángulo deflexión máximo de 2°.

Tabla 3.71. Límites de utilización 28SL2

Vano máximo admisible	694m
Vano viento	500m
Vano peso	600m
Ángulo de línea	2°

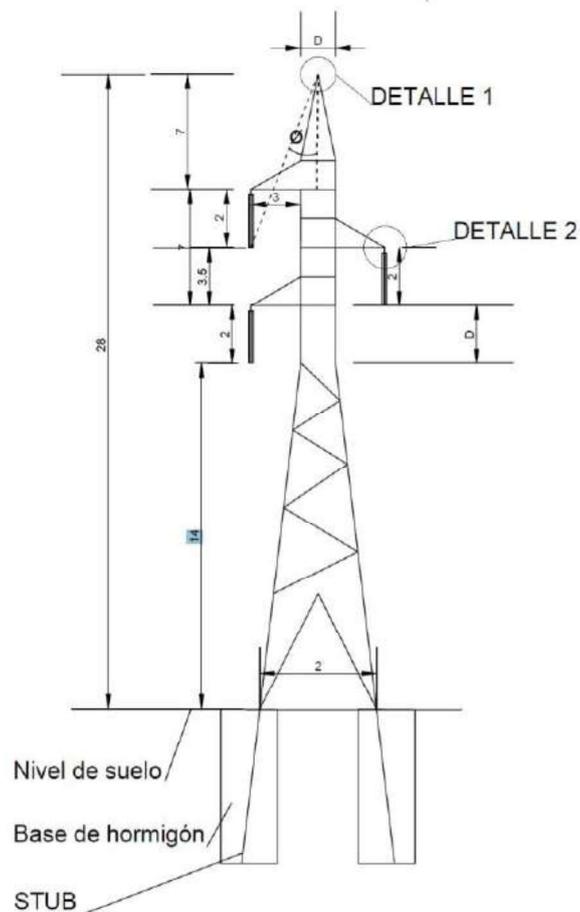


Fig. 3.32. Estructura Soportante 28SL2

- Torre 36SL2°

Torre metálica en celosía de suspensión de 36 metros de altura y para ángulo deflexión máximo de 2°.

Tabla 3.72. Límites de utilización 36SL2

Vano máximo admisible	345m
Vano viento	500m
Vano peso	600m
Ángulo de línea	2°

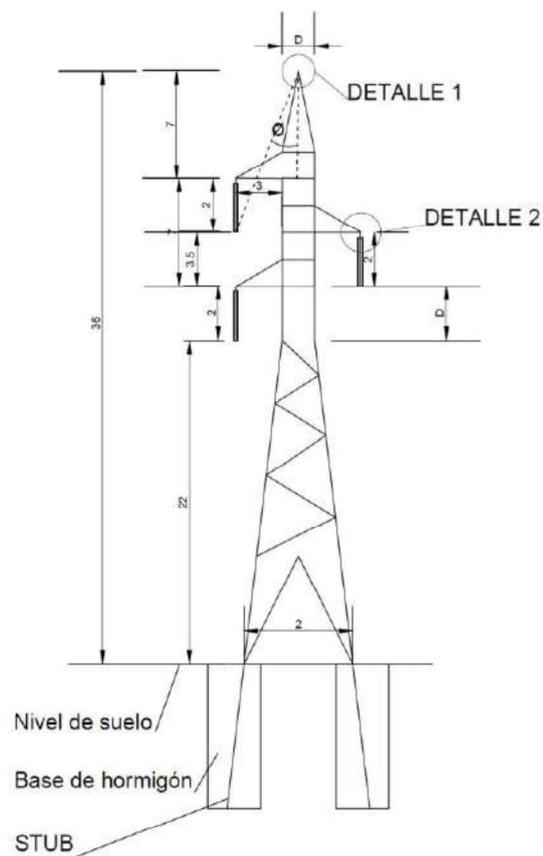


Fig. 3.33. Estructura Soportante 36SL2

- Torre 44SL2°

Torre metálica en celosía de suspensión de 44 metros de altura y para ángulo deflexión máximo de 2°.

Tabla 3.73. Límites de utilización 44SL2

Vano máximo admisible	537m
Vano viento	500m
Vano peso	600m
Ángulo de línea	2°

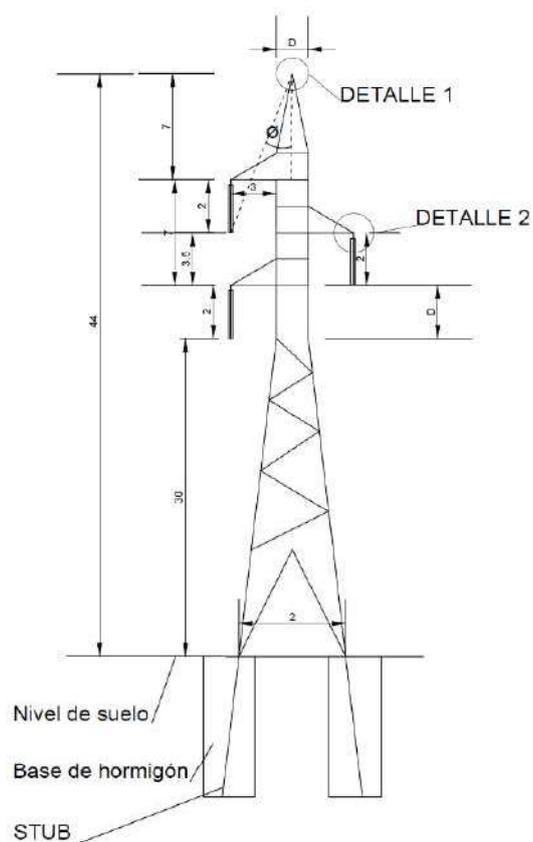


Fig. 3.34. Estructura Soportante 44SL2

- Torre 32AP20°

Torre metálica en celosía de anclaje de 32 metros de altura y para ángulo deflexión máximo de 20°.

Tabla 3.74. Límites de utilización 32AP20

Vano máximo admisible	500m
Vano viento	380m
Vano peso	410m
Ángulo de línea	20°

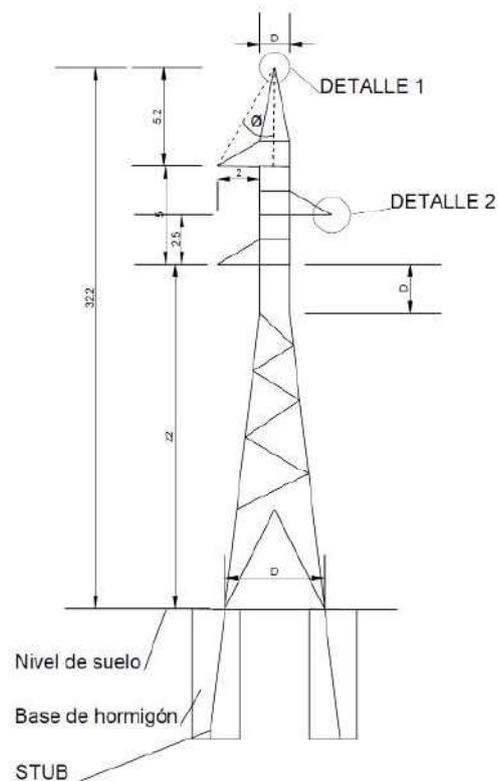


Fig. 3.35. Estructura Soportante 32AP20

- Torre 48AP90°

Torre metálica en celosía de anclaje de 48 metros de altura y para ángulo deflexión máximo de 90°.

Tabla 3.75. Límites de utilización 48AP90

Vano máximo admisible	1108m
Vano viento	710m
Vano peso	1300m
Ángulo de línea	90°

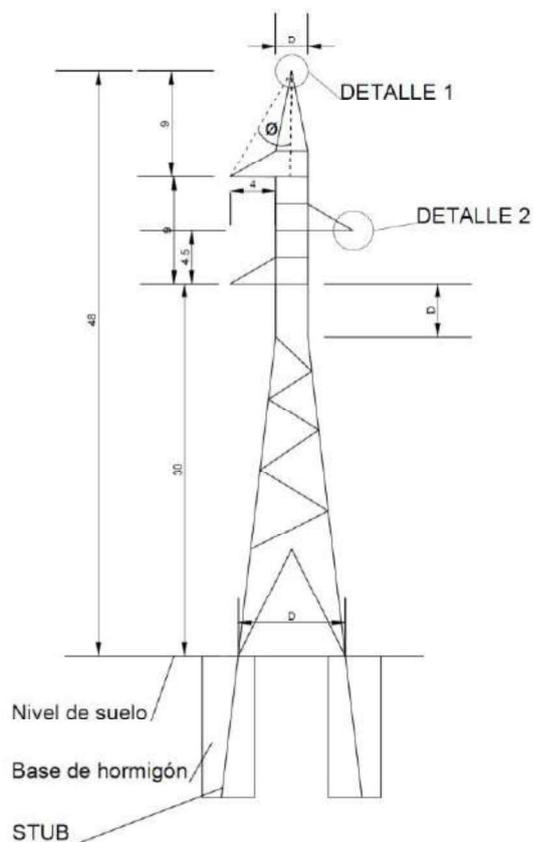


Fig. 3.36. Estructura Soportante 48AP90

3.4.2.3 Solicitaciones en las Estructuras para el Cálculo de Árboles de Carga

El cálculo de los árboles de carga de la estructuras soportantes, se los realizó en base a las acciones sobre los conductores detallas en el Anexo 2, y a continuación se detallan los resultados.

- Torre 21AP60°

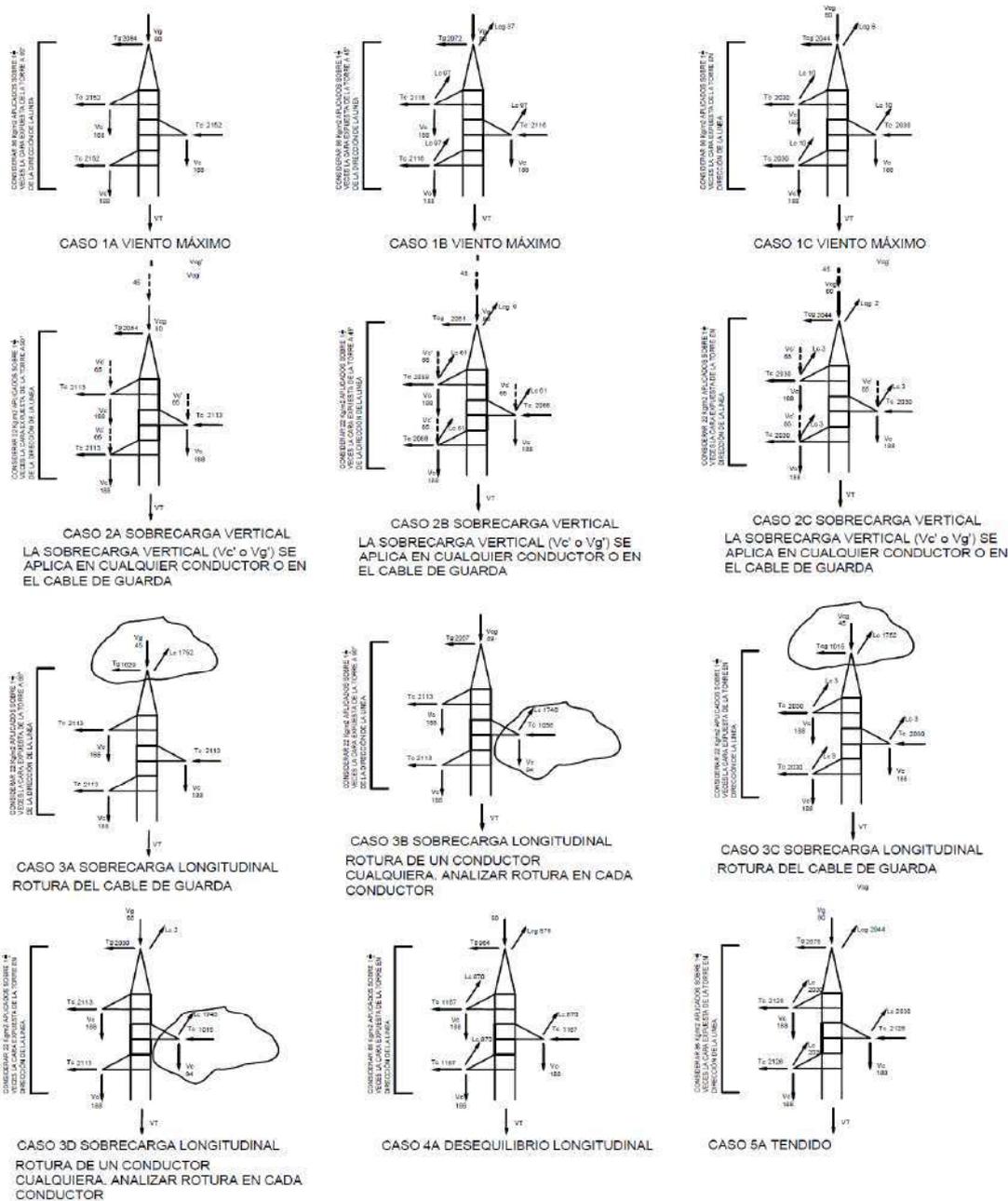


Fig. 3.37. Árboles de carga de Estructura Soportante 21AP60.

• Torre 22AP50°

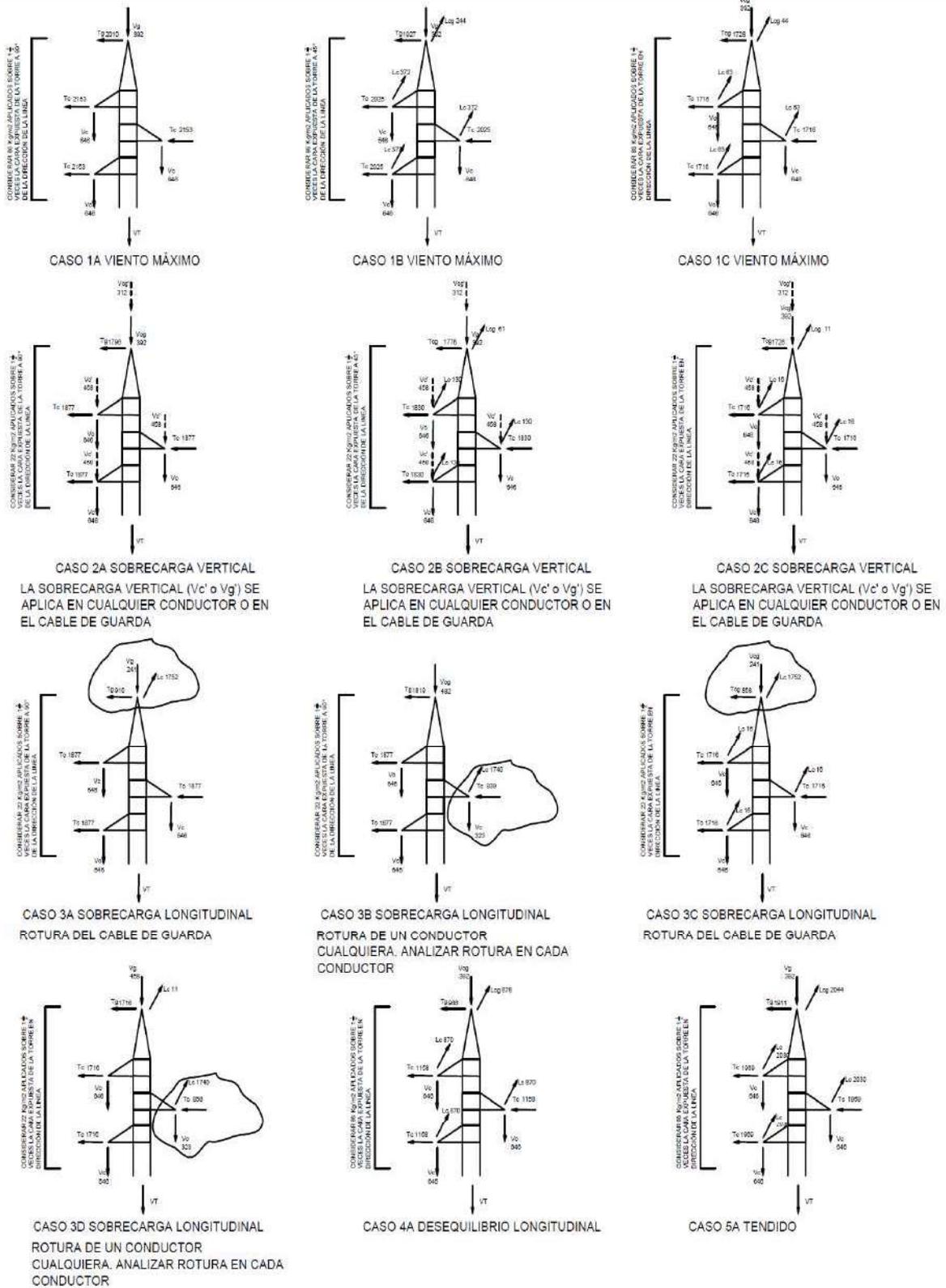


Fig. 3.38. Árboles de carga de Estructura Soportante 22AP50°.

- Torre 28SL2°

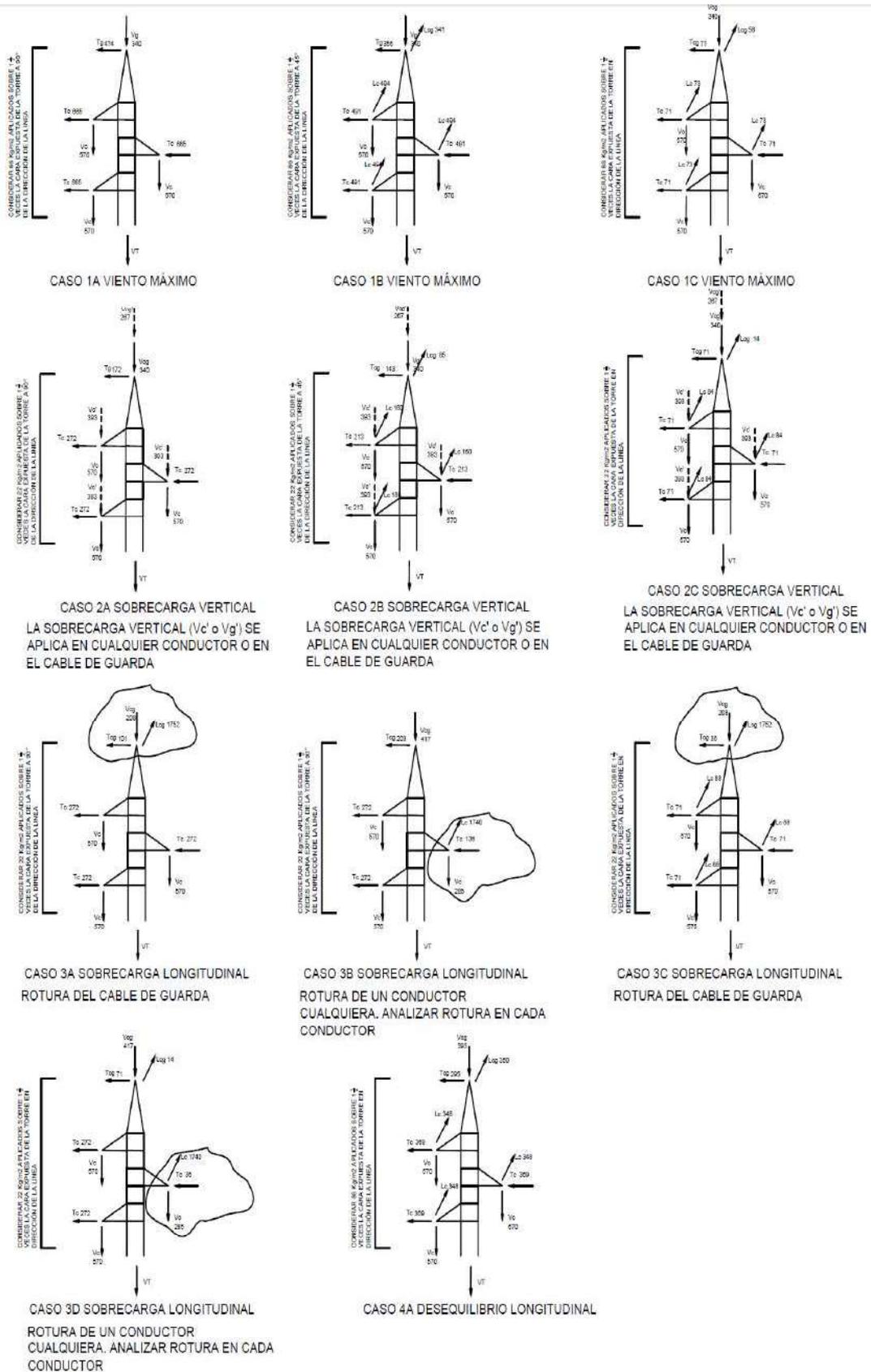


Fig. 3.39. Árboles de carga de Estructura Soportante 28SL2

- Torre 36SL2°

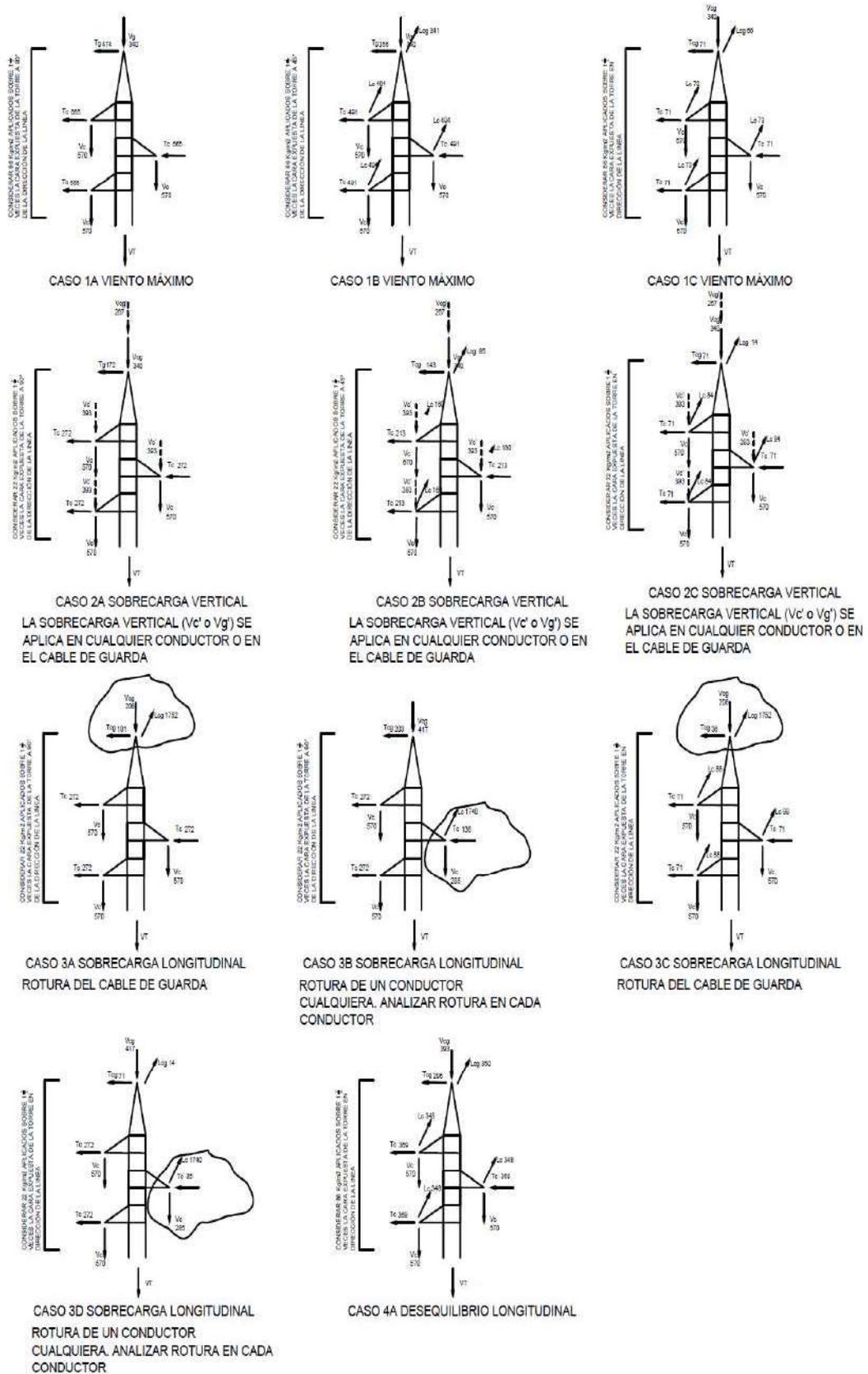


Fig. 3.40. Árboles de carga de Estructura Soportante 36SL2

- Torre 44SL2°

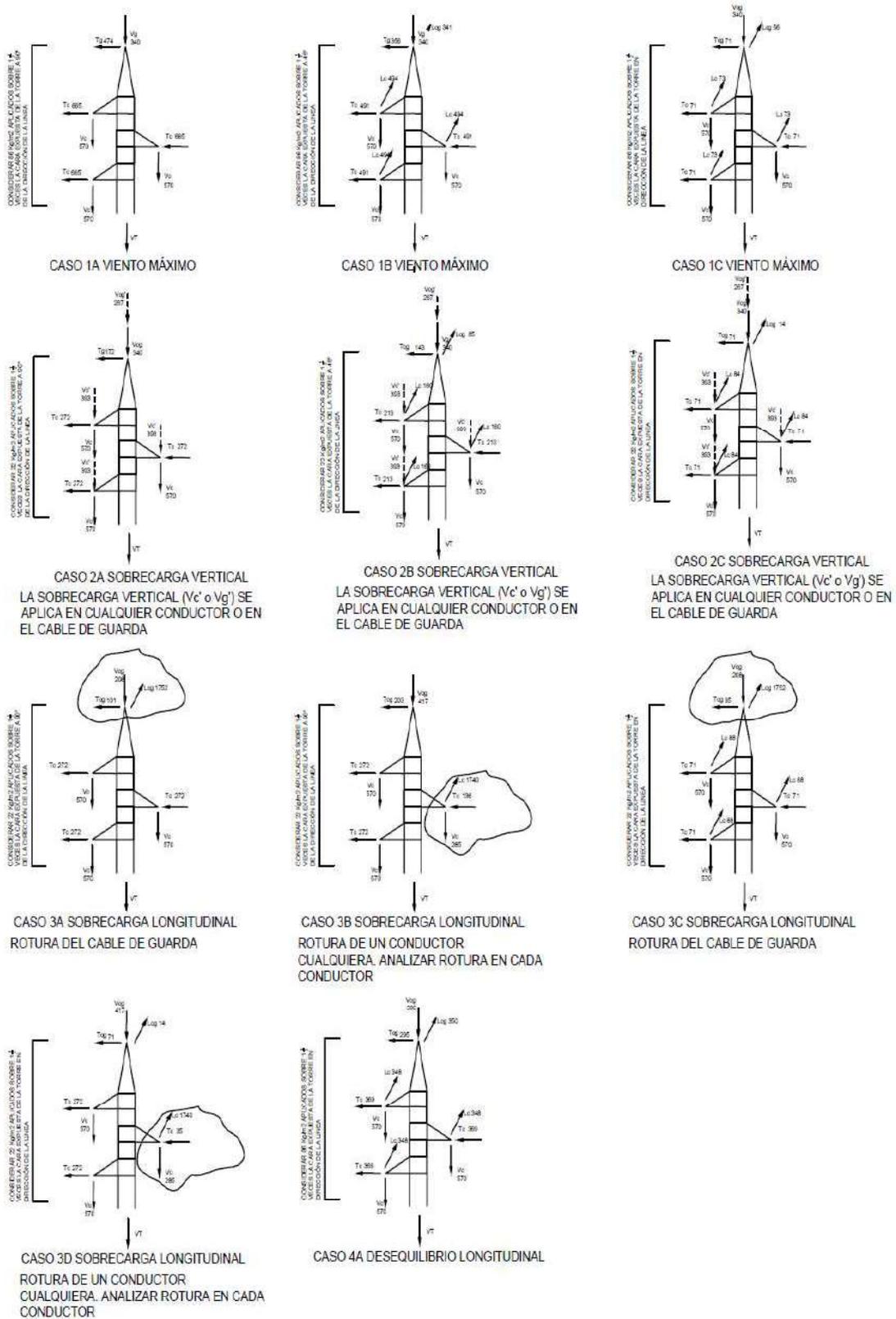


Fig. 3.41. Árboles de carga de Estructura Soportante 44SL2

- Torre 32AP20°

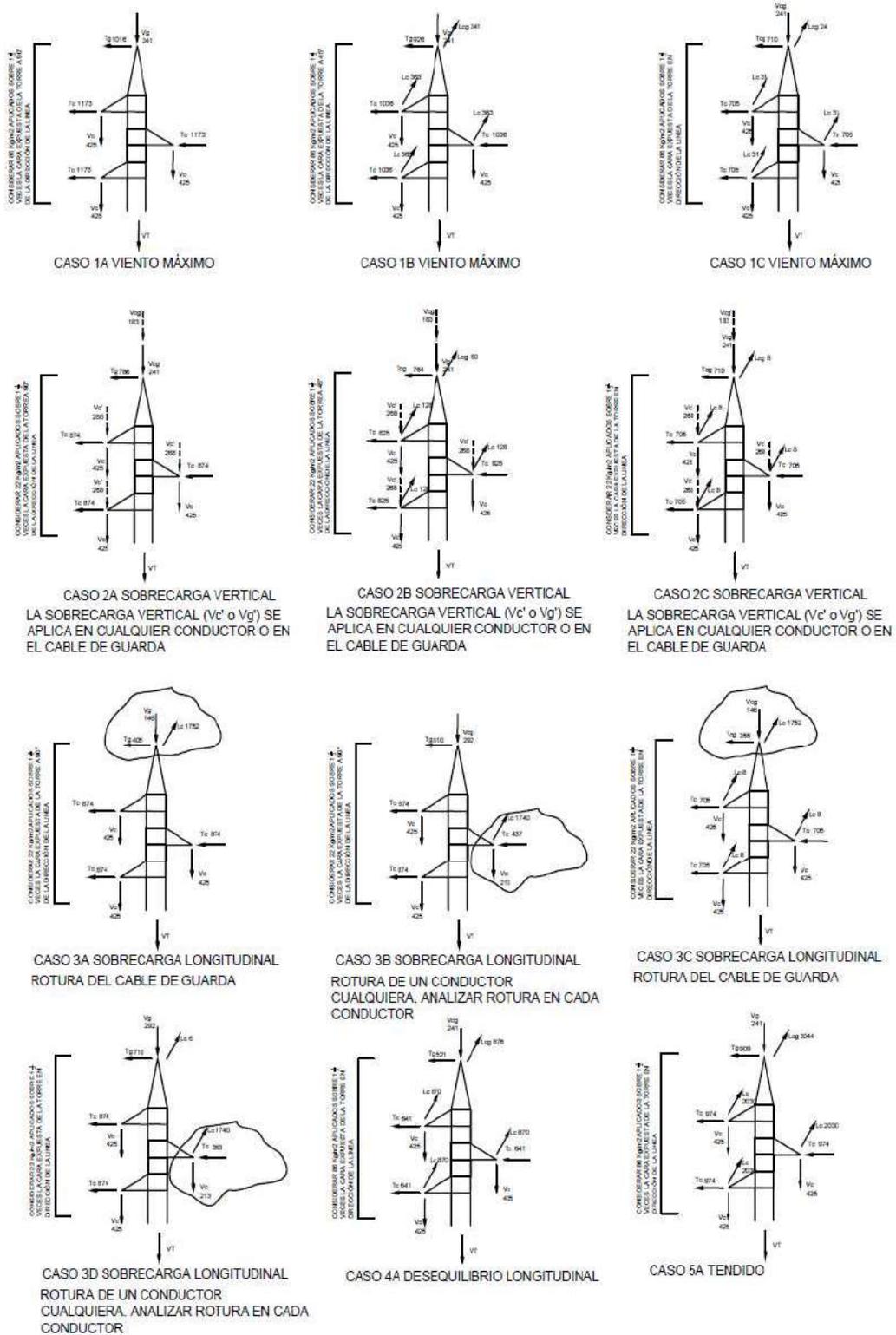


Fig. 3.42. Árboles de carga de Estructura Soportante 32AP20

- Torre 48AP90°

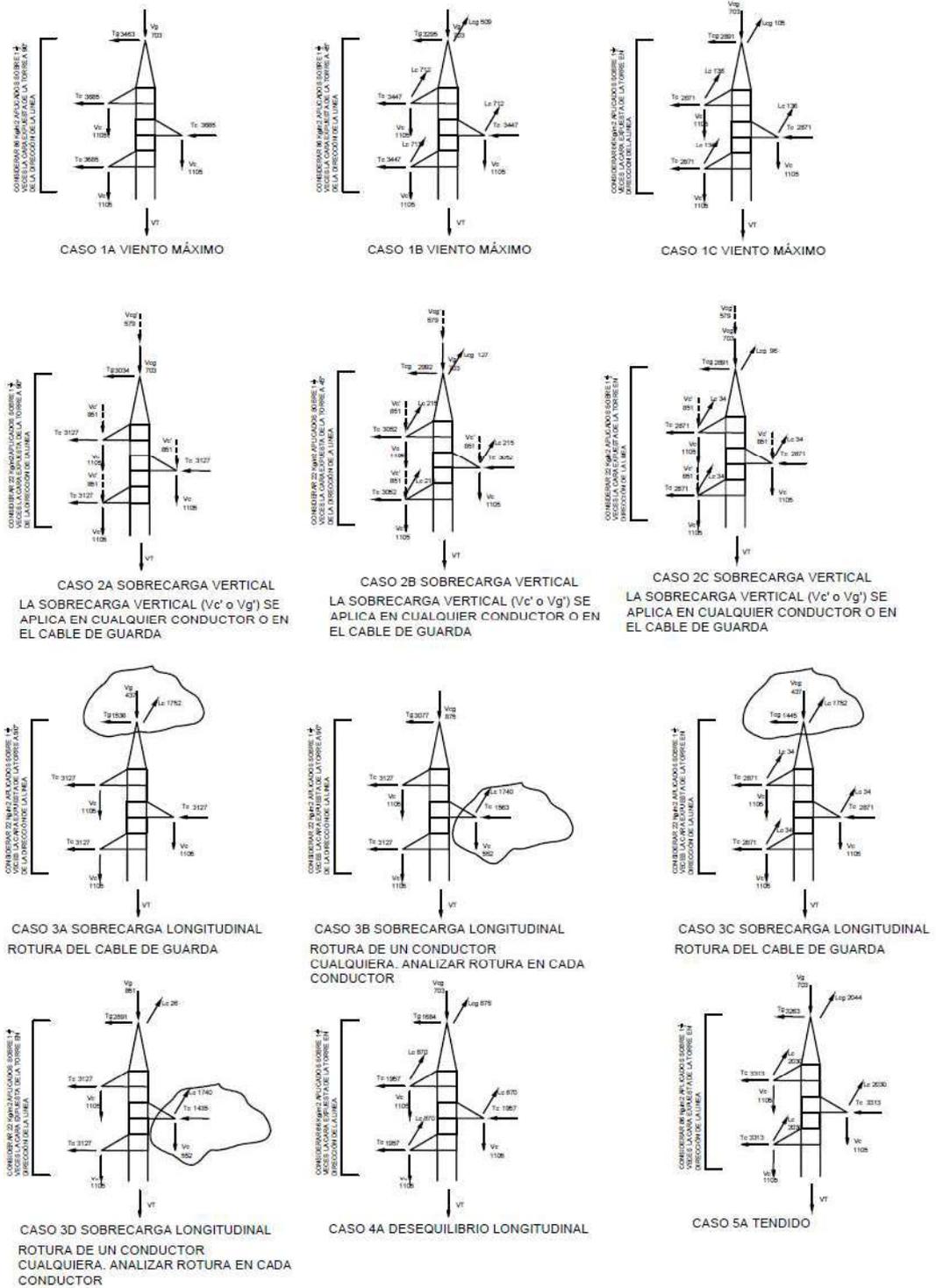


Fig. 3.43. Árboles de carga de Estructura Soportante 32AP20

3.4.2.4 Selección y Ubicación Óptima

La ubicación y selección óptima de estructuras soportantes tensión para el diseño mecánico de la línea de transmisión Macará-Zapotillo, será calculada con la ayuda del software libre IMEDEXSA 12, tratando de ajustar las necesidades de nuestro diseño a las herramientas de esta aplicación. Para lo cual se tomaron en cuenta los siguientes criterios técnicos.

- El nivel de voltaje de operación de la línea será menor a 220kV. En nuestro caso de 69kV.
- Las características técnicas del conductor de fase y de protección, deberán ser ingresadas manualmente en la biblioteca del software, para posteriormente ser utilizadas en el diseño.
- Las características de la cadena de aisladores deberán ser ingresadas manualmente en la biblioteca del software, para posteriormente ser utilizadas en el diseño.
- La altura del herraje se ingresará de acuerdo a las especificaciones técnicas de los aisladores
- El tipo de cruceta para el diseño será de tipo S.
- Para el cálculo de tendido y flecha de regulación, se la realizará en condiciones de operación con una temperatura máxima de 50 grados.
- El software requerirá el perfil topográfico de la línea, en donde se ingresará manualmente ángulos de deflexión que se presenten a lo largo de la ruta.
- La ubicación y selección óptima de estructuras, se la realizará con las herramientas de este software, a partir de las necesidades del perfil topográfico. Se tomará como criterios los vanos mínimos y máximos, permitidos por las estructuras seleccionadas.
- Mediante la opción “Revisión de apoyos”, se ingresará la geometría de las estructuras y árboles de carga, y el software realizará una comparación automáticamente para determinar si en su biblioteca existen apoyos de iguales de similares características que puedan ser empleados en nuestro diseño.
- Una vez realizada la ubicación y selección de estructuras se modificará la altura útil de las estructuras de soporte de acuerdo a la geometría de las estructuras que tenemos como base diseño.

- Mediante la opción de cálculo personalizado, se adaptará en manera de lo posible las distancias de las crucetas según nuestra base diseño.
- A partir del tendido del conductor de fase y protección, se revisará que no existe ningún punto del tendido del conductor que incumpla con las distancias de seguridad verticales hacia el suelo de acuerdo a la regulación 002/10.
- Una vez realizado el perfil definitivo se procederá a realizar el cálculo tendido y flecha de regulación en condiciones de operación.
- Finalmente se procederá a exportar el perfil definitivo a AUTOCAD, en donde se podrá visualizar la ubicación de estructuras con sus respectivas catenarias y cálculos mecánicos.

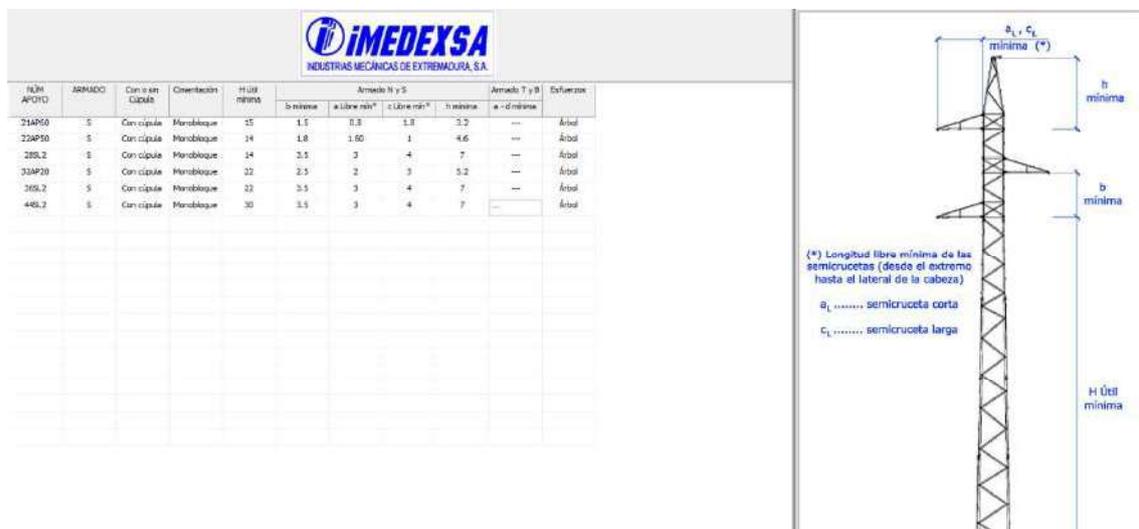


Fig. 3.44. Comparación de las estructuras soportantes con la base de datos del software IMEDEXSA

Precio total hierro (2 €/Kg): 87896 €
 Peso total: 43948 Kg.
 Precio total cimentación (63 €/m3): 7167,53 €
 (excavación y hormigón)
 Volumen hormigón: 113,77 m3

Calcular...

Optimizar Cimentaciones Tetra bloque

APOYO	FUNCIÓN	TIPO TORRE	TIPO CRUCETA	TIPORE SELECCIONADA	Armado N y S			Armado T y B			Alcaram h real	CORROSIÓN ESF.VERTICAL	EFORMACIÓN TORRE	CÓDIGO ARMADO	PESO TORRE(Kg)
					Crucetas (m)										
21AP50		HA	S	H-2008		1,5	2,4	3,4			OK	H-2008-19	S2152	4505	
22AP50		CO	S	CO-3800	3,3	3	3	5,2			OK	CO-3008-15	S1112	2449	
28SL2		GCO	S	GCO-40000	5,8	4,7	5,8	7,65			OK	GCO-40005-1E	S1122	9013	
32AP20		CO	S	CO-3800	3,3	3	3,8	5,2			OK	CO-3008-24	S1142	3588	
36SL2		GCO	S	GCO-40000	5,8	4,7	5,8	7,65			OK	GCO-40005-2E	S1122	12597	
44SL2		GCO	S	GCO-40000	5,8	4,7	5,8	7,65			OK	GCO-40005-3E	S1122	14756	

Fig. 3.45. Resultados de la comparación de las estructuras soportantes con la base de datos del software IMEDEXSA

Conductores de fase

Datos Entrada Conductor

Tipo	ACSR	Código UNE:	266.8 [MCM]
Diámetro (mm)	16.30	Tense Zona A (Kg)	1127.28
Peso (Kg/m)	0.546	Tense Zona B (Kg)	0
Sección (mm ²)	135.19	Tense Zona C (Kg)	0
Coef. Dilatación (°C)	0.0000189	EDS Max. Zona A (%)	22
Mod. Elasticidad (Kg/mm ²)	8400	EDS Max. Zona B (%)	0
Carga Rotura (Kg)	5125	EDS Max Zona C (%)	0

Núm. hilos alum. Núm. hilos acero Resistencia eléctrica a 20°C
Configuración 26 + 7 0.2091 Ω / Km

Fig. 3.46. Ingreso de parámetros para el conductor de fase

Conductores de protección

Datos Entrada Conductor

Tipo	OPGW	Código UNE:	24
Diámetro (mm)	12.50	Tense Zona A (Kg)	662.48
Peso (Kg/m)	0.371	Tense Zona B (Kg)	0
Sección (mm ²)	90.00	Tense Zona C (Kg)	0
Coef. Dilatación (°C)	0.0000172	EDS Max. Zona A (%)	13
Mod. Elasticidad (Kg/mm ²)	9800	EDS Max. Zona B (%)	0
Carga Rotura (Kg)	5096	EDS Max Zona C (%)	0

Fig. 3.47. Ingreso de parámetros para el conductor de protección

TIPO: ANSI-52-3

MATERIAL: Vidrio

PASO (mm): 146

DIÁMETRO (mm): 255

LÍNEA DE FUGA (mm): 320.68

PESO (Kg): 3.9

CARGA DE ROTURA (Kg): 6803.89

Num. de elementos por cadena	Tensión soportada a frec. indust. con lluvia (kV)	Tensión soportada al impulso de un rayo (kV)
1	50	125
2	90	220
3	130	315
4	170	410
5	215	500
6	255	595
7	295	670

Añadir Modificar Eliminar

Guardar Cancelar

Fig. 3.48. Ingreso de parámetros para de cadena de aisladores

Características

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES:
 Tensión (kV): 69
 Num. Fases: 3
 Num Cond/Fase: 1
 Tipo de armado: S
 Distancia mínima al suelo (m): 6.30
 Vano de referencia para la catenaria del replanteo inicial: 0
 Prescindir 4ª Hipótesis

2. CONDUCTOR DE FASE:
 Tipo: ACSR
 Base de Datos Conductores de Fase
 Tense máx. Zona A (Kg): 1127
 EDS Zona A (%): 22
 Tense máx. Zona B (Kg): 0
 EDS Zona B (%): 0
 Tense máx. Zona C (Kg): 0
 EDS Zona C (%): 0

3. CONDUCTOR DE PROTECCIÓN:
 Cond. de protección 1ª: OPGW
 Cond. de protección 2ª: ---
 Base de Datos Conductores de Protección
 Consideración del conductor de prof. en suspensiones
 Cond. 1ª Cond. 2ª
 Tense máx. Zona A (Kg): 662 0
 EDS Zona A (%): 13 0
 Tense máx. Zona B (Kg): 0 0
 EDS Zona B (%): 0 0
 Tense máx. Zona C (Kg): 0 0
 EDS Zona C (%): 0 0

4. CONDICIONES DE TENDIDO:
 Considerar línea de Categoría Especial
 Considerar Hielo + Viento
 Temperatura máxima del tendido (°C): 50
 Velocidad del viento (Km/h): 120

Fig. 3.49. Ingreso de datos generales de los conductores y condiciones de tendido

5. AISLAMIENTO Y LONGITUD DE LAS CADENAS:
 Tipo: Vidrio Aislador: ANSI-52-3
 Cad. suspensión: Simple Cad. amare: Simple
 Núm. Aislad. cadena: 4 5
 Altura de los aisladores: 0.58 m 0.73 m
 Altura de los herrajes: 0.22 m 0.22 m
 Long. de las cadenas (m): 0.8 0.95
 Altura del puente de amare (m): 0.95
 Ángulo de oscilación del puente: 30

6. DISTANCIAS MÍNIMAS AISLAMIENTO ELÉCTRICO (RD 223/2008):
 Det: 0.7 (m) Dppi: 0.8 (m)

7. ZONA DE ESPECIAL PROTECCIÓN PARA LAS AVES (ZEPA):
 Considerar línea zona ZEPA

8. CIMENTACIÓN TORRES CUATRO PATAS:
 Tipo de cimentación: Cimentación cuadrada con cueva

Fig. 3.50. Ingreso de datos generales de la cadena de aisladores

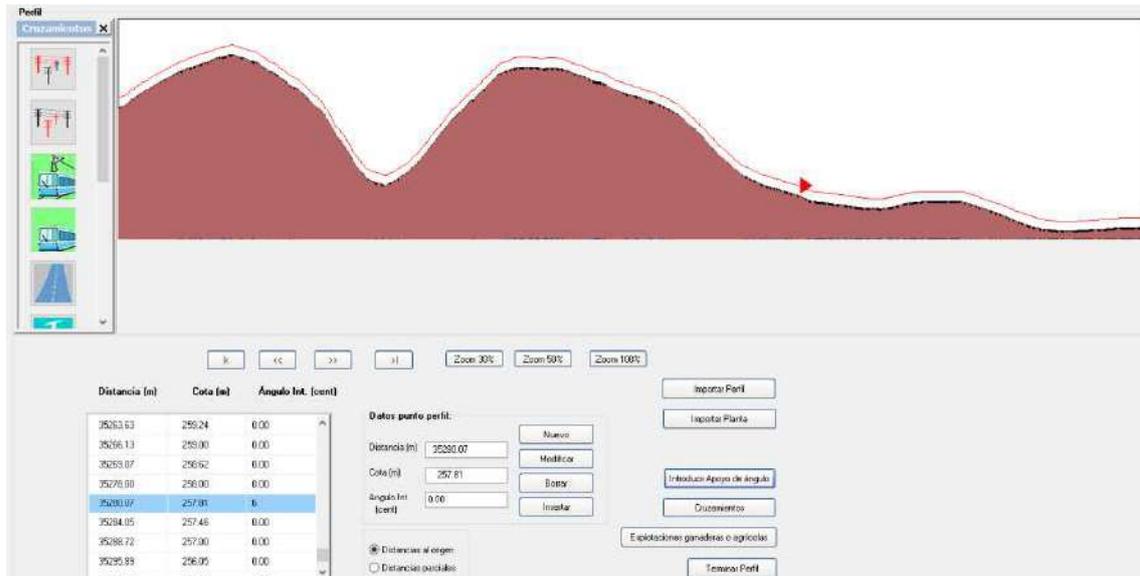


Fig. 3.51. Ingreso del perfil topográfico en el software IMEDEXSA

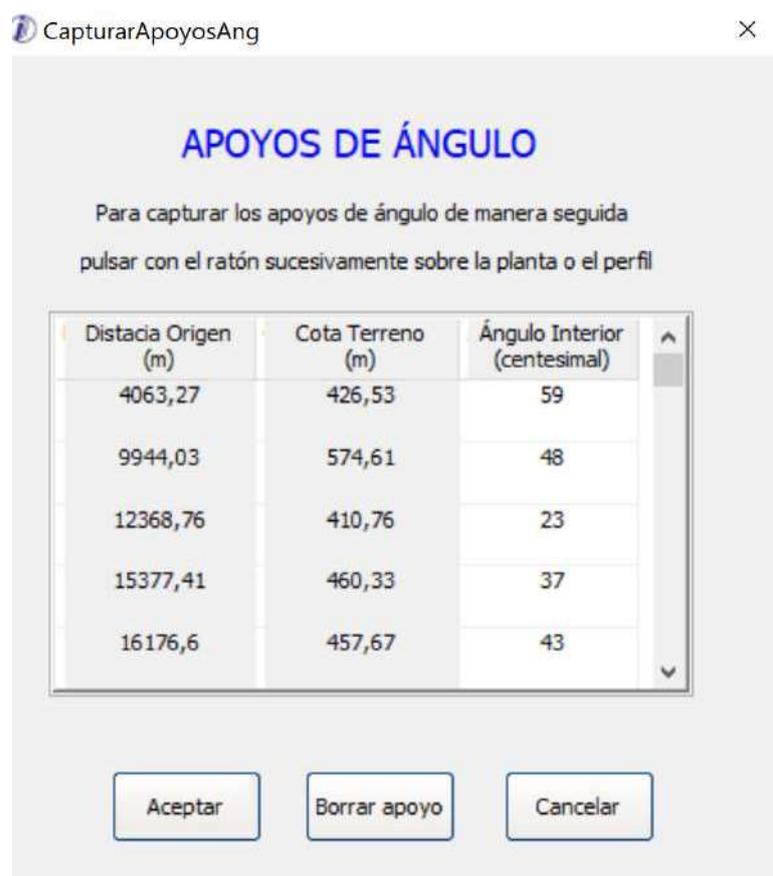


Fig. 3.52. Ingreso de los ángulos en el perfil topográfico en el software IMEDEXSA

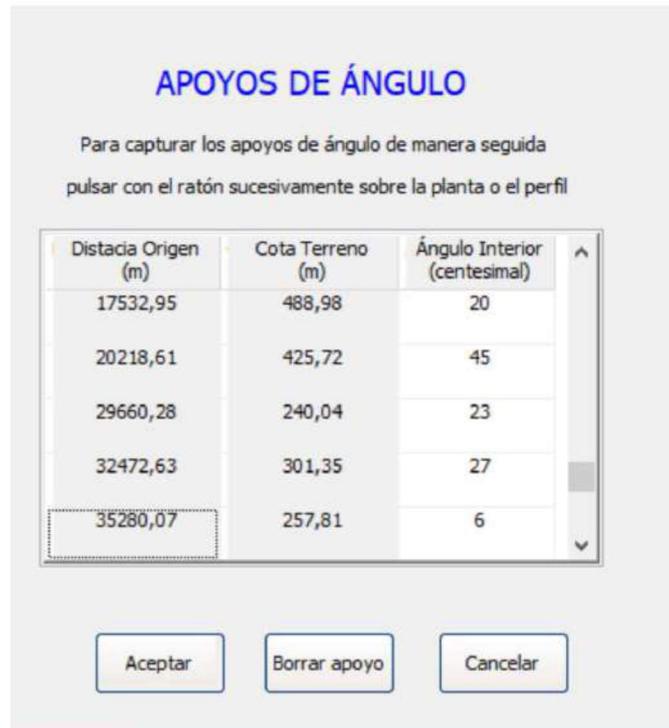


Fig. 3.53. Ingreso de los ángulos en el perfil topográfico en el software IMEDEXSA

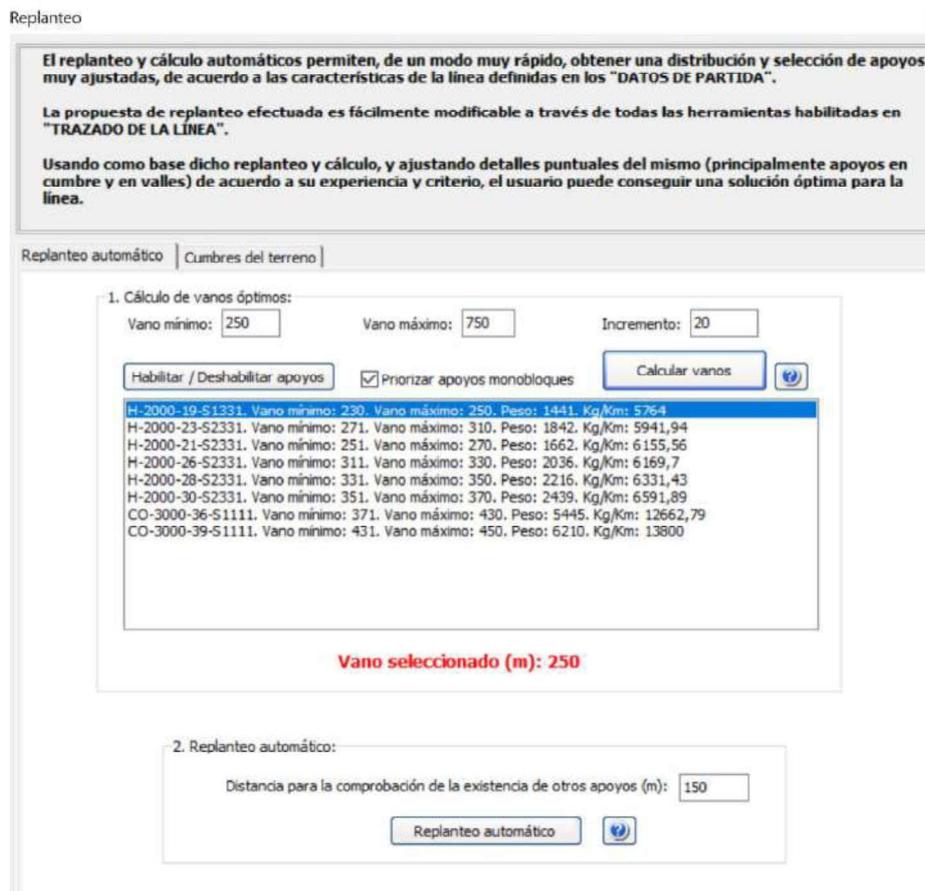


Fig. 3.54. Ubicación y selección óptima de estructuras de soporte mediante el software IMEDEXSA

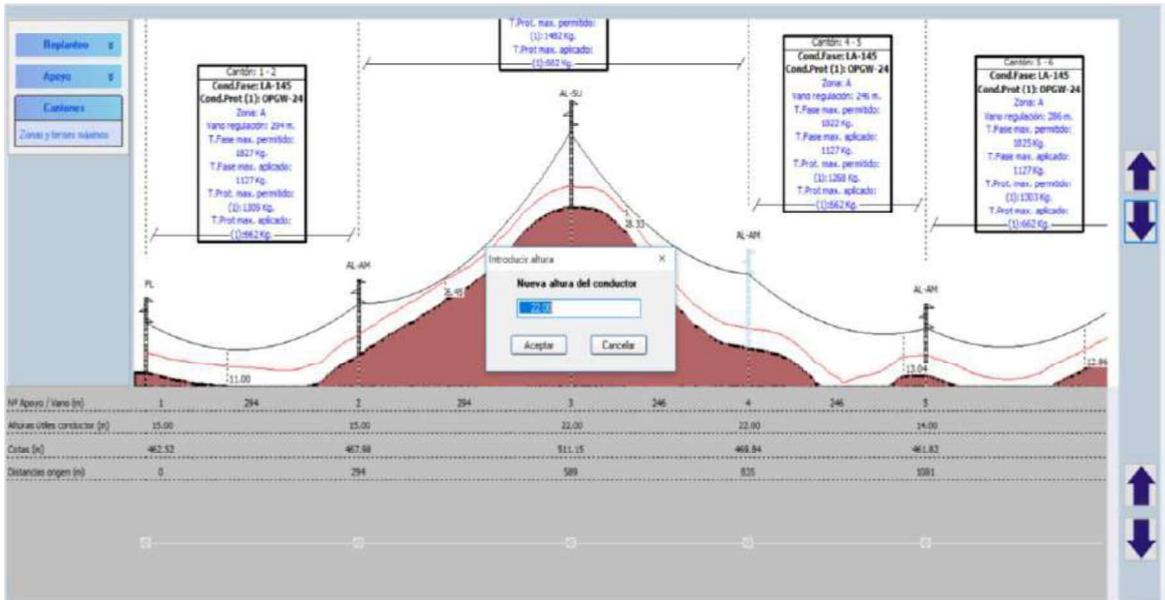


Fig. 3.55. Modificaciones de las alturas estructuras soportantes previo al diseño definitivo

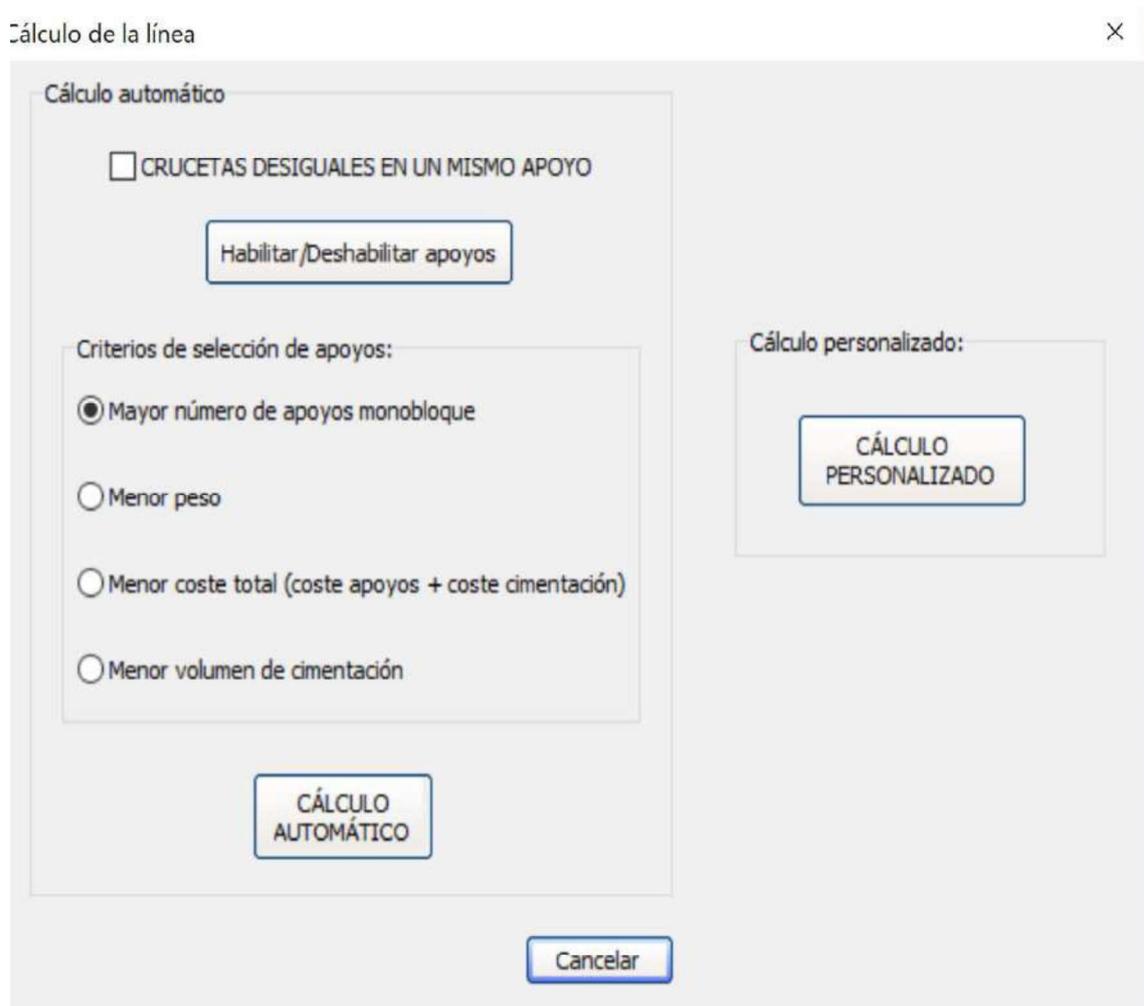


Fig. 3.56. Opciones de cálculo para el diseño definitivo

CÁLCULO PERSONALIZADO DE LA LÍNEA

Calcula según los valores que el usuario introduzca en la siguiente tabla:

Num apoyo	Función	Armado	Serie	Esfuerzo	Armados S y N			Armados T y B		Coeficientes de seguridad					
					Cabeza	Crucetas	Cúpula	Crucetas	mínimos						
					"b"	"a"	"c"	"h"	"a"-d"	"b"	1ºHP	2ºHP	3ºHP	4ºF	4ºP
1	FL	S	GCO	40000	5,6	4,7	4,7	6,5			1,5	1,5	1,2	1,2	1,2
2	AL-AM	S	CO	3000	3,3	3	3	4,3			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
3	AL-SU	S	HA	2000	2	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
4	AL-AM	S	HA	2000	1,4	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
5	AL-AM	S	HA	2000	1,4	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
6	AL-AM	S	CO	3000	3,3	3	3	4,3			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
7	AL-SU	S	HA	2000	2	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
8	AL-AM	S	CO	3000	3,3	3	3	4,3			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
9	AL-AM	S	HA	2000	1,4	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
10	AL-SU	S	HA	2000	1,4	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
11	AL-SU	S	HA	2000	1,4	2	2	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2
12	AL-SU	S	HA	2000	1,4	1,75	1,75	2,7			1,5	1,5	1,5	1,2	1,2

Cálculo personalizado Cancelar

Fig. 3.57. Modificaciones en las distancias de las crucetas de las estructuras soportantes.

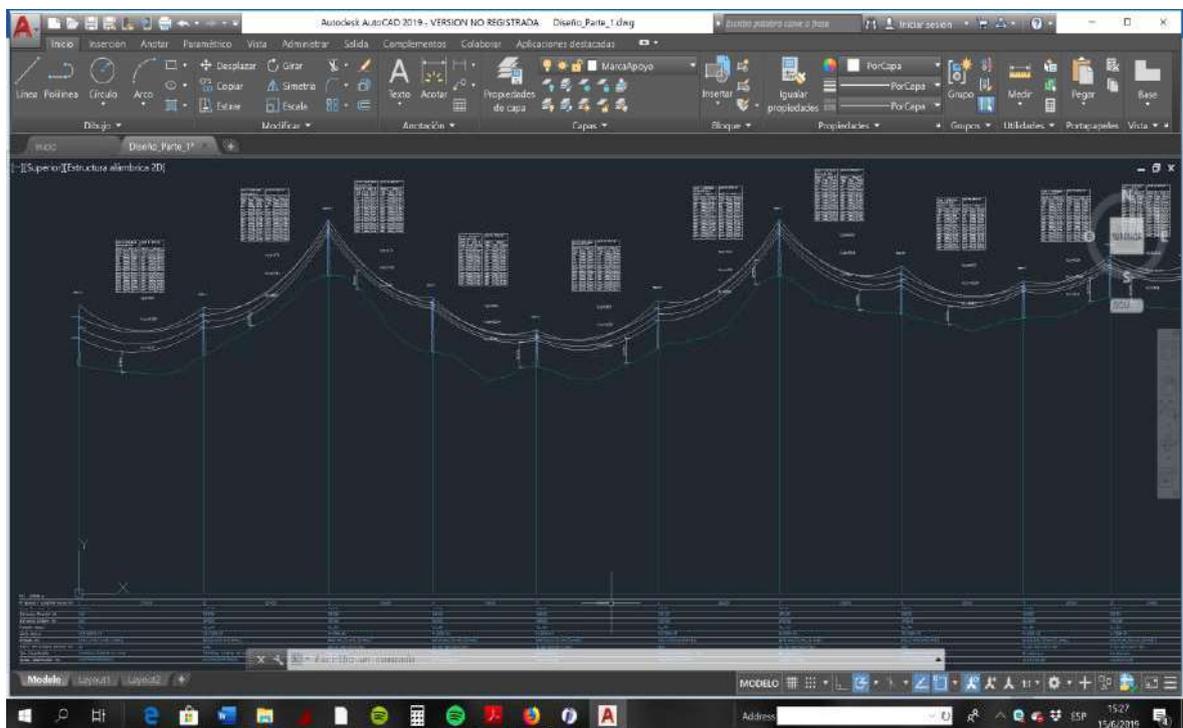


Fig. 3.58. Exportación del perfil definitivo a AUTOCAD

Tabla 3.76. Hoja de Estacamiento Línea de Transmisión Macará-Zapotillo 69kV

Apoyo Conductor		Datos Topográficos					Estructuras	
Estructura		Vano atrás [m]	Abscisa [m]	Desnivel [m]	Cota m.s.n.m	Ang. Eje [grados]	Coordenadas UTM	
Nro.	Tipo						Este	Norte
E0	Anclaje Pesado	0.00	0.00	0.00	462.52	0	617654	9516964.97
E1	Anclaje Pesado	294	294	5,46	467.98	0	617630.38	9516953.89
E2	Suspensión	294	588	50,17	511.15	0	617066.10	9516942.81
E3	Suspensión	246	834	-41,31	469.84	0	616820.27	9516933.55
E4	Anclaje Pesado	246	1080	-16,02	461.82	0	616574.45	9516924.29
E5	Anclaje Pesado	286	1366	9,96	471.77	0	616288.15	9516913.51
E6	Anclaje Pesado	286	1652	47,4	511.18	0	616001.85	9516902.73

E7	Suspensión	288	1940	-28,87	490.31	0	615714.08	9516891.89
E8	Anclaje Pesado	288	2228	-2,09	488.22	0	615426.26	9516881.05
E9	Anclaje Pesado	205	2433	11,15	499.37	0	615221.33	9516873.34
E10	Suspensión	174	2607	-6,15	493.22	0	615047.53	9516866.79
E11	Suspensión	250	2857	-8,98	476.24	0	614797.71	9516857.38
E12	Suspensión	236	3093	-36,74	447.50	0	614562.37	9516848.52
E13	Anclaje Pesado	236	3329	4,2	451.70	0	614327.04	9516839.66
E14	Suspensión	250	3579	-33,04	417.66	0	614077.22	9516830.25
E15	Anclaje Pesado	242	3821	-10,55	400.11	0	613835.75	9516821.16
E16	Anclaje Pesado	242	4063	19,42	426.53	59	613594.29	9516812.07
E17	Anclaje Pesado	207	4270	-5,17	421.36	0	613482.81	9516986.33
E18	Anclaje Pesado	207	4477	36,01	450.37	0	613371.34	9517160.59
E19	Suspensión	231	4708	-25,76	432.61	0	613246.86	9517355.18

E20	Anclaje Pesado	231	4939	24,78	457.40	0	613122.38	9517549.77
E21	Suspensión	530	5469	4,9	454.29	0	612836.77	9517996.23
E22	Anclaje Pesado	312	5781	-36,3	417.99	0	612628.64	9518259.05
E23	Anclaje Pesado	312	6093	-2,46	423.53	0	612500.51	9518521.88
E24	Suspensión	239	6332	-9,6	413.93	0	612371.71	9518723.21
E25	Anclaje Pesado	290	6622	11,19	425.12	0	612215.44	9518967.50
E26	Anclaje Pesado	240	6862	17,98	443.10	0	612086.11	9519169.67
E27	Anclaje Pesado	240	7102	13,9	457.00	0	611956.78	9519371.84
E28	Suspensión	318	7420	-13,32	443.68	0	611785.41	9519639.72
E29	Anclaje Pesado	390	7810	-7,26	436.42	0	611575.25	9519968.25
E30	Anclaje Pesado	150	7960	4,05	440.46	0	611494.42	9520094.60

E31	Anclaje Pesado	189	8149	11,37	443.83	0	611392.57	9520253.81
E32	Suspensión	338	8487	16,78	460.61	0	611210.43	9520538.54
E33	Anclaje Pesado	282	8769	-4,3	464.31	0	611058.73	9520775.67
E34	Anclaje Pesado	282	9051	30,82	487.12	0	610907.04	9521012.80
E35	Anclaje Pesado	226	9277	10,53	497.65	0	610785.25	9521203.18
E36	Anclaje Pesado	330	9607	22,26	519.92	0	610607.42	9521481.16
E37	Anclaje Pesado	338	9945	62,69	574.61	48	610425.26	9521765.91
E38	Anclaje Pesado	235	10180	-55,43	535.18	0	610192.83	9521800.52
E39	Anclaje Pesado	235	10415	-12,04	523.13	0	609960.41	9521835.13
E40	Anclaje Pesado	264	10679	-15,49	507.64	0	609699.29	9521874.00

E41	Anclaje Pesado	250	10929	-4,49	495.15	0	609452.02	9521910.82
E42	Suspensión	298	11227	-46,91	448.24	0	609156.77	9521954.79
E43	Anclaje Pesado	298	11525	-26,07	430.17	0	608861.53	9521998.75
E44	Anclaje Pesado	183	11708	1,33	423.50	0	608680.52	9522025.70
E45	Suspensión	250	11958	-32,73	397.77	0	608433.25	9522062.52
E46	Anclaje Pesado	205	12163	1,06	399.83	0	608230.11	9522092.76
E47	Anclaje Pesado	205	12368	10,93	410.76	23	608026.97	9522123.01
E48	Anclaje Pesado	442	12810	-9,63	400.13	0	607650.13	9522354.47
E49	Anclaje Pesado	483	13293	1,41	402.54	0	607238.57	9522607.26
E50	Anclaje Pesado	263	13556	24,69	419.24	0	607014.47	9522744.91
E51	Anclaje Pesado	263	13819	65,98	485.22	0	606790.36	9522882.55

E52	Suspensión	221	14040	-5,77	486.44	0	60602.05	9522998.22
E53	Anclaje Pesado	221	14261	24,68	504.13	0	606413.73	9523113.89
E54	Suspensión	223	14484	-9,34	502.79	0	606223.72	9523230.60
E55	Anclaje Pesado	180	14664	-1,23	501.56	0	606070.34	9523324.81
E56	Anclaje Pesado	195	14859	6,97	508.53	0	605904.18	9523426.86
E57	Anclaje Pesado	266	15125	-2,4	498.12	0	605677.52	9523566.08
E58	Suspensión	251	15376	-29,79	460.33	0	605463.30	9523697.66
E59	Anclaje Pesado	250	15626	-68,1	407.23	37	605374.47	9523931.35
E60	Anclaje Pesado	275	15901	-0,39	399.84	0	605276.90	9524188.03
E61	Anclaje Pesado	275	16176	65,83	457.67	43	605178.76	9524443.42
E62	Anclaje Pesado	250	16426	-45,09	427.58	0	604953.51	9524551.94

E63	Anclaje Pesado	493	16919	-11,31	409.27	0	604508.43	9524763.28
E64	Anclaje Pesado	243	17162	27,7	443.97	0	604289.19	9524867.38
E65	Anclaje Pesado	371	17533	60,01	488.98	20	603954.10	9525026.49
E66	Anclaje Pesado	278	17811	-78,77	418.21	0	603759.96	9525225.50
E67	Anclaje Pesado	278	18089	-7,24	418.96	0	603565.80	9525424.51
E68	Anclaje Pesado	412	18501	37,04	456.00	0	603278.10	9525719.41
E69	Suspensión	250	18751	-23,68	432.32	0	603103.52	9525898.36
E70	Anclaje Pesado	216	18967	2,28	434.60	0	602953.03	9526052.61
E71	Anclaje Pesado	216	19183	18,16	452.75	0	602802.54	9526206.87
E72	Suspensión	150	19333	-3,47	449.28	0	602697.80	9526314.23
E73	Anclaje Pesado	487	19820	-7,39	440.90	0	602357.72	9526662.82

E74	Anclaje Pesado	393	20213	-17,46	426,00	0	602078.99	9526948.53
E75	Anclaje Pesado	6	20219	1,24	427,24	6	601869.01	9526951.00
E76	Anclaje Pesado	210	20429	-33,34	393,9	0	601662.00	9526953.00
E77	Anclaje Pesado	207	20636	-22,93	370,97	0	601862.00	9526953.43
E78	Anclaje Pesado	268	20904	-22,92	348,05	0	601393.54	9526956.59
E79	Anclaje Pesado	268	21172	-43,2	304,85	0	601125.81	9526959.74
E80	Anclaje Pesado	221	21393	-12,23	292,62	0	600904.94	9526962.34
E81	Anclaje Pesado	221	21614	16,2	308,82	0	600684.08	9526964.94
E82	Anclaje Pesado	270	21884	-2,3	306,52	0	600414.10	9526968.12
E83	Anclaje Pesado	230	22114	31,54	338,06	0	600183.61	9526970.83

E84	Suspensión	230	22344	68,27	406,33	0	599953.13	9526973.54
E85	Anclaje Pesado	250	22594	-62,33	344	0	599702.65	9526976.49
E86	Anclaje Pesado	250	22844	-11,36	332,64	0	599452.16	9526979.44
E87	Suspensión	270	23114	-25,43	307,21	0	599182.18	9526982.62
E88	Anclaje Pesado	254	23368	-40,95	266,26	0	598928.20	9526985.61
E89	Anclaje Pesado	254	23622	-1,49	264,77	0	598674.22	9526988.60
E90	Suspensión	299	23921	19,44	284,21	0	598377.39	9526992.09
E91	Anclaje Pesado	264	24185	-13,1	271,11	0	598110.76	9526995.23
E92	Suspensión	264	24449	21,13	292,24	0	597846.28	9526998.34
E93	Anclaje Pesado	270	24719	-48,15	244,09	0	597576.29	9527001.51
E94	Anclaje Pesado	214	24933	-2,34	241,75	0	597362.81	9527004.03
E95	Anclaje Pesado	214	25147	37,66	279,41	0	597149.32	9527006.54

E96	Anclaje Pesado	406	25553	15,12	294,53	0	596743.35	9527011.32
E97	Anclaje Pesado	323	25876	-18,66	275,87	0	596420.37	9527015.12
E98	Anclaje Pesado	225	26101	-11,04	264,83	0	596195.39	9527017.77
E99	Anclaje Pesado	225	26326	7,73	272,56	0	595970.40	9527020.41
E100	Suspensión	234	26560	10,43	282,99	0	595736.42	9527023.17
E101	Anclaje Pesado	270	26830	-46,94	236,05	0	595466.44	9527026.34
E102	Anclaje Pesado	317	27147	16,35	252,4	0	595149.46	9527030.07
E103	Anclaje Pesado	317	27464	14,14	266,54	0	594832.48	9527033.81
E104	Anclaje Pesado	267	27731	2,11	268,65	0	594565.50	9527036.95
E105	Anclaje Pesado	245	27976	13,2	281,85	0	594320.52	9527039.83

E106	Anclaje Pesado	245	28221	12,47	294,32	0	594075.54	9527042.71
E107	Suspensión	307	28528	25,26	319,58	0	593768.56	9527046.33
E108	Anclaje Pesado	246	28774	-43,89	275,69	0	593522.07	9527049.23
E109	Anclaje Pesado	246	29020	-5,85	269,84	0	593275.59	9527052.13
E110	Suspensión	315	29335	-2,66	267,18	0	592960.61	9527055.83
E111	Anclaje Pesado	323	29658	-33,58	233,6	23	592637.51	9527059.64
E112	Anclaje Pesado	308	29966	29,31	262,91	0	592353.23	9526940.01
E113	Suspensión	308	30274	41,3	304,21	0	592068.92	9526820.39
E114	Anclaje Pesado	197	30471	-20,62	283,59	0	591867.34	9526743.99
E115	Anclaje Pesado	249	30720	0,83	284,42	0	591657.83	9526647.42
E116	Anclaje Pesado	270	30990	-0,63	283,79	0	591408.96	9526542.70

E117	Anclaje Pesado	212	31202	23,78	307,57	0	591214.01	9526460.68
E118	Suspensión	212	31414	36,87	344,44	0	591019.07	9526378.65
E119	Anclaje Pesado	332	31746	-15,89	328,55	0	590712.84	9526249.80
E120	Suspensión	256	32002	-2,38	326,17	0	590477.09	9526150.60
E121	Anclaje Pesado	234	32236	-43,3	282,87	0	590261.19	9526059.76
E122	Anclaje Pesado	234	32470	4,04	286,91	27	590045.28	9525968.91
E123	Suspensión	326	32796	9,69	296,6	0	589836.11	9525719.49
E124	Anclaje Pesado	296	33092	-13,25	283,35	0	589645.59	9525492.30
E125	Suspensión	296	33388	69,53	352,88	0	589455.08	9525265.11
E126	Anclaje Pesado	308	33696	-66,24	286,64	0	589257.17	9525029.11
E127	Suspensión	308	34004	52,78	339,42	0	589059.26	9524793.11
E128	Anclaje Pesado	320	34324	-47,18	292,24	0	588853.64	9524547.91
E129	Suspensión	320	34644	32,33	324,57	0	588648.02	9524302.72

E130	Suspensión	316	34960	-13,49	311,08	0	588444.67	9524060.23
E131	Anclaje Pesado	316	35276	-67,7	243,38	27	588241.33	9523817.75
E132	Anclaje Pesado	361	35637	5,18	248,56	0	587981.09	9523567.44
E133	Anclaje Pesado	298	35935	-23	225,56	0	587765.89	9523360.44
E134	Suspensión	298	36233	11,01	236,57	0	587551.54	9523154.27
E135	Anclaje Pesado	167	36400	-8,71	227,86	0	587431.19	9523038.50
E136	Anclaje Pesado	275	36675	2,73	230,59	0	587232.98	9522847.86
E137	Anclaje Pesado	386	37061	10,32	240,91	0	586954.79	9522580.28
E138	Anclaje Pesado	365	37426	-5,34	235,57	0	588691.72	9522327.25
E139	Anclaje Pesado	378	37804	1	236,57	0	586417.00	9522063.00

3.4.3 TENDIDO DEL CONDUCTOR

Tabla 3.77. Tendido del Conductor de Fase ACSR PADRIDGE desde 5 °C hasta 25 °C

Vano	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	5°C		10°C		15°C		20°C		25°C	
				T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
1-2	294	5,46	294	646	9,17	636	9,32	626	9,47	616	9,62	607	9,76
2-3	294	50,17	273	489	12,30	484	12,44	478	12,58	473	12,72	468	12,86
3-4	246	-41,31	273	489	8,57	484	8,67	478	8,77	473	8,87	468	8,96
4-5	246	-16,02	246	658	6,30	643	6,44	629	6,59	616	6,73	603	6,87
5-6	286	9,96	286	648	8,66	637	8,81	626	8,96	616	9,11	607	9,25
6-7	286	47,4	287	488	11,65	483	11,77	478	11,90	474	12,02	469	12,13
7-8	288	-28,87	287	488	11,68	483	11,80	478	11,92	474	12,04	469	12,16
8-9	288	-2,09	288	648	8,75	637	8,90	626	9,05	616	9,20	607	9,34
9-10	205	11,15	222	666	4,32	648	4,44	631	4,56	615	4,68	600	4,79
10-11	174	-6,15	222	666	3,11	648	3,19	631	3,28	615	3,36	600	3,45
11-12	250	-8,98	222	666	6,42	648	6,60	631	6,77	615	6,95	600	7,12
12-13	236	-36,74	222	666	5,76	648	5,92	631	6,08	615	6,24	600	6,39
13-14	236	4,2	243	659	5,75	643	5,89	629	6,02	615	6,16	603	6,29
14-15	250	-33,04	243	659	6,54	643	6,69	629	6,85	615	7,00	603	7,15
15-16	242	-10,55	242	659	6,06	644	6,20	629	6,35	615	6,49	602	6,63
16-17	242	19,42	242	659	6,07	644	6,22	629	6,36	615	6,50	602	6,64
17-18	207	-5,17	207	672	4,35	652	4,49	632	4,62	614	4,76	598	4,89
18-19	207	36,01	220	667	4,45	648	4,58	631	4,70	615	4,83	600	4,95
19-20	231	-25,76	220	667	5,50	648	5,66	631	5,81	615	5,97	600	6,12
20-21	231	24,78	460	630	5,81	626	5,85	622	5,89	618	5,93	614	5,97
21-22	530	4,9	460	630	30,54	626	30,75	622	30,96	618	31,17	614	31,38
22-23	312	-36,3	312	644	10,41	634	10,56	625	10,71	617	10,86	608	11,01
23-24	312	-2,46	283	649	10,26	637	10,44	627	10,62	616	10,80	606	10,97
24-25	239	-9,6	283	649	6,02	637	6,13	627	6,23	616	6,34	606	6,44
25-26	290	11,19	290	647	8,89	637	9,04	626	9,18	616	9,33	607	9,48
26-27	240	17,98	240	660	5,98	644	6,13	629	6,27	615	6,41	602	6,55
27-28	240	13,9	287	648	6,08	637	6,19	626	6,29	616	6,39	607	6,50
28-29	318	-13,32	287	648	10,68	637	10,86	626	11,05	616	11,23	607	11,40
29-30	390	-7,26	390	635	16,39	629	16,55	623	16,70	617	16,86	612	17,01
30-31	150	4,05	150	711	2,16	674	2,28	641	2,40	611	2,51	584	2,63
31-32	189	11,37	293	647	3,78	636	3,84	626	3,90	616	3,96	607	4,02
32-33	338	16,78	293	647	12,09	636	12,29	626	12,49	616	12,69	607	12,88
33-34	282	-4,3	282	649	8,34	638	8,49	627	8,64	616	8,79	606	8,93
34-35	282	30,82	282	649	8,39	638	8,54	627	8,69	616	8,84	606	8,99
35-36	226	10,53	226	664	5,26	647	5,40	630	5,54	615	5,68	601	5,82
36-37	330	22,26	330	486	15,37	482	15,50	478	15,62	475	15,74	471	15,86
37-38	338	62,69	338	486	16,38	482	16,51	478	16,63	475	16,76	471	16,88
38-39	235	-55,43	235	493	7,86	486	7,98	479	8,10	472	8,22	465	8,34

39-40	235	-12,04	235	493	7,66	486	7,78	479	7,90	472	8,01	465	8,13
40-41	264	-15,49	264	490	9,74	484	9,86	478	9,98	473	10,10	467	10,21
41-42	250	-4,49	277	489	8,74	484	8,84	478	8,93	473	9,03	468	9,12
42-43	298	-46,91	277	489	12,62	484	12,76	478	12,90	473	13,04	468	13,17
43-44	298	-26,07	298	646	9,47	636	9,62	626	9,77	617	9,92	608	10,06
44-45	183	1,33	224	665	3,44	647	3,53	631	3,63	615	3,72	600	3,81
45-46	250	-32,73	224	665	6,47	647	6,65	631	6,83	615	7,00	600	7,17
46-47	205	1,06	205	673	4,28	652	4,42	632	4,56	614	4,69	597	4,82
47-48	205	10,93	205	673	4,29	652	4,42	632	4,56	614	4,70	597	4,83
48-49	442	-9,63	442	631	21,21	627	21,37	622	21,52	618	21,68	613	21,83
49-50	483	1,41	483	629	25,39	626	25,55	622	25,71	618	25,86	614	26,02
50-51	263	24,69	263	653	7,27	640	7,42	628	7,56	616	7,71	605	7,85
51-52	263	65,98	245	658	7,40	643	7,58	629	7,75	615	7,92	603	8,08
52-53	221	-5,77	245	658	5,07	643	5,19	629	5,31	615	5,42	603	5,54
53-54	221	24,68	222	495	6,78	487	6,90	479	7,02	471	7,13	464	7,25
54-55	223	-9,34	222	495	6,87	487	6,99	479	7,11	471	7,22	464	7,34
55-56	180	-1,23	180	503	4,40	491	4,51	479	4,62	468	4,73	457	4,84
56-57	195	6,97	195	500	5,20	489	5,32	479	5,43	469	5,54	460	5,65
57-58	266	-2,4	259	491	9,86	484	9,99	478	10,11	473	10,24	467	10,36
58-59	251	-29,79	259	491	8,87	484	8,98	478	9,10	473	9,21	467	9,32
59-60	250	-68,1	250	657	6,74	642	6,89	628	7,04	616	7,19	603	7,33
60-61	275	-0,39	275	650	7,92	638	8,07	627	8,22	616	8,36	606	8,51
61-62	275	65,83	275	650	8,15	638	8,30	627	8,45	616	8,60	606	8,75
62-63	250	-45,09	250	657	6,61	642	6,76	628	6,90	616	7,05	603	7,19
63-64	493	-11,31	493	629	26,45	625	26,61	622	26,76	618	26,92	614	27,08
64-65	243	27,7	243	659	6,15	643	6,29	629	6,44	615	6,58	603	6,72
65-66	371	60,01	371	637	14,98	630	15,13	624	15,29	617	15,45	611	15,60
66-67	278	-78,77	278	650	8,45	638	8,60	627	8,76	616	8,91	606	9,06
67-68	278	-7,24	278	650	8,13	638	8,28	627	8,43	616	8,58	606	8,72
68-69	412	37,04	360	638	18,29	631	18,49	624	18,70	617	18,90	611	19,10
69-70	250	-23,68	360	638	6,73	631	6,80	624	6,88	617	6,95	611	7,02
70-71	216	2,28	215	668	4,74	649	4,89	631	5,02	615	5,16	599	5,30
71-72	216	18,16	191	680	4,68	656	4,85	634	5,02	614	5,19	595	5,35
72-73	150	-3,47	191	680	2,26	656	2,34	634	2,42	614	2,50	595	2,58
73-74	487	-7,39	487	629	25,82	625	25,98	622	26,14	618	26,30	614	26,45
74-75	393	-17,46	393	635	16,67	629	16,82	623	16,98	618	17,13	612	17,28
75-76	6	1,24	6	912	0,00	804	0,00	697	0,00	591	0,00	484	0,00
76-77	210	-33,34	210	672	4,54	651	4,68	633	4,82	615	4,96	599	5,09
77-78	207	-22,93	207	673	4,38	652	4,52	633	4,65	615	4,79	598	4,92
78-79	268	-22,92	268	653	7,57	640	7,72	628	7,87	617	8,02	606	8,16
79-80	268	-43,2	268	653	7,60	640	7,75	628	7,90	617	8,05	606	8,19
80-81	221	-12,23	221	667	5,00	649	5,14	631	5,28	615	5,42	600	5,56
81-82	221	16,2	249	658	5,08	643	5,20	629	5,31	616	5,42	604	5,53
82-83	270	-2,3	249	658	7,58	643	7,75	629	7,92	616	8,08	604	8,25
83-84	230	31,54	231	663	5,52	646	5,67	631	5,81	616	5,95	602	6,09
84-85	230	68,27	241	660	5,74	644	5,87	630	6,01	616	6,14	603	6,28

85-86	250	-62,33	241	660	6,69	644	6,86	630	7,01	616	7,17	603	7,33
86-87	250	-11,36	251	657	6,53	643	6,68	629	6,82	616	6,96	604	7,11
87-88	270	-25,43	262	654	7,65	641	7,81	628	7,96	616	8,12	605	8,27
88-89	254	-40,95	262	654	6,83	641	6,97	628	7,11	616	7,24	605	7,38
89-90	254	-1,49	254	656	6,72	642	6,86	629	7,01	616	7,15	604	7,29
90-91	299	19,44	283	649	9,43	638	9,60	627	9,76	617	9,93	607	10,09
91-92	264	-13,1	283	649	7,37	638	7,50	627	7,63	617	7,76	607	7,89
92-93	264	21,13	267	653	7,35	640	7,49	628	7,64	617	7,78	606	7,92
93-94	270	-48,15	267	653	7,75	640	7,90	628	8,06	617	8,21	606	8,35
94-95	214	-2,34	214	670	4,65	650	4,79	632	4,92	615	5,06	599	5,20
95-96	214	37,66	342	640	4,94	632	5,00	625	5,06	618	5,12	611	5,18
96-97	406	15,12	342	640	17,63	632	17,85	625	18,06	618	18,28	611	18,49
97-98	323	-18,66	342	640	11,16	632	11,30	625	11,43	618	11,57	611	11,70
98-99	225	-11,04	225	665	5,20	648	5,34	631	5,49	616	5,62	601	5,76
99-100	225	7,73	225	665	5,20	648	5,34	631	5,48	616	5,62	601	5,76
100-101	234	10,43	254	656	5,71	642	5,83	629	5,95	616	6,08	604	6,20
101-102	270	-46,94	254	656	7,70	642	7,87	629	8,04	616	8,20	604	8,37
102-103	317	16,35	317	643	10,69	634	10,84	626	10,99	617	11,14	609	11,29
103-104	317	14,14	317	643	10,68	634	10,84	626	10,99	617	11,14	609	11,29
104-105	267	2,11	267	653	7,46	640	7,61	628	7,76	617	7,90	606	8,04
105-106	245	13,2	245	659	6,23	644	6,38	629	6,52	616	6,67	603	6,81
106-107	245	12,47	245	659	6,23	644	6,38	629	6,52	616	6,66	603	6,80
107-108	307	25,26	282	650	9,95	638	10,13	627	10,30	617	10,48	607	10,65
108-109	246	-43,89	282	650	6,49	638	6,61	627	6,72	617	6,84	607	6,95
109-110	246	-5,85	246	658	6,31	643	6,45	629	6,60	616	6,74	604	6,88
110-111	315	-2,66	319	643	10,55	634	10,69	626	10,84	617	10,99	609	11,13
111-112	323	-33,58	319	643	11,16	634	11,31	626	11,47	617	11,62	609	11,78
112-113	308	29,31	308	645	10,13	635	10,28	626	10,43	617	10,58	609	10,73
113-114	308	41,3	271	652	10,06	640	10,26	628	10,45	617	10,64	606	10,83
114-115	197	-20,62	271	652	4,09	640	4,17	628	4,24	617	4,32	606	4,40
115-116	249	0,83	249	658	6,44	643	6,59	629	6,73	616	6,87	604	7,02
116-117	270	-0,63	270	652	7,64	640	7,79	628	7,93	617	8,08	606	8,22
117-118	212	23,78	212	671	4,58	651	4,72	632	4,86	615	5,00	599	5,13
118-119	212	36,87	291	648	4,79	637	4,87	627	4,95	617	5,03	608	5,10
119-120	332	-15,89	291	648	11,65	637	11,84	627	12,04	617	12,23	608	12,42
120-121	256	-2,38	246	658	6,80	644	6,96	629	7,11	616	7,27	604	7,42
121-122	234	-43,3	246	658	5,79	644	5,92	629	6,06	616	6,19	604	6,32
122-123	234	4,04	234	662	5,66	646	5,81	630	5,95	616	6,09	602	6,23
123-124	326	9,69	312	644	11,25	635	11,41	626	11,58	617	11,74	609	11,90
124-125	296	-13,25	312	644	9,34	635	9,47	626	9,61	617	9,74	609	9,88
125-126	296	69,53	302	646	9,56	636	9,71	626	9,85	617	10,00	608	10,14
126-127	308	-66,24	302	646	10,27	636	10,43	626	10,59	617	10,75	608	10,90
127-128	308	52,78	314	644	10,22	635	10,36	626	10,51	617	10,66	609	10,80
128-129	320	-47,18	314	644	10,99	635	11,15	626	11,31	617	11,46	609	11,62
129-130	320	32,33	318	643	10,93	634	11,09	626	11,24	617	11,40	609	11,55
130-131	316	-13,49	318	643	10,65	634	10,80	626	10,95	617	11,10	609	11,25

131-132	316	-67,7	318	643	10,88	634	11,04	626	11,19	617	11,34	609	11,49
132-133	361	5,18	361	638	13,97	631	14,13	624	14,28	618	14,43	611	14,58
133-134	298	-23	298	647	9,38	636	9,53	627	9,68	617	9,83	608	9,98
134-135	298	11,01	259	655	9,31	641	9,50	629	9,70	616	9,89	605	10,08
135-136	167	-8,71	259	655	2,91	641	2,97	629	3,03	616	3,09	605	3,15
136-137	275	2,73	275	651	7,94	639	8,09	628	8,23	617	8,38	606	8,52
137-138	386	10,32	386	636	16,04	630	16,19	624	16,35	618	16,50	612	16,65
138-139	365	-5,34	365	638	14,29	631	14,44	624	14,60	618	14,75	612	14,90
139-140	378	1	378	637	15,32	630	15,48	624	15,63	618	15,79	612	15,94

Tabla 3.78. Tendido del Conductor de Fase PADRIDGE desde 25 °C hasta 50 °C

Vano	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	30°C		35°C		40°C		45°C		50°C	
				T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
1-2	294	5,46	294	598	9,91	590	10,05	582	10,19	574	10,33	566	10,47
2-3	294	50,17	273	463	12,99	458	13,13	454	13,26	449	13,40	445	13,53
3-4	246	-41,31	273	463	9,06	458	9,15	454	9,24	449	9,34	445	9,43
4-5	246	-16,02	246	591	7,01	580	7,15	569	7,28	559	7,41	549	7,55
5-6	286	9,96	286	597	9,40	589	9,54	580	9,68	572	9,82	564	9,95
6-7	286	47,4	287	465	12,25	460	12,37	456	12,49	452	12,60	448	12,71
7-8	288	-28,87	287	465	12,28	460	12,39	456	12,51	452	12,63	448	12,74
8-9	288	-2,09	288	598	9,49	589	9,63	580	9,77	572	9,91	564	10,04
9-10	205	11,15	222	586	4,91	573	5,02	560	5,13	549	5,24	538	5,35
10-11	174	-6,15	222	586	3,53	573	3,61	560	3,69	549	3,77	538	3,85
11-12	250	-8,98	222	586	7,29	573	7,46	560	7,63	549	7,79	538	7,95
12-13	236	-36,74	222	586	6,54	573	6,70	560	6,84	549	6,99	538	7,14
13-14	236	4,2	243	591	6,42	579	6,54	568	6,67	558	6,80	548	6,92
14-15	250	-33,04	243	591	7,29	579	7,44	568	7,58	558	7,72	548	7,86
15-16	242	-10,55	242	590	6,76	579	6,90	568	7,03	557	7,17	547	7,30
16-17	242	19,42	242	590	6,78	579	6,92	568	7,05	557	7,18	547	7,31
17-18	207	-5,17	207	582	5,02	567	5,15	554	5,28	541	5,41	529	5,53
18-19	207	36,01	220	585	5,07	572	5,19	560	5,30	548	5,42	536	5,53
19-20	231	-25,76	220	585	6,27	572	6,41	560	6,56	548	6,70	536	6,84
20-21	231	24,78	460	610	6,01	606	6,05	602	6,09	598	6,13	595	6,16
21-22	530	4,9	460	610	31,58	606	31,79	602	31,99	598	32,19	595	32,39
22-23	312	-36,3	312	600	11,16	593	11,30	585	11,45	578	11,59	571	11,73
23-24	312	-2,46	283	597	11,15	588	11,32	579	11,49	571	11,66	563	11,83
24-25	239	-9,6	283	597	6,54	588	6,64	579	6,74	571	6,84	563	6,94
25-26	290	11,19	290	598	9,62	589	9,76	581	9,90	573	10,04	565	10,18
26-27	240	17,98	240	590	6,69	578	6,83	567	6,96	557	7,09	546	7,22
27-28	240	13,9	287	598	6,60	589	6,70	580	6,79	572	6,89	564	6,99
28-29	318	-13,32	287	598	11,58	589	11,76	580	11,93	572	12,10	564	12,27
29-30	390	-7,26	390	607	17,16	601	17,31	596	17,46	591	17,61	586	17,76
30-31	150	4,05	150	560	2,74	538	2,86	518	2,97	499	3,08	482	3,19

31-32	189	11,37	293	598	4,08	590	4,14	582	4,20	574	4,26	566	4,32
32-33	338	16,78	293	598	13,07	590	13,26	582	13,45	574	13,64	566	13,82
33-34	282	-4,3	282	597	9,08	588	9,22	579	9,36	571	9,50	562	9,63
34-35	282	30,82	282	597	9,13	588	9,27	579	9,41	571	9,55	562	9,69
35-36	226	10,53	226	587	5,95	574	6,08	562	6,22	551	6,35	540	6,47
36-37	330	22,26	330	468	15,98	464	16,10	461	16,22	458	16,33	454	16,45
37-38	338	62,69	338	468	17,00	465	17,12	462	17,24	458	17,36	455	17,48
38-39	235	-55,43	235	459	8,46	452	8,57	447	8,69	441	8,80	435	8,91
39-40	235	-12,04	235	459	8,24	452	8,35	447	8,47	441	8,58	435	8,68
40-41	264	-15,49	264	462	10,33	457	10,44	452	10,56	448	10,67	443	10,78
41-42	250	-4,49	277	464	9,22	459	9,31	454	9,40	450	9,50	446	9,59
42-43	298	-46,91	277	464	13,31	459	13,45	454	13,58	450	13,71	446	13,85
43-44	298	-26,07	298	599	10,21	591	10,35	583	10,49	575	10,63	568	10,77
44-45	183	1,33	224	586	3,90	573	3,99	561	4,08	550	4,16	539	4,25
45-46	250	-32,73	224	586	7,34	573	7,51	561	7,67	550	7,84	539	8,00
46-47	205	1,06	205	582	4,95	567	5,08	553	5,21	540	5,33	528	5,46
47-48	205	10,93	205	582	4,96	567	5,09	553	5,22	540	5,34	528	5,47
48-49	442	-9,63	442	609	21,99	605	22,14	601	22,29	597	22,44	593	22,60
49-50	483	1,41	483	611	26,17	607	26,33	604	26,48	600	26,64	597	26,79
50-51	263	24,69	263	594	7,99	584	8,13	574	8,27	565	8,41	556	8,54
51-52	263	65,98	245	591	8,25	579	8,41	569	8,57	558	8,73	549	8,88
52-53	221	-5,77	245	591	5,65	579	5,76	569	5,87	558	5,98	549	6,08
53-54	221	24,68	222	457	7,36	450	7,47	443	7,58	437	7,69	431	7,79
54-55	223	-9,34	222	457	7,45	450	7,56	443	7,67	437	7,78	431	7,89
55-56	180	-1,23	180	447	4,95	438	5,05	429	5,16	421	5,26	413	5,36
56-57	195	6,97	195	451	5,76	443	5,87	435	5,98	428	6,08	420	6,18
57-58	266	-2,4	259	462	10,48	456	10,60	451	10,72	447	10,84	442	10,96
58-59	251	-29,79	259	462	9,43	456	9,53	451	9,64	447	9,75	442	9,85
59-60	250	-68,1	250	592	7,48	581	7,62	570	7,76	560	7,90	551	8,04
60-61	275	-0,39	275	596	8,65	586	8,79	577	8,93	569	9,07	560	9,20
61-62	275	65,83	275	596	8,89	586	9,04	577	9,18	569	9,32	560	9,46
62-63	250	-45,09	250	592	7,33	581	7,47	570	7,61	560	7,74	551	7,88
63-64	493	-11,31	493	611	27,23	608	27,39	604	27,54	601	27,70	598	27,85
64-65	243	27,7	243	590	6,86	579	7,00	568	7,13	558	7,27	548	7,40
65-66	371	60,01	371	605	15,75	600	15,90	594	16,05	589	16,20	583	16,35
66-67	278	-78,77	278	596	9,21	587	9,35	578	9,50	570	9,64	561	9,78
67-68	278	-7,24	278	596	8,86	587	9,00	578	9,14	570	9,28	561	9,42
68-69	412	37,04	360	605	19,29	599	19,49	593	19,68	587	19,88	581	20,07
69-70	250	-23,68	360	605	7,09	599	7,17	593	7,24	587	7,31	581	7,38
70-71	216	2,28	215	584	5,43	571	5,56	558	5,69	545	5,82	534	5,94
71-72	216	18,16	191	577	5,51	561	5,67	546	5,83	532	5,99	519	6,14
72-73	150	-3,47	191	577	2,66	561	2,74	546	2,81	532	2,89	519	2,96
73-74	487	-7,39	487	611	26,61	607	26,76	604	26,92	600	27,07	597	27,22
74-75	393	-17,46	393	607	17,44	602	17,59	597	17,74	592	17,88	587	18,03
75-76	6	1,24	6	378	0,00	274	0,00	177	0,01	103	0,03	66	0,04
76-77	210	-33,34	210	583	5,23	569	5,36	556	5,49	543	5,62	531	5,74

77-78	207	-22,93	207	583	5,06	568	5,19	554	5,31	541	5,44	529	5,56
78-79	268	-22,92	268	595	8,30	585	8,44	576	8,58	567	8,72	558	8,86
79-80	268	-43,2	268	595	8,33	585	8,48	576	8,62	567	8,75	558	8,89
80-81	221	-12,23	221	586	5,69	573	5,83	560	5,96	549	6,08	537	6,21
81-82	221	16,2	249	592	5,64	581	5,75	571	5,86	560	5,96	551	6,07
82-83	270	-2,3	249	592	8,41	581	8,57	571	8,73	560	8,89	551	9,05
83-84	230	31,54	231	588	6,23	576	6,36	564	6,49	553	6,63	542	6,76
84-85	230	68,27	241	591	6,41	579	6,54	568	6,67	557	6,79	547	6,92
85-86	250	-62,33	241	591	7,48	579	7,63	568	7,78	557	7,93	547	8,07
86-87	250	-11,36	251	592	7,24	581	7,38	571	7,52	561	7,65	552	7,78
87-88	270	-25,43	262	594	8,42	584	8,57	574	8,71	565	8,86	556	9,00
88-89	254	-40,95	262	594	7,51	584	7,64	574	7,77	565	7,90	556	8,03
89-90	254	-1,49	254	593	7,43	582	7,57	572	7,71	562	7,84	553	7,97
90-91	299	19,44	283	598	10,25	589	10,41	580	10,56	571	10,72	563	10,87
91-92	264	-13,1	283	598	8,01	589	8,13	580	8,26	571	8,38	563	8,50
92-93	264	21,13	267	595	8,06	585	8,19	576	8,33	567	8,46	558	8,60
93-94	270	-48,15	267	595	8,50	585	8,65	576	8,79	567	8,93	558	9,07
94-95	214	-2,34	214	584	5,33	570	5,46	557	5,59	545	5,71	533	5,84
95-96	214	37,66	342	604	5,24	597	5,29	591	5,35	585	5,41	579	5,46
96-97	406	15,12	342	604	18,70	597	18,91	591	19,11	585	19,32	579	19,52
97-98	323	-18,66	342	604	11,83	597	11,96	591	12,09	585	12,22	579	12,35
98-99	225	-11,04	225	587	5,90	574	6,03	562	6,16	551	6,29	540	6,42
99-100	225	7,73	225	587	5,89	574	6,03	562	6,16	551	6,29	540	6,41
100-101	234	10,43	254	593	6,31	582	6,43	572	6,55	562	6,66	553	6,77
101-102	270	-46,94	254	593	8,53	582	8,68	572	8,84	562	8,99	553	9,15
102-103	317	16,35	317	601	11,44	594	11,58	587	11,73	580	11,87	573	12,01
103-104	317	14,14	317	601	11,43	594	11,58	587	11,72	580	11,86	573	12,01
104-105	267	2,11	267	595	8,18	585	8,32	576	8,46	567	8,60	558	8,73
105-106	245	13,2	245	591	6,94	580	7,08	569	7,22	559	7,35	549	7,48
106-107	245	12,47	245	591	6,94	580	7,08	569	7,21	559	7,35	549	7,48
107-108	307	25,26	282	597	10,82	588	10,99	579	11,16	571	11,32	563	11,49
108-109	246	-43,89	282	597	7,06	588	7,17	579	7,28	571	7,38	563	7,49
109-110	246	-5,85	246	592	7,02	580	7,15	570	7,29	560	7,42	550	7,55
110-111	315	-2,66	319	602	11,27	594	11,42	587	11,56	580	11,69	573	11,83
111-112	323	-33,58	319	602	11,93	594	12,08	587	12,23	580	12,37	573	12,52
112-113	308	29,31	308	601	10,88	593	11,02	585	11,17	578	11,31	571	11,45
113-114	308	41,3	271	596	11,01	586	11,20	577	11,38	568	11,56	559	11,74
114-115	197	-20,62	271	596	4,47	586	4,55	577	4,62	568	4,69	559	4,77
115-116	249	0,83	249	592	7,15	581	7,29	571	7,43	560	7,56	551	7,69
116-117	270	-0,63	270	596	8,36	586	8,50	577	8,64	568	8,78	559	8,91
117-118	212	23,78	212	584	5,27	570	5,40	556	5,53	544	5,65	532	5,78
118-119	212	36,87	291	599	5,18	590	5,26	582	5,33	574	5,41	566	5,48
119-120	332	-15,89	291	599	12,61	590	12,79	582	12,98	574	13,16	566	13,34
120-121	256	-2,38	246	592	7,57	580	7,72	570	7,86	559	8,01	550	8,15
121-122	234	-43,3	246	592	6,44	580	6,57	570	6,69	559	6,82	550	6,94
122-123	234	4,04	234	589	6,36	577	6,50	566	6,63	555	6,76	544	6,89

123-124	326	9,69	312	601	12,06	593	12,22	586	12,37	579	12,53	572	12,68
124-125	296	-13,25	312	601	10,01	593	10,14	586	10,27	579	10,40	572	10,52
125-126	296	69,53	302	600	10,29	592	10,43	584	10,57	576	10,71	569	10,85
126-127	308	-66,24	302	600	11,06	592	11,21	584	11,36	576	11,51	569	11,66
127-128	308	52,78	314	601	10,94	594	11,09	586	11,22	579	11,36	572	11,50
128-129	320	-47,18	314	601	11,77	594	11,92	586	12,07	579	12,22	572	12,37
129-130	320	32,33	318	602	11,70	594	11,85	587	11,99	580	12,14	573	12,28
130-131	316	-13,49	318	602	11,39	594	11,54	587	11,68	580	11,82	573	11,96
131-132	316	-67,7	318	602	11,64	594	11,79	587	11,93	580	12,08	573	12,22
132-133	361	5,18	361	605	14,73	599	14,88	593	15,03	588	15,18	582	15,32
133-134	298	-23	298	599	10,12	591	10,27	583	10,41	575	10,55	568	10,69
134-135	298	11,01	259	594	10,26	584	10,45	574	10,63	564	10,81	555	10,98
135-136	167	-8,71	259	594	3,21	584	3,27	574	3,32	564	3,38	555	3,44
136-137	275	2,73	275	596	8,67	587	8,81	578	8,95	569	9,08	561	9,22
137-138	386	10,32	386	607	16,80	602	16,95	596	17,10	591	17,25	586	17,40
138-139	365	-5,34	365	606	15,05	600	15,20	594	15,35	588	15,49	583	15,64
139-140	378	1	378	606	16,09	601	16,24	595	16,39	590	16,53	585	16,68

Tabla 3.79. Tendido del Conductor de Guarda OPGW-24 desde 5 °C hasta 25 °C

Vano	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	5°C		10°C		15°C		20°C		25°C	
				T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
1-2	294	5,46	294	295	13,67	293	13,77	291	13,87	289	13,97	287	14,07
2-3	294	50,17	273	243	16,86	242	16,96	240	17,06	239	17,15	238	17,25
3-4	246	-41,31	273	243	11,75	242	11,81	240	11,88	239	11,95	238	12,02
4-5	246	-16,02	246	298	9,46	295	9,56	292	9,66	289	9,76	286	9,86
5-6	286	9,96	286	295	12,93	293	13,03	291	13,13	289	13,22	287	13,32
6-7	286	47,4	287	243	15,95	242	16,04	240	16,12	239	16,21	238	16,29
7-8	288	-28,87	287	243	15,99	242	16,07	240	16,15	239	16,24	238	16,32
8-9	288	-2,09	288	295	13,06	293	13,16	291	13,26	289	13,36	287	13,45
9-10	205	11,15	222	300	6,52	296	6,60	292	6,69	289	6,77	285	6,85
10-11	174	-6,15	222	300	4,69	296	4,75	292	4,81	289	4,87	285	4,93
11-12	250	-8,98	222	300	9,69	296	9,82	292	9,94	289	10,07	285	10,19
12-13	236	-36,74	222	300	8,70	296	8,81	292	8,92	289	9,03	285	9,14
13-14	236	4,2	243	298	8,65	295	8,74	292	8,83	289	8,92	286	9,02
14-15	250	-33,04	243	298	9,83	295	9,94	292	10,04	289	10,15	286	10,25
15-16	242	-10,55	242	298	9,11	295	9,21	292	9,31	289	9,40	286	9,50
16-17	242	19,42	242	298	9,13	295	9,23	292	9,33	289	9,43	286	9,52
17-18	207	-5,17	207	301	6,59	297	6,69	293	6,79	289	6,89	285	6,98
18-19	207	36,01	220	300	6,72	296	6,81	292	6,90	289	6,99	285	7,07
19-20	231	-25,76	220	300	8,31	296	8,42	292	8,53	289	8,64	285	8,75
20-21	231	24,78	460	292	8,55	291	8,58	290	8,60	289	8,63	288	8,65
21-22	530	4,9	460	292	45,11	291	45,25	290	45,38	289	45,52	288	45,66
22-23	312	-36,3	312	294	15,48	293	15,59	291	15,69	289	15,79	287	15,89

23-24	312	-2,46	283	296	15,32	293	15,44	291	15,56	289	15,68	287	15,80
24-25	239	-9,6	283	296	8,98	293	9,06	291	9,13	289	9,20	287	9,27
25-26	290	11,19	290	295	13,25	293	13,35	291	13,45	289	13,55	287	13,65
26-27	240	17,98	240	298	9,00	295	9,10	292	9,20	289	9,29	286	9,39
27-28	240	13,9	287	295	9,07	293	9,14	291	9,21	289	9,28	287	9,35
28-29	318	-13,32	287	295	15,94	293	16,06	291	16,19	289	16,31	287	16,43
29-30	390	-7,26	390	292	24,24	291	24,34	290	24,45	289	24,55	288	24,65
30-31	150	4,05	150	313	3,34	304	3,44	296	3,53	288	3,62	281	3,71
31-32	189	11,37	293	295	5,63	293	5,67	291	5,71	289	5,75	287	5,79
32-33	338	16,78	293	295	18,04	293	18,17	291	18,31	289	18,44	287	18,57
33-34	282	-4,3	282	296	12,46	293	12,56	291	12,66	289	12,76	287	12,86
34-35	282	30,82	282	296	12,53	293	12,63	291	12,73	289	12,83	287	12,93
35-36	226	10,53	226	299	7,93	296	8,03	292	8,13	289	8,23	285	8,32
36-37	330	22,26	330	242	21,00	241	21,08	240	21,17	239	21,25	239	21,34
37-38	338	62,69	338	242	22,37	241	22,46	240	22,54	240	22,63	239	22,71
38-39	235	-55,43	235	244	10,82	242	10,91	240	10,99	238	11,08	236	11,16
39-40	235	-12,04	235	244	10,55	242	10,63	240	10,71	238	10,79	236	10,88
40-41	264	-15,49	264	243	13,36	242	13,44	240	13,53	239	13,61	237	13,69
41-42	250	-4,49	277	243	11,97	242	12,04	240	12,10	239	12,17	238	12,24
42-43	298	-46,91	277	243	17,29	242	17,39	240	17,49	239	17,59	238	17,68
43-44	298	-26,07	298	295	14,10	293	14,20	291	14,30	289	14,40	287	14,50
44-45	183	1,33	224	300	5,19	296	5,26	292	5,32	289	5,39	285	5,45
45-46	250	-32,73	224	300	9,78	296	9,90	292	10,02	289	10,15	285	10,27
46-47	205	1,06	205	302	6,49	297	6,59	293	6,69	289	6,79	285	6,88
47-48	205	10,93	205	302	6,50	297	6,60	293	6,70	289	6,80	285	6,89
48-49	442	-9,63	442	292	31,30	291	31,41	290	31,51	289	31,61	288	31,71
49-50	483	1,41	483	291	37,43	290	37,54	290	37,64	289	37,74	288	37,84
50-51	263	24,69	263	297	10,88	294	10,98	291	11,08	289	11,18	286	11,28
51-52	263	65,98	245	298	11,13	295	11,25	292	11,36	289	11,48	286	11,59
52-53	221	-5,77	245	298	7,62	295	7,70	292	7,78	289	7,86	286	7,94
53-54	221	24,68	222	244	9,36	242	9,44	240	9,52	238	9,60	236	9,68
54-55	223	-9,34	222	244	9,48	242	9,56	240	9,64	238	9,73	236	9,81
55-56	180	-1,23	180	246	6,12	243	6,20	239	6,28	236	6,36	234	6,44
56-57	195	6,97	195	245	7,21	242	7,30	240	7,38	237	7,46	235	7,54
57-58	266	-2,4	259	243	13,54	242	13,62	240	13,71	239	13,80	237	13,89
58-59	251	-29,79	259	243	12,17	242	12,25	240	12,33	239	12,41	237	12,49
59-60	250	-68,1	250	297	10,12	295	10,22	292	10,32	289	10,42	286	10,53
60-61	275	-0,39	275	296	11,84	294	11,94	291	12,04	289	12,14	287	12,24
61-62	275	65,83	275	296	12,18	294	12,28	291	12,38	289	12,48	287	12,58
62-63	250	-45,09	250	297	9,92	295	10,02	292	10,12	289	10,22	286	10,32
63-64	493	-11,31	493	291	38,99	290	39,09	290	39,19	289	39,30	288	39,40
64-65	243	27,7	243	298	9,24	295	9,34	292	9,44	289	9,54	286	9,64
65-66	371	60,01	371	293	22,17	292	22,28	290	22,38	289	22,48	288	22,58
66-67	278	-78,77	278	296	12,62	293	12,73	291	12,83	289	12,93	287	13,04
67-68	278	-7,24	278	296	12,15	293	12,25	291	12,35	289	12,45	287	12,55
68-69	412	37,04	360	293	27,12	292	27,25	290	27,38	289	27,52	288	27,65

69-70	250	-23,68	360	293	9,95	292	10,00	290	10,05	289	10,10	288	10,15
70-71	216	2,28	215	300	7,18	296	7,28	292	7,38	289	7,47	285	7,57
71-72	216	18,16	191	304	7,13	298	7,26	293	7,38	289	7,50	284	7,62
72-73	150	-3,47	191	304	3,44	298	3,50	293	3,56	289	3,62	284	3,68
73-74	487	-7,39	487	291	38,07	290	38,17	290	38,28	289	38,38	288	38,48
74-75	393	-17,46	393	292	24,64	291	24,75	290	24,85	289	24,95	288	25,05
75-76	6	1,24	6	509	0,00	433	0,00	358	0,00	283	0,00	209	0,00
76-77	210	-33,34	210	301	6,89	297	6,99	293	7,09	289	7,18	285	7,28
77-78	207	-22,93	207	301	6,64	297	6,74	293	6,84	289	6,94	285	7,03
78-79	268	-22,92	268	296	11,35	294	11,45	291	11,55	289	11,64	286	11,74
79-80	268	-43,2	268	296	11,39	294	11,49	291	11,59	289	11,69	286	11,79
80-81	221	-12,23	221	300	7,57	296	7,67	292	7,76	289	7,86	285	7,96
81-82	221	16,2	249	298	7,64	295	7,71	292	7,79	289	7,87	286	7,94
82-83	270	-2,3	249	298	11,39	295	11,51	292	11,62	289	11,74	286	11,85
83-84	230	31,54	231	299	8,33	295	8,43	292	8,53	289	8,63	286	8,73
84-85	230	68,27	241	298	8,63	295	8,73	292	8,82	289	8,92	286	9,01
85-86	250	-62,33	241	298	10,08	295	10,19	292	10,30	289	10,41	286	10,51
86-87	250	-11,36	251	297	9,81	294	9,91	292	10,01	289	10,11	286	10,21
87-88	270	-25,43	262	297	11,47	294	11,58	291	11,68	289	11,79	286	11,89
88-89	254	-40,95	262	297	10,24	294	10,33	291	10,42	289	10,52	286	10,61
89-90	254	-1,49	254	297	10,09	294	10,19	292	10,29	289	10,38	286	10,48
90-91	299	19,44	283	296	14,10	293	14,21	291	14,32	289	14,43	287	14,54
91-92	264	-13,1	283	296	11,01	293	11,10	291	11,19	289	11,27	287	11,36
92-93	264	21,13	267	296	11,00	294	11,10	291	11,20	289	11,30	286	11,39
93-94	270	-48,15	267	296	11,61	294	11,72	291	11,82	289	11,92	286	12,02
94-95	214	-2,34	214	301	7,04	297	7,14	293	7,24	289	7,33	285	7,43
95-96	214	37,66	342	294	7,32	292	7,36	290	7,40	289	7,44	287	7,48
96-97	406	15,12	342	294	26,20	292	26,35	290	26,49	289	26,63	287	26,77
97-98	323	-18,66	342	294	16,57	292	16,66	290	16,75	289	16,84	287	16,92
98-99	225	-11,04	225	299	7,86	296	7,96	292	8,06	289	8,16	285	8,25
99-100	225	7,73	225	299	7,86	296	7,96	292	8,05	289	8,15	285	8,25
100-101	234	10,43	254	297	8,57	294	8,65	292	8,74	289	8,82	286	8,90
101-102	270	-46,94	254	297	11,57	294	11,69	292	11,80	289	11,91	286	12,02
102-103	317	16,35	317	294	15,91	292	16,01	291	16,11	289	16,21	287	16,31
103-104	317	14,14	317	294	15,90	292	16,00	291	16,10	289	16,20	287	16,30
104-105	267	2,11	267	296	11,18	294	11,28	291	11,38	289	11,48	286	11,57
105-106	245	13,2	245	298	9,38	295	9,48	292	9,58	289	9,67	286	9,77
106-107	245	12,47	245	298	9,38	295	9,48	292	9,57	289	9,67	286	9,77
107-108	307	25,26	282	296	14,88	293	15,00	291	15,12	289	15,23	287	15,35
108-109	246	-43,89	282	296	9,70	293	9,78	291	9,85	289	9,93	287	10,01
109-110	246	-5,85	246	298	9,49	295	9,58	292	9,68	289	9,78	286	9,88
110-111	315	-2,66	319	294	15,69	292	15,79	291	15,89	289	15,98	287	16,08
111-112	323	-33,58	319	294	16,60	292	16,71	291	16,81	289	16,91	287	17,01
112-113	308	29,31	308	295	15,09	293	15,19	291	15,29	289	15,39	287	15,49
113-114	308	41,3	271	296	15,07	294	15,20	291	15,33	289	15,46	286	15,59
114-115	197	-20,62	271	296	6,12	294	6,17	291	6,22	289	6,27	286	6,33

115-116	249	0,83	249	298	9,68	295	9,78	292	9,88	289	9,98	286	10,07
116-117	270	-0,63	270	296	11,44	294	11,54	291	11,64	289	11,73	286	11,83
117-118	212	23,78	212	301	6,95	297	7,05	293	7,15	289	7,24	285	7,34
118-119	212	36,87	291	295	7,14	293	7,20	291	7,25	289	7,30	287	7,35
119-120	332	-15,89	291	295	17,39	293	17,53	291	17,66	289	17,78	287	17,91
120-121	256	-2,38	246	298	10,23	295	10,34	292	10,44	289	10,55	286	10,65
121-122	234	-43,3	246	298	8,71	295	8,80	292	8,89	289	8,98	286	9,07
122-123	234	4,04	234	299	8,54	295	8,63	292	8,73	289	8,83	286	8,93
123-124	326	9,69	312	294	16,75	293	16,86	291	16,97	289	17,08	287	17,19
124-125	296	-13,25	312	294	13,90	293	13,99	291	14,08	289	14,17	287	14,26
125-126	296	69,53	302	295	14,25	293	14,34	291	14,44	289	14,54	287	14,64
126-127	308	-66,24	302	295	15,31	293	15,42	291	15,52	289	15,63	287	15,73
127-128	308	52,78	314	294	15,21	293	15,31	291	15,41	289	15,50	287	15,60
128-129	320	-47,18	314	294	16,36	293	16,47	291	16,57	289	16,68	287	16,78
129-130	320	32,33	318	294	16,28	292	16,38	291	16,48	289	16,58	287	16,68
130-131	316	-13,49	318	294	15,85	292	15,95	291	16,05	289	16,15	287	16,25
131-132	316	-67,7	318	294	16,19	292	16,30	291	16,40	289	16,50	287	16,60
132-133	361	5,18	361	293	20,72	292	20,82	290	20,92	289	21,02	288	21,12
133-134	298	-23	298	295	14,00	293	14,10	291	14,20	289	14,30	287	14,40
134-135	298	11,01	259	297	13,97	294	14,10	291	14,23	289	14,36	286	14,49
135-136	167	-8,71	259	297	4,37	294	4,41	291	4,45	289	4,49	286	4,53
136-137	275	2,73	275	296	11,88	294	11,98	291	12,08	289	12,17	287	12,27
137-138	386	10,32	386	293	23,74	291	23,85	290	23,95	289	24,05	288	24,15
138-139	365	-5,34	365	293	21,18	292	21,28	290	21,39	289	21,49	288	21,59
139-140	378	1	378	293	22,70	291	22,80	290	22,90	289	23,00	288	23,10

Tabla 3.80. Tendido del Conductor de Guarda OPGW-24 desde 25 °C hasta 50 °C

Vano	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	30°C		35°C		40°C		45°C		50°C	
				T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
1-2	294	5,46	294	285	14,16	283	14,26	281	14,36	279	14,45	277	14,55
2-3	294	50,17	273	236	17,35	235	17,44	234	17,54	232	17,63	231	17,73
3-4	246	-41,31	273	236	12,08	235	12,15	234	12,22	232	12,28	231	12,35
4-5	246	-16,02	246	283	9,95	281	10,05	278	10,14	275	10,24	273	10,33
5-6	286	9,96	286	285	13,42	283	13,52	281	13,61	279	13,71	277	13,80
6-7	286	47,4	287	237	16,37	235	16,46	234	16,54	233	16,62	232	16,70
7-8	288	-28,87	287	237	16,41	235	16,49	234	16,57	233	16,65	232	16,73
8-9	288	-2,09	288	285	13,55	283	13,65	281	13,74	279	13,84	277	13,93
9-10	205	11,15	222	282	6,93	279	7,01	276	7,09	273	7,17	270	7,25
10-11	174	-6,15	222	282	4,99	279	5,05	276	5,10	273	5,16	270	5,22
11-12	250	-8,98	222	282	10,31	279	10,43	276	10,55	273	10,66	270	10,78
12-13	236	-36,74	222	282	9,25	279	9,36	276	9,46	273	9,57	270	9,67
13-14	236	4,2	243	283	9,11	280	9,19	278	9,28	275	9,37	273	9,46
14-15	250	-33,04	243	283	10,35	280	10,45	278	10,55	275	10,65	273	10,75

15-16	242	-10,55	242	283	9,60	280	9,69	278	9,79	275	9,88	272	9,97
16-17	242	19,42	242	283	9,62	280	9,71	278	9,81	275	9,90	272	10,00
17-18	207	-5,17	207	281	7,08	277	7,17	274	7,26	270	7,35	267	7,44
18-19	207	36,01	220	282	7,16	279	7,24	275	7,33	272	7,41	269	7,49
19-20	231	-25,76	220	282	8,85	279	8,96	275	9,06	272	9,16	269	9,26
20-21	231	24,78	460	287	8,68	286	8,70	286	8,73	285	8,75	284	8,78
21-22	530	4,9	460	287	45,79	286	45,93	286	46,06	285	46,19	284	46,33
22-23	312	-36,3	312	285	15,98	284	16,08	282	16,18	280	16,28	279	16,37
23-24	312	-2,46	283	285	15,92	282	16,04	280	16,16	278	16,27	276	16,39
24-25	239	-9,6	283	285	9,34	282	9,41	280	9,47	278	9,54	276	9,61
25-26	290	11,19	290	285	13,75	283	13,84	281	13,94	279	14,04	277	14,13
26-27	240	17,98	240	283	9,49	280	9,58	277	9,68	275	9,77	272	9,86
27-28	240	13,9	287	285	9,42	283	9,49	281	9,55	279	9,62	277	9,69
28-29	318	-13,32	287	285	16,55	283	16,67	281	16,79	279	16,90	277	17,02
29-30	390	-7,26	390	287	24,75	285	24,85	284	24,94	283	25,04	282	25,14
30-31	150	4,05	150	275	3,80	269	3,89	263	3,97	257	4,06	252	4,14
31-32	189	11,37	293	285	5,83	283	5,87	281	5,91	279	5,95	277	5,99
32-33	338	16,78	293	285	18,70	283	18,83	281	18,96	279	19,08	277	19,21
33-34	282	-4,3	282	285	12,95	282	13,05	280	13,15	278	13,24	276	13,34
34-35	282	30,82	282	285	13,03	282	13,13	280	13,22	278	13,32	276	13,42
35-36	226	10,53	226	282	8,42	279	8,51	276	8,61	273	8,70	270	8,79
36-37	330	22,26	330	238	21,42	237	21,50	236	21,58	235	21,67	234	21,75
37-38	338	62,69	338	238	22,80	237	22,88	236	22,97	235	23,05	234	23,13
38-39	235	-55,43	235	235	11,24	233	11,32	231	11,41	230	11,49	228	11,57
39-40	235	-12,04	235	235	10,96	233	11,04	231	11,12	230	11,20	228	11,27
40-41	264	-15,49	264	236	13,77	235	13,85	233	13,94	232	14,02	231	14,10
41-42	250	-4,49	277	236	12,30	235	12,37	234	12,44	233	12,50	231	12,57
42-43	298	-46,91	277	236	17,78	235	17,87	234	17,97	233	18,06	231	18,16
43-44	298	-26,07	298	285	14,60	283	14,70	281	14,80	279	14,89	278	14,99
44-45	183	1,33	224	282	5,51	279	5,57	276	5,64	273	5,70	270	5,76
45-46	250	-32,73	224	282	10,39	279	10,50	276	10,62	273	10,74	270	10,85
46-47	205	1,06	205	281	6,97	277	7,07	274	7,16	270	7,25	267	7,34
47-48	205	10,93	205	281	6,98	277	7,08	274	7,17	270	7,26	267	7,35
48-49	442	-9,63	442	287	31,81	286	31,91	285	32,01	284	32,11	284	32,21
49-50	483	1,41	483	287	37,94	287	38,05	286	38,15	285	38,25	284	38,35
50-51	263	24,69	263	284	11,38	282	11,47	279	11,57	277	11,66	275	11,76
51-52	263	65,98	245	283	11,71	280	11,82	278	11,93	275	12,05	273	12,16
52-53	221	-5,77	245	283	8,02	280	8,09	278	8,17	275	8,25	273	8,32
53-54	221	24,68	222	234	9,76	232	9,84	230	9,92	229	10,00	227	10,08
54-55	223	-9,34	222	234	9,89	232	9,97	230	10,05	229	10,13	227	10,21
55-56	180	-1,23	180	231	6,52	228	6,60	225	6,68	223	6,75	221	6,83
56-57	195	6,97	195	232	7,62	230	7,69	228	7,77	225	7,85	223	7,93
57-58	266	-2,4	259	236	13,97	234	14,06	233	14,14	232	14,23	230	14,31
58-59	251	-29,79	259	236	12,56	234	12,64	233	12,72	232	12,79	230	12,87
59-60	250	-68,1	250	283	10,62	281	10,72	278	10,82	276	10,92	273	11,02
60-61	275	-0,39	275	284	12,33	282	12,43	280	12,53	278	12,62	276	12,71

61-62	275	65,83	275	284	12,68	282	12,78	280	12,88	278	12,98	276	13,08
62-63	250	-45,09	250	283	10,42	281	10,51	278	10,61	276	10,71	273	10,80
63-64	493	-11,31	493	287	39,50	287	39,60	286	39,70	285	39,80	285	39,90
64-65	243	27,7	243	283	9,73	280	9,83	278	9,92	275	10,02	273	10,11
65-66	371	60,01	371	286	22,68	285	22,78	284	22,88	283	22,98	281	23,08
66-67	278	-78,77	278	284	13,14	282	13,24	280	13,34	278	13,44	276	13,53
67-68	278	-7,24	278	284	12,64	282	12,74	280	12,84	278	12,93	276	13,03
68-69	412	37,04	360	286	27,78	285	27,91	284	28,04	282	28,17	281	28,30
69-70	250	-23,68	360	286	10,20	285	10,24	284	10,29	282	10,34	281	10,38
70-71	216	2,28	215	282	7,66	278	7,76	275	7,85	272	7,94	269	8,03
71-72	216	18,16	191	280	7,74	276	7,85	272	7,97	268	8,08	264	8,20
72-73	150	-3,47	191	280	3,73	276	3,79	272	3,85	268	3,90	264	3,95
73-74	487	-7,39	487	287	38,58	287	38,68	286	38,78	285	38,88	285	38,99
74-75	393	-17,46	393	287	25,15	286	25,25	284	25,35	283	25,45	282	25,55
75-76	6	1,24	6	139	0,01	82	0,02	51	0,04	37	0,05	30	0,06
76-77	210	-33,34	210	281	7,38	278	7,47	274	7,56	271	7,66	268	7,75
77-78	207	-22,93	207	281	7,13	277	7,22	274	7,31	271	7,40	267	7,49
78-79	268	-22,92	268	284	11,84	282	11,94	280	12,03	277	12,13	275	12,22
79-80	268	-43,2	268	284	11,89	282	11,98	280	12,08	277	12,17	275	12,27
80-81	221	-12,23	221	282	8,05	279	8,15	276	8,24	272	8,33	270	8,42
81-82	221	16,2	249	283	8,02	281	8,10	278	8,17	276	8,24	273	8,32
82-83	270	-2,3	249	283	11,96	281	12,08	278	12,19	276	12,30	273	12,41
83-84	230	31,54	231	282	8,82	279	8,92	277	9,01	274	9,10	271	9,20
84-85	230	68,27	241	283	9,10	280	9,19	278	9,28	275	9,37	272	9,46
85-86	250	-62,33	241	283	10,62	280	10,73	278	10,83	275	10,94	272	11,04
86-87	250	-11,36	251	283	10,30	281	10,40	278	10,49	276	10,59	273	10,68
87-88	270	-25,43	262	284	11,99	281	12,10	279	12,20	277	12,30	275	12,40
88-89	254	-40,95	262	284	10,70	281	10,79	279	10,88	277	10,97	275	11,06
89-90	254	-1,49	254	284	10,58	281	10,67	279	10,77	276	10,86	274	10,95
90-91	299	19,44	283	285	14,65	282	14,75	280	14,86	278	14,97	277	15,07
91-92	264	-13,1	283	285	11,44	282	11,53	280	11,61	278	11,70	277	11,78
92-93	264	21,13	267	284	11,49	282	11,58	279	11,68	277	11,77	275	11,86
93-94	270	-48,15	267	284	12,12	282	12,22	279	12,32	277	12,42	275	12,52
94-95	214	-2,34	214	281	7,52	278	7,62	275	7,71	271	7,80	268	7,89
95-96	214	37,66	342	286	7,52	284	7,56	283	7,60	282	7,63	280	7,67
96-97	406	15,12	342	286	26,91	284	27,05	283	27,19	282	27,33	280	27,46
97-98	323	-18,66	342	286	17,01	284	17,10	283	17,19	282	17,27	280	17,36
98-99	225	-11,04	225	282	8,35	279	8,44	276	8,53	273	8,63	270	8,72
99-100	225	7,73	225	282	8,34	279	8,44	276	8,53	273	8,62	270	8,71
100-101	234	10,43	254	284	8,98	281	9,06	279	9,14	276	9,22	274	9,30
101-102	270	-46,94	254	284	12,13	281	12,24	279	12,35	276	12,46	274	12,57
102-103	317	16,35	317	285	16,41	284	16,51	282	16,60	280	16,70	279	16,80
103-104	317	14,14	317	285	16,40	284	16,50	282	16,60	280	16,69	279	16,79
104-105	267	2,11	267	284	11,67	282	11,77	279	11,86	277	11,96	275	12,05
105-106	245	13,2	245	283	9,87	280	9,96	278	10,06	275	10,15	273	10,24
106-107	245	12,47	245	283	9,86	280	9,96	278	10,05	275	10,15	273	10,24

107-108	307	25,26	282	285	15,47	282	15,58	280	15,70	278	15,81	276	15,92
108-109	246	-43,89	282	285	10,08	282	10,16	280	10,23	278	10,31	276	10,38
109-110	246	-5,85	246	283	9,97	281	10,07	278	10,16	275	10,26	273	10,35
110-111	315	-2,66	319	285	16,18	284	16,27	282	16,37	281	16,46	279	16,55
111-112	323	-33,58	319	285	17,12	284	17,22	282	17,32	281	17,42	279	17,52
112-113	308	29,31	308	285	15,59	283	15,69	282	15,78	280	15,88	278	15,98
113-114	308	41,3	271	284	15,72	282	15,84	280	15,97	278	16,09	275	16,22
114-115	197	-20,62	271	284	6,38	282	6,43	280	6,48	278	6,53	275	6,58
115-116	249	0,83	249	283	10,17	281	10,27	278	10,36	276	10,45	273	10,55
116-117	270	-0,63	270	284	11,93	282	12,03	280	12,12	277	12,22	275	12,31
117-118	212	23,78	212	281	7,43	278	7,53	274	7,62	271	7,71	268	7,80
118-119	212	36,87	291	285	7,41	283	7,46	281	7,51	279	7,56	277	7,61
119-120	332	-15,89	291	285	18,04	283	18,17	281	18,29	279	18,42	277	18,54
120-121	256	-2,38	246	283	10,76	281	10,86	278	10,96	275	11,06	273	11,17
121-122	234	-43,3	246	283	9,16	281	9,24	278	9,33	275	9,42	273	9,50
122-123	234	4,04	234	283	9,02	280	9,12	277	9,21	274	9,30	271	9,40
123-124	326	9,69	312	285	17,29	284	17,40	282	17,51	280	17,61	279	17,72
124-125	296	-13,25	312	285	14,35	284	14,44	282	14,52	280	14,61	279	14,70
125-126	296	69,53	302	285	14,73	283	14,83	281	14,93	280	15,02	278	15,12
126-127	308	-66,24	302	285	15,84	283	15,94	281	16,04	280	16,15	278	16,25
127-128	308	52,78	314	285	15,69	284	15,79	282	15,88	280	15,98	279	16,07
128-129	320	-47,18	314	285	16,88	284	16,98	282	17,09	280	17,19	279	17,29
129-130	320	32,33	318	285	16,78	284	16,88	282	16,98	280	17,08	279	17,18
130-131	316	-13,49	318	285	16,34	284	16,44	282	16,54	280	16,63	279	16,73
131-132	316	-67,7	318	285	16,70	284	16,80	282	16,90	280	16,99	279	17,09
132-133	361	5,18	361	286	21,22	285	21,32	284	21,42	282	21,52	281	21,61
133-134	298	-23	298	285	14,49	283	14,59	281	14,69	279	14,78	278	14,88
134-135	298	11,01	259	284	14,62	281	14,75	279	14,87	277	15,00	274	15,12
135-136	167	-8,71	259	284	4,57	281	4,61	279	4,65	277	4,69	274	4,73
136-137	275	2,73	275	284	12,37	282	12,47	280	12,56	278	12,66	276	12,75
137-138	386	10,32	386	287	24,25	285	24,35	284	24,45	283	24,54	282	24,64
138-139	365	-5,34	365	286	21,68	285	21,78	284	21,88	282	21,98	281	22,08
139-140	378	1	378	286	23,20	285	23,30	284	23,40	283	23,50	282	23,60

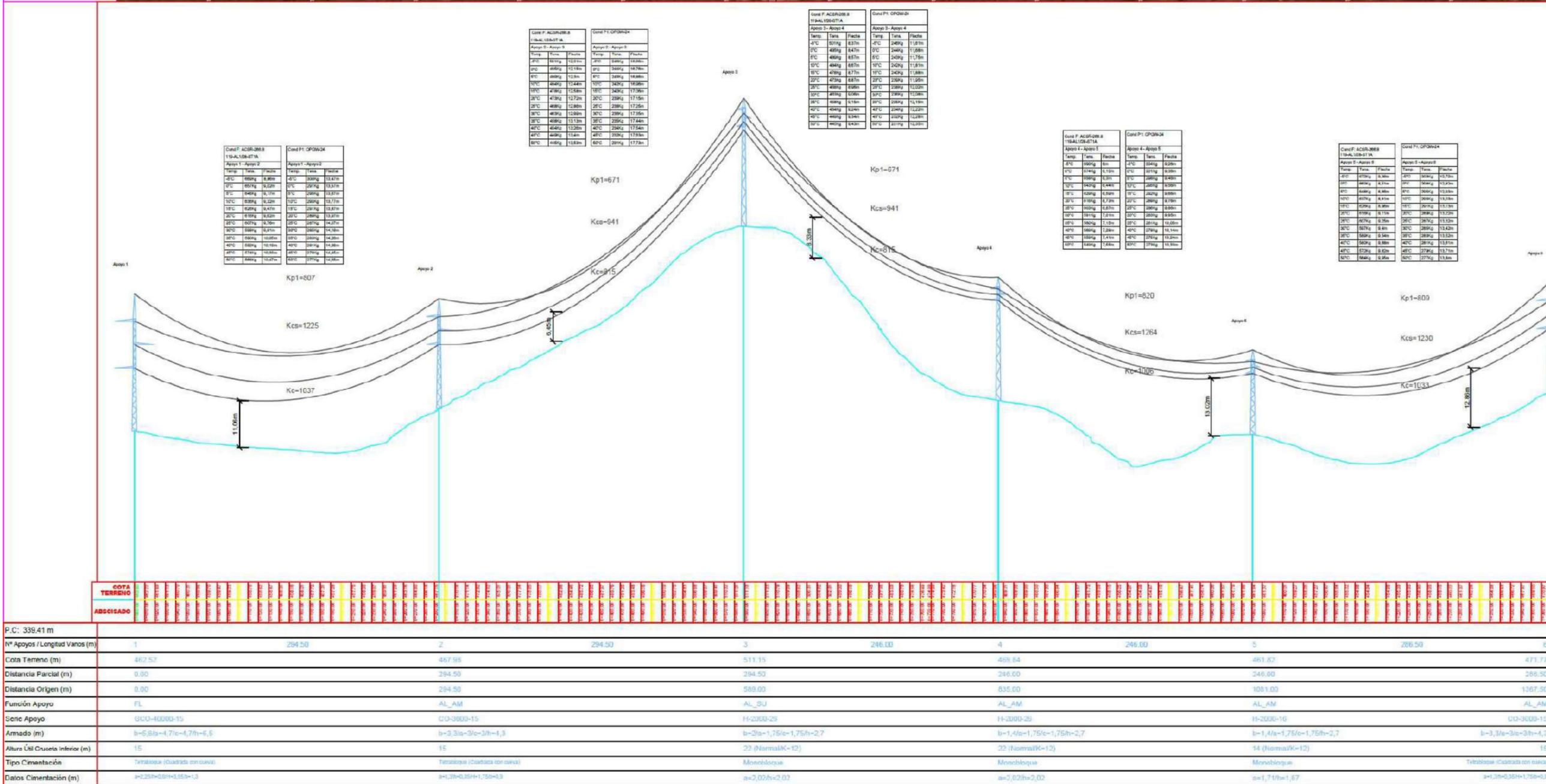


Fig. 3.59. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV Abscisado: 00+000.00-01+367.50

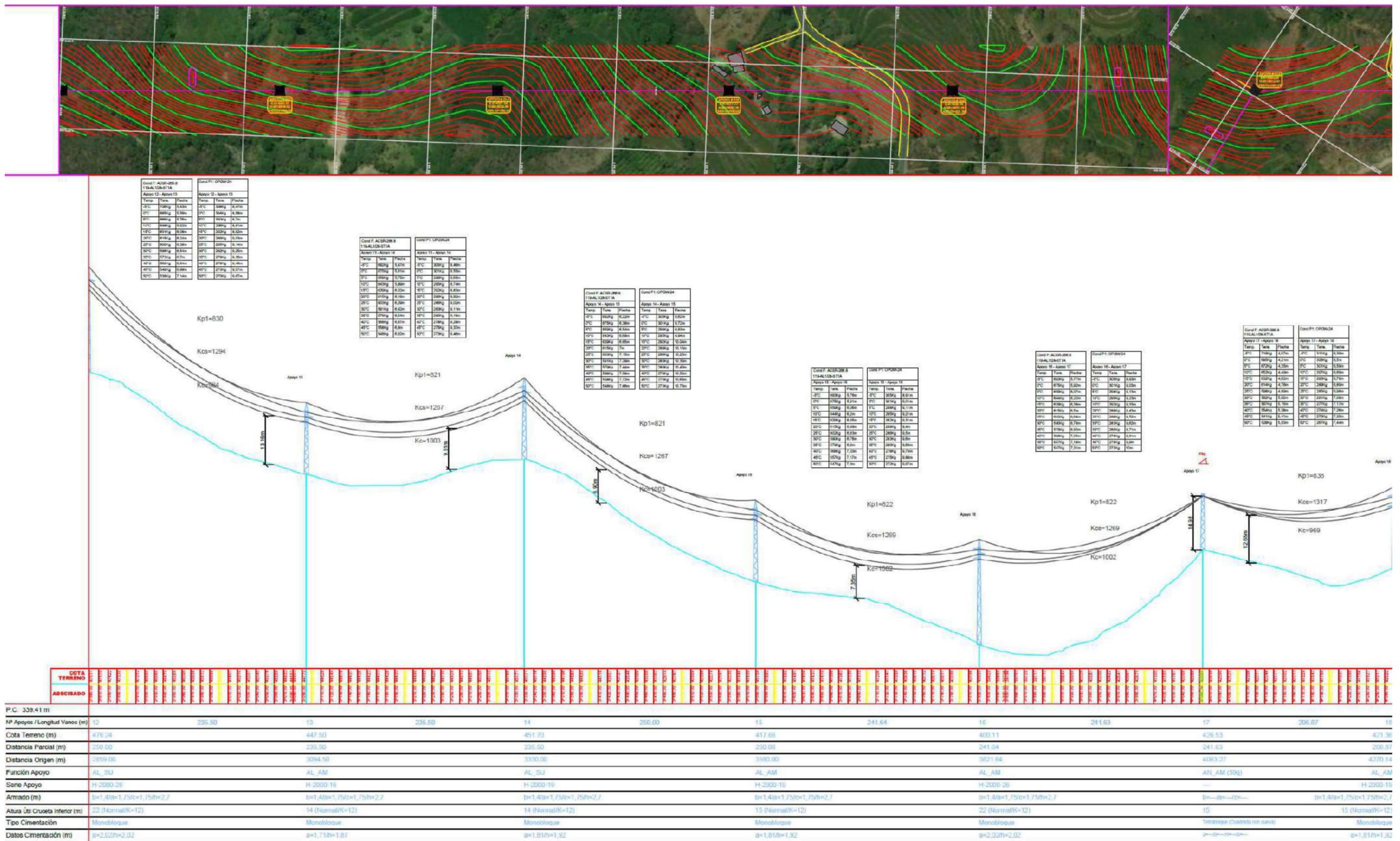


Fig. 3.61. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 02+859.00-04+270.14

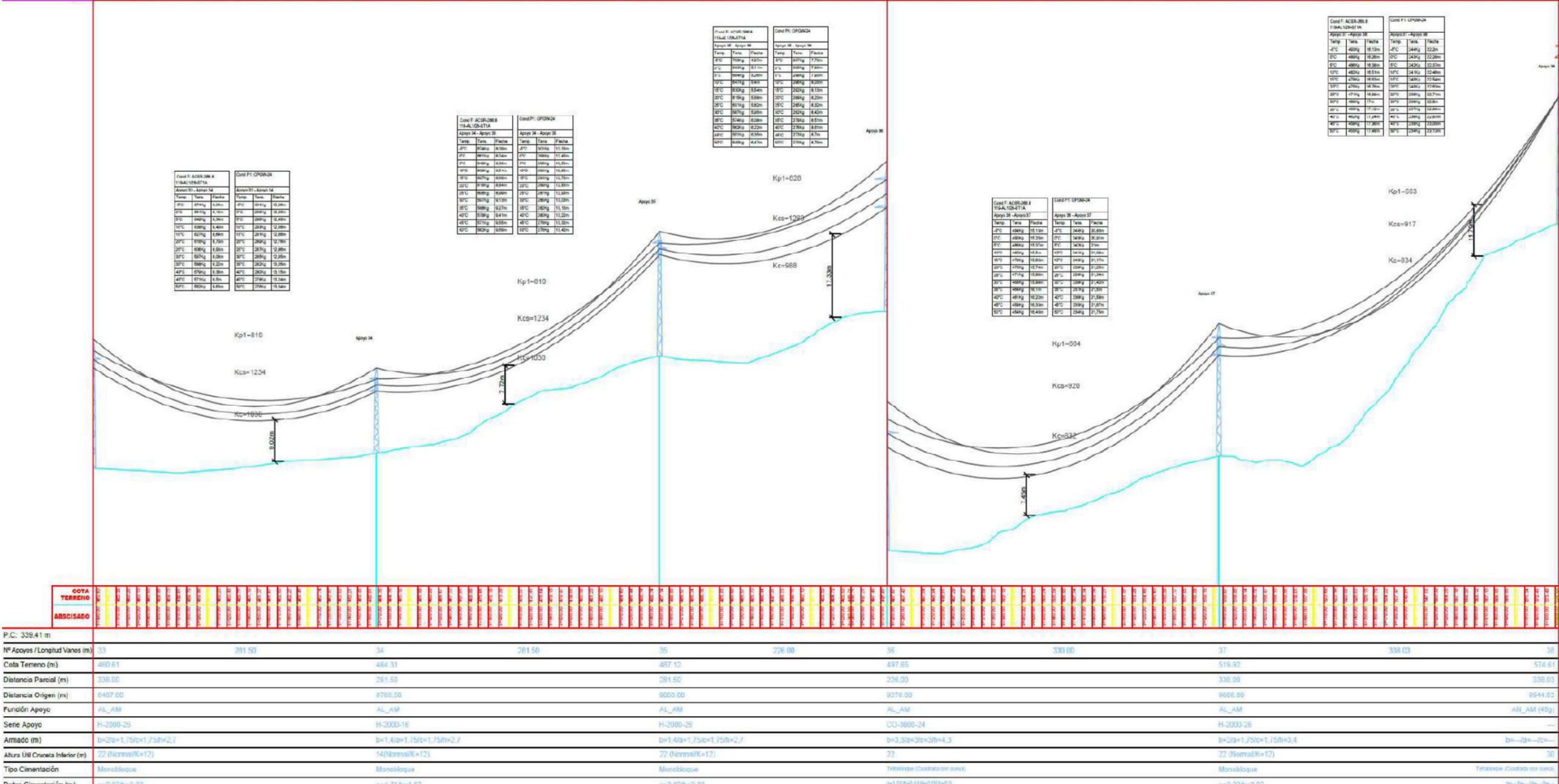


Fig. 3.65. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 08+487.00- 09+944.03.

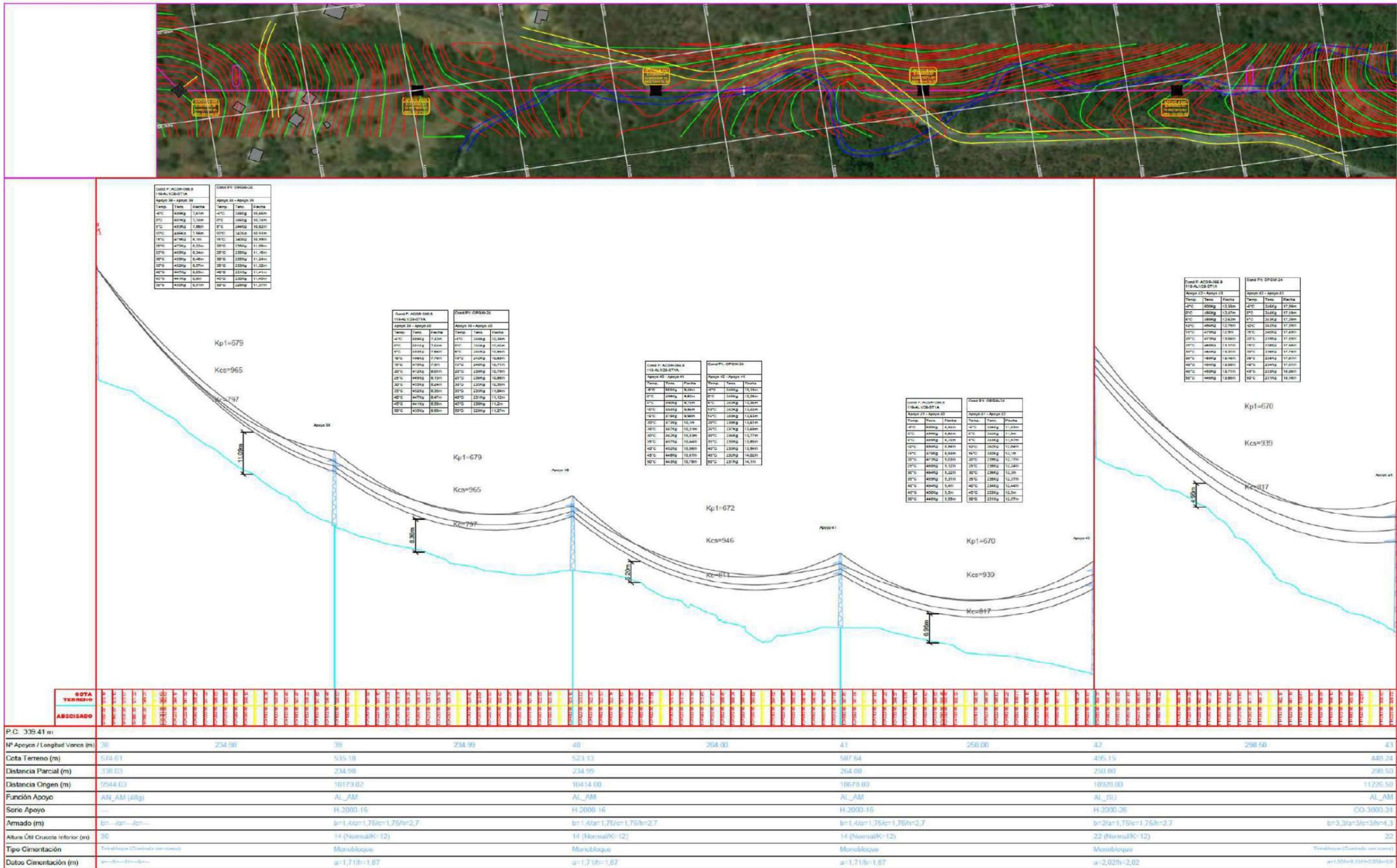


Fig. 3.66. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 09+944.03- 11+226.50

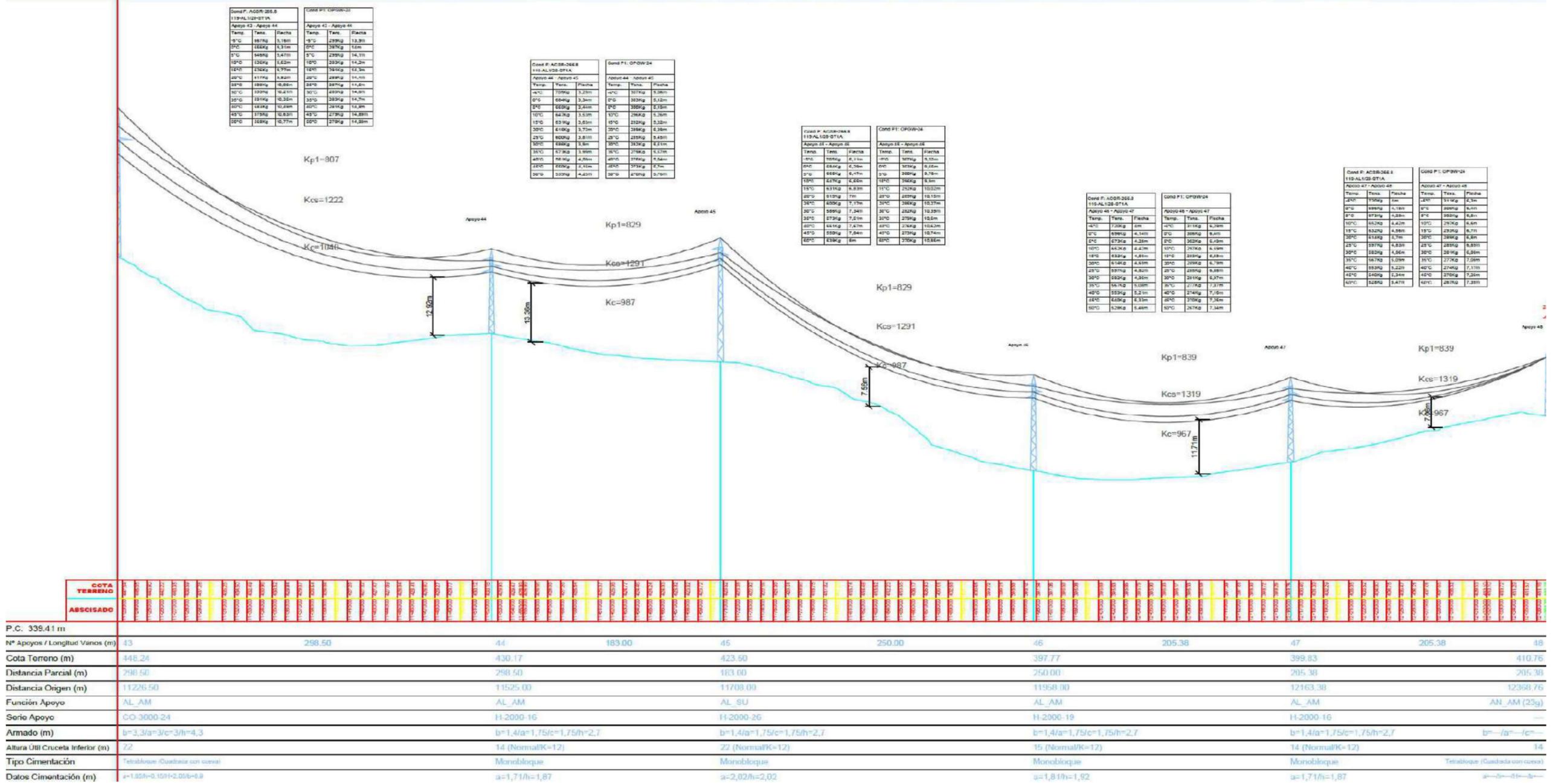
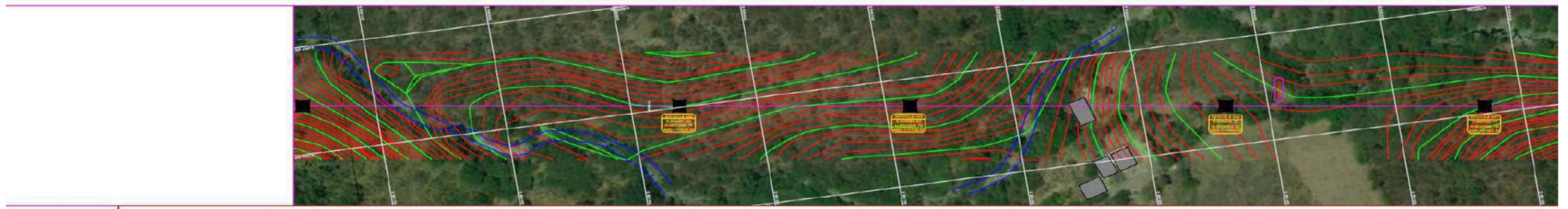


Fig. 3.67. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 11+226.50-12+368.78

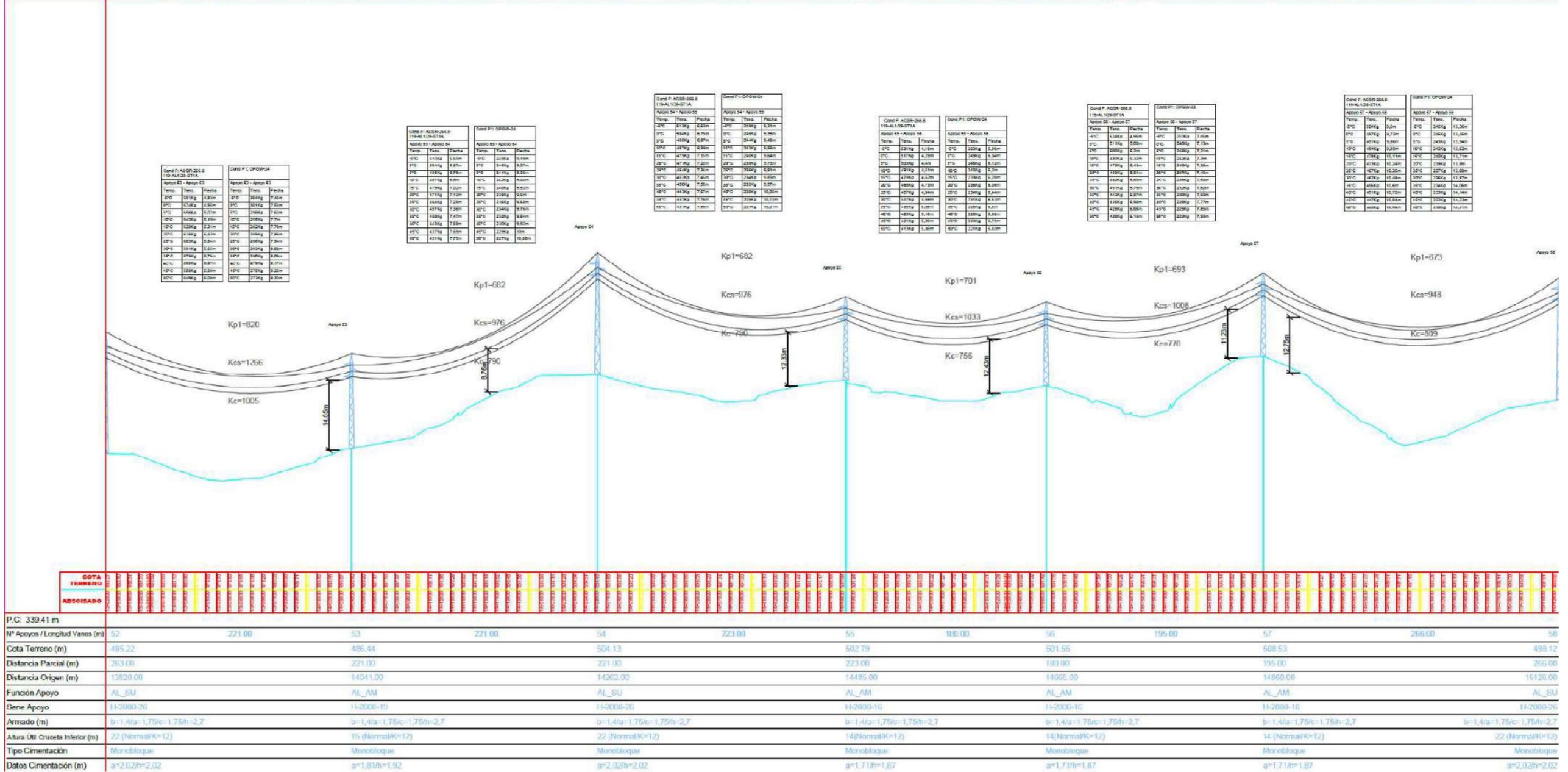
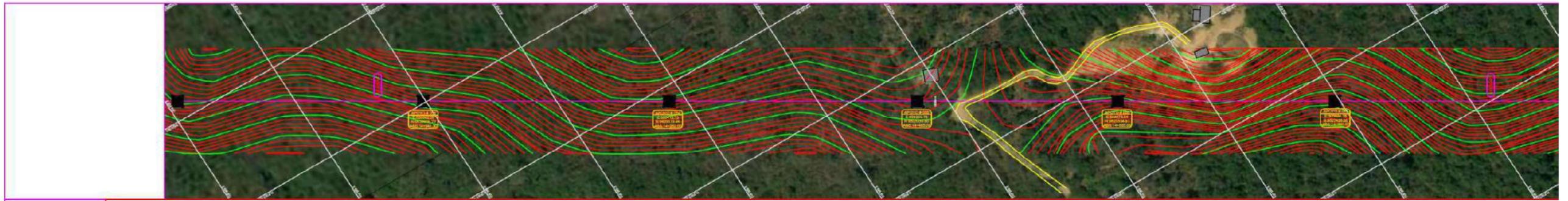


Fig. 3.69. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 13+820.00-15+126.00

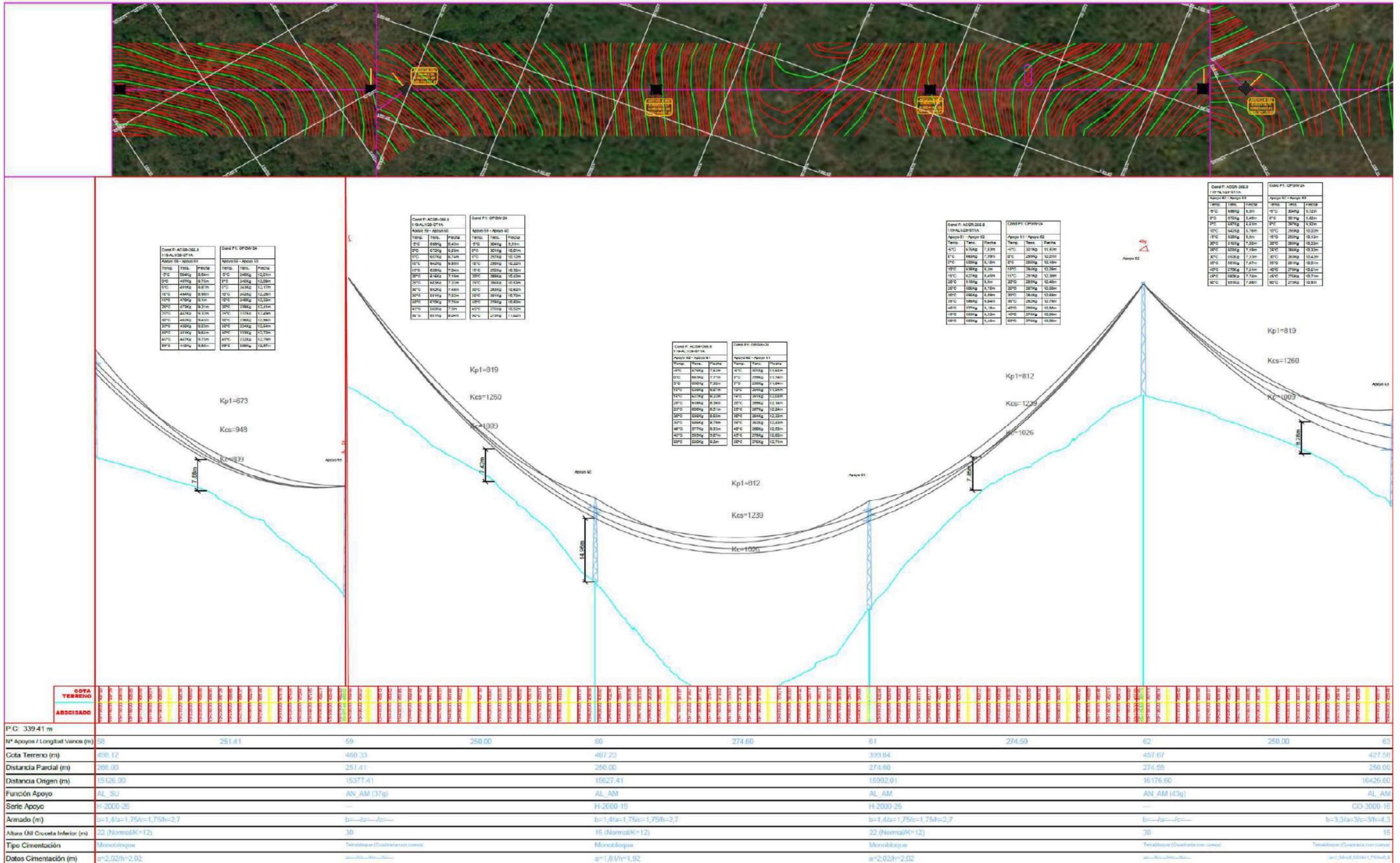


Fig. 3.70. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 15+126.00- 16+426.60

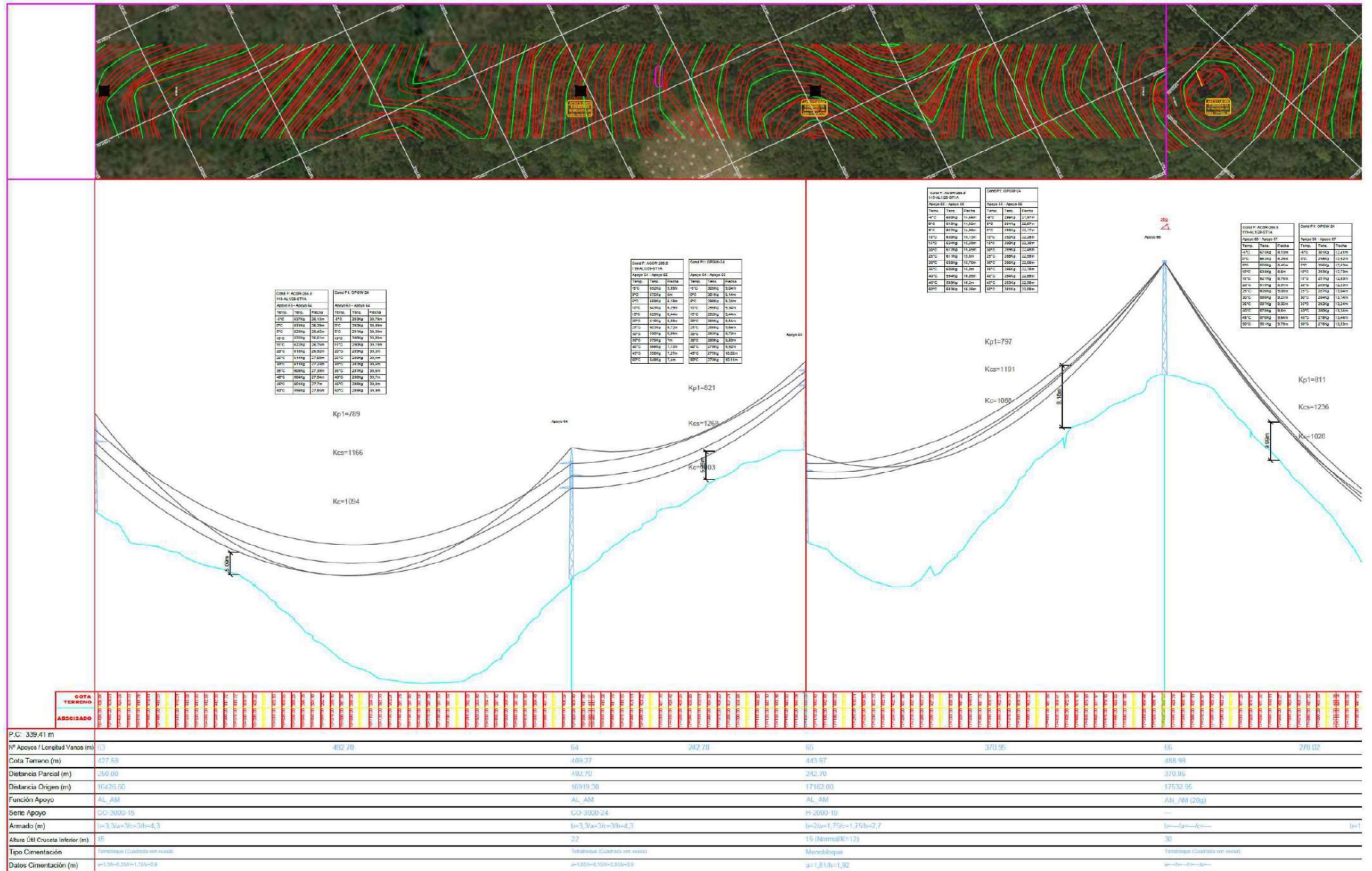


Fig. 3.71. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 16+426.60- 17+810.97

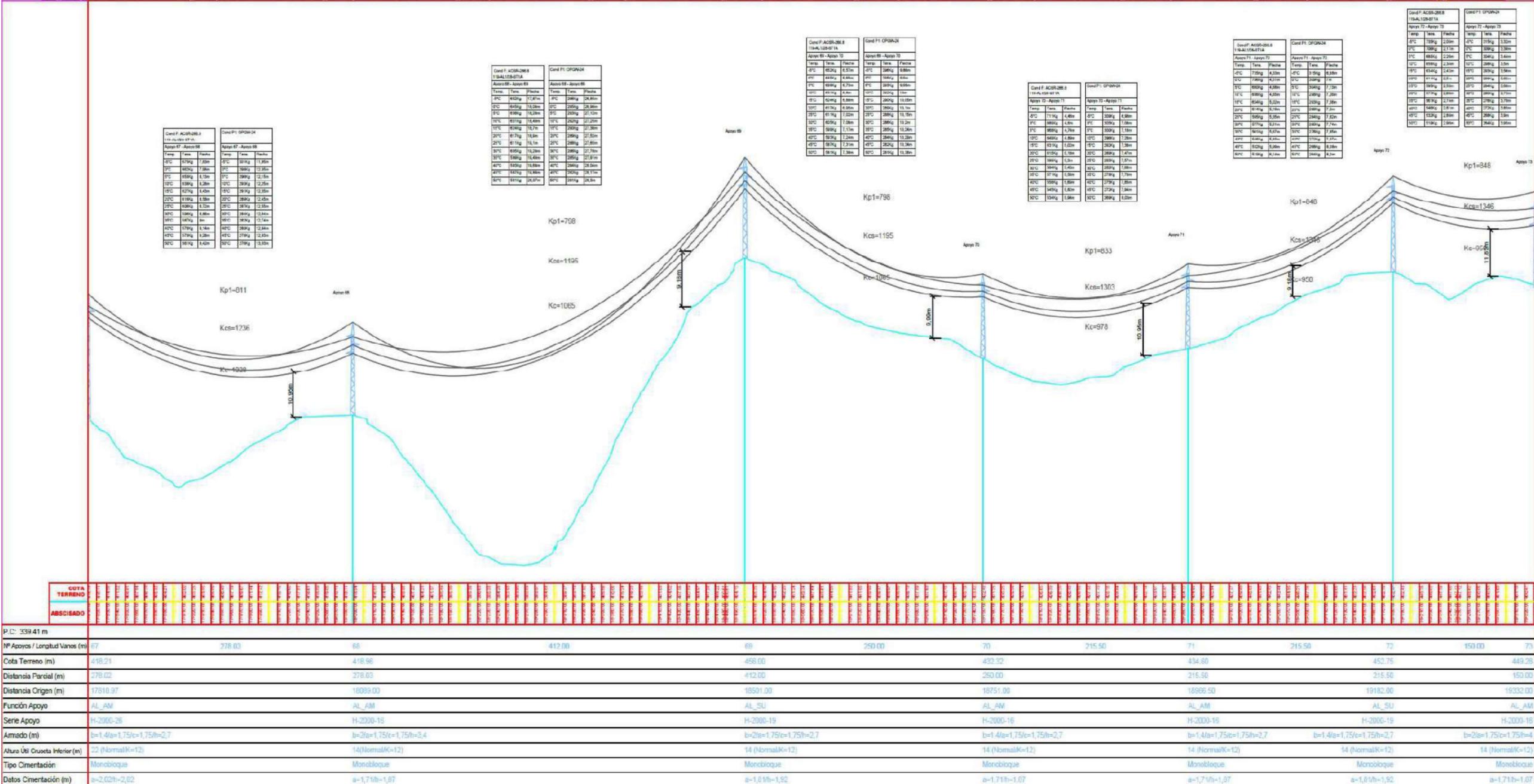


Fig. 3.72. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 17+810.97- 19+332.00

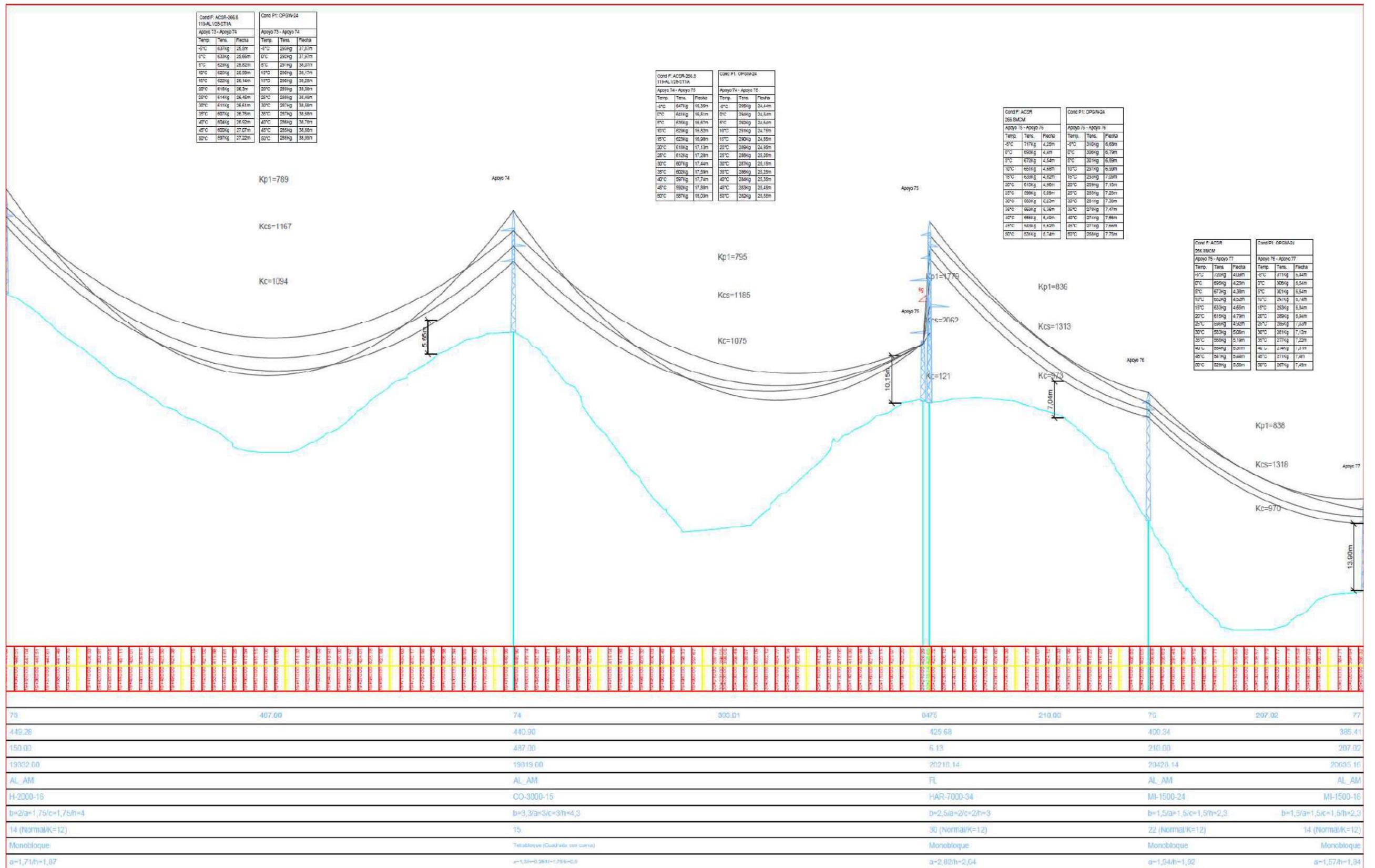


Fig. 3.73. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 19+332.00- 20+635.19.

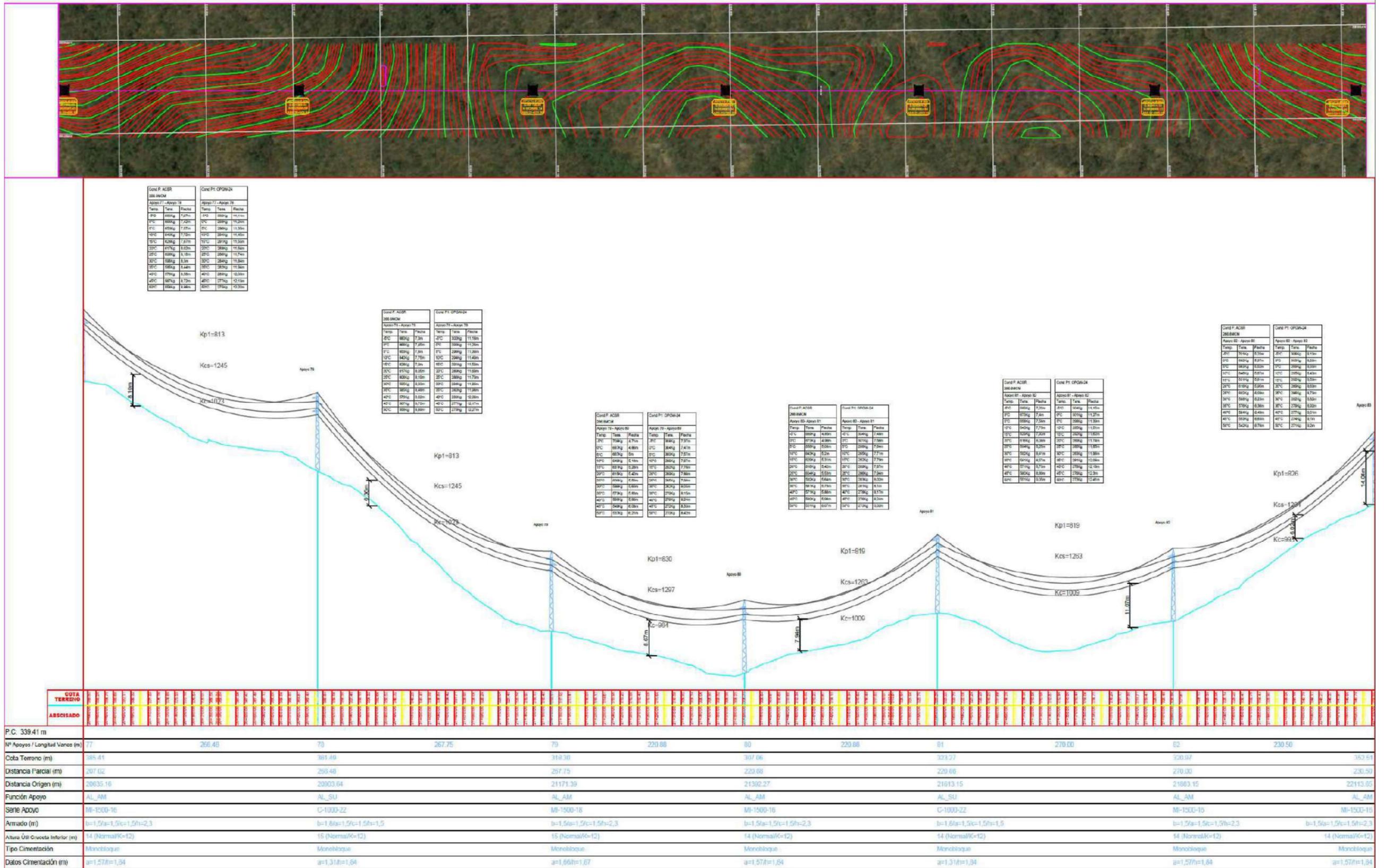


Fig. 3.74. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 20+635.19- 22+113.65

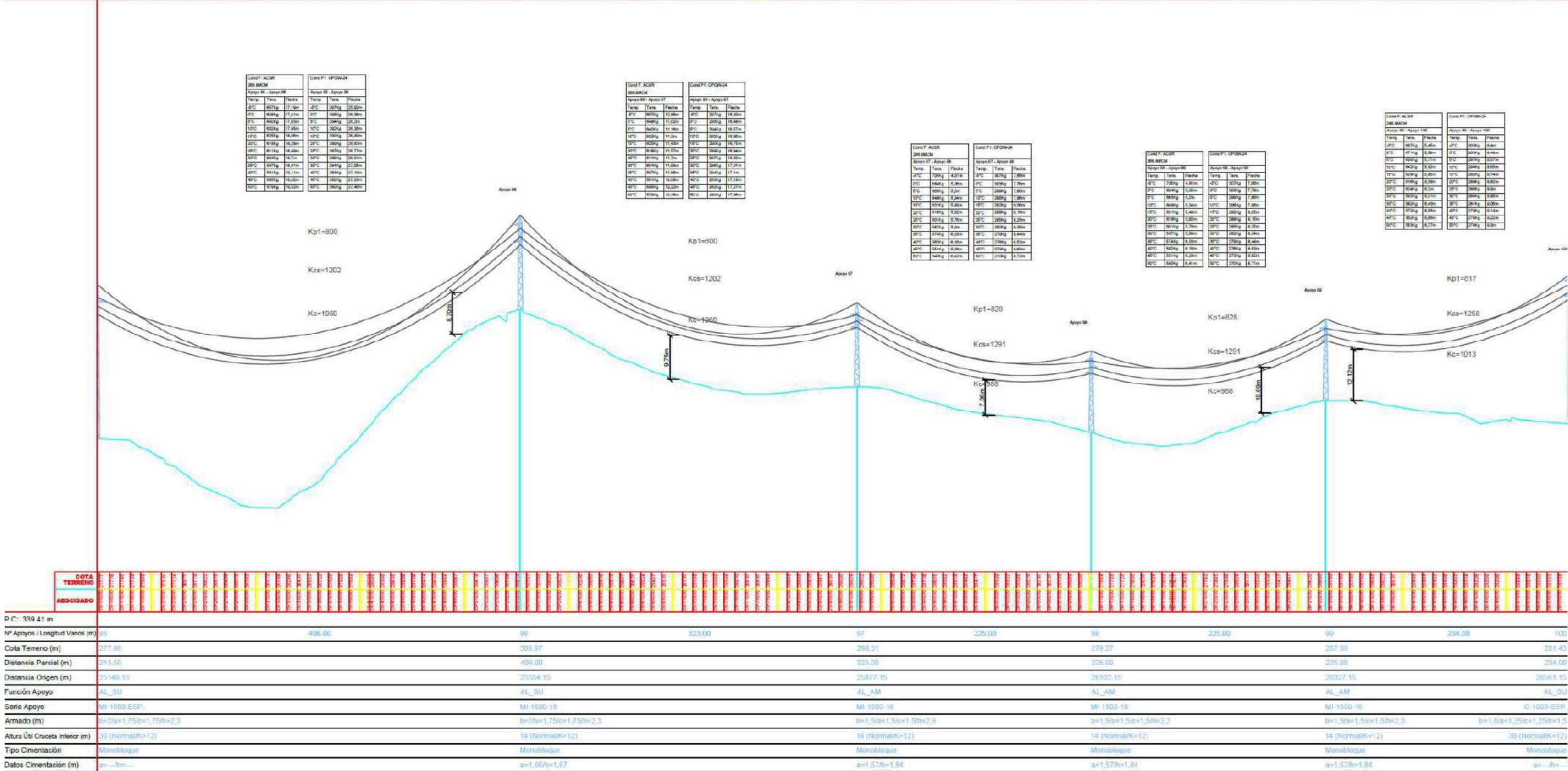


Fig. 3.77. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 25+148.15-26+561.15

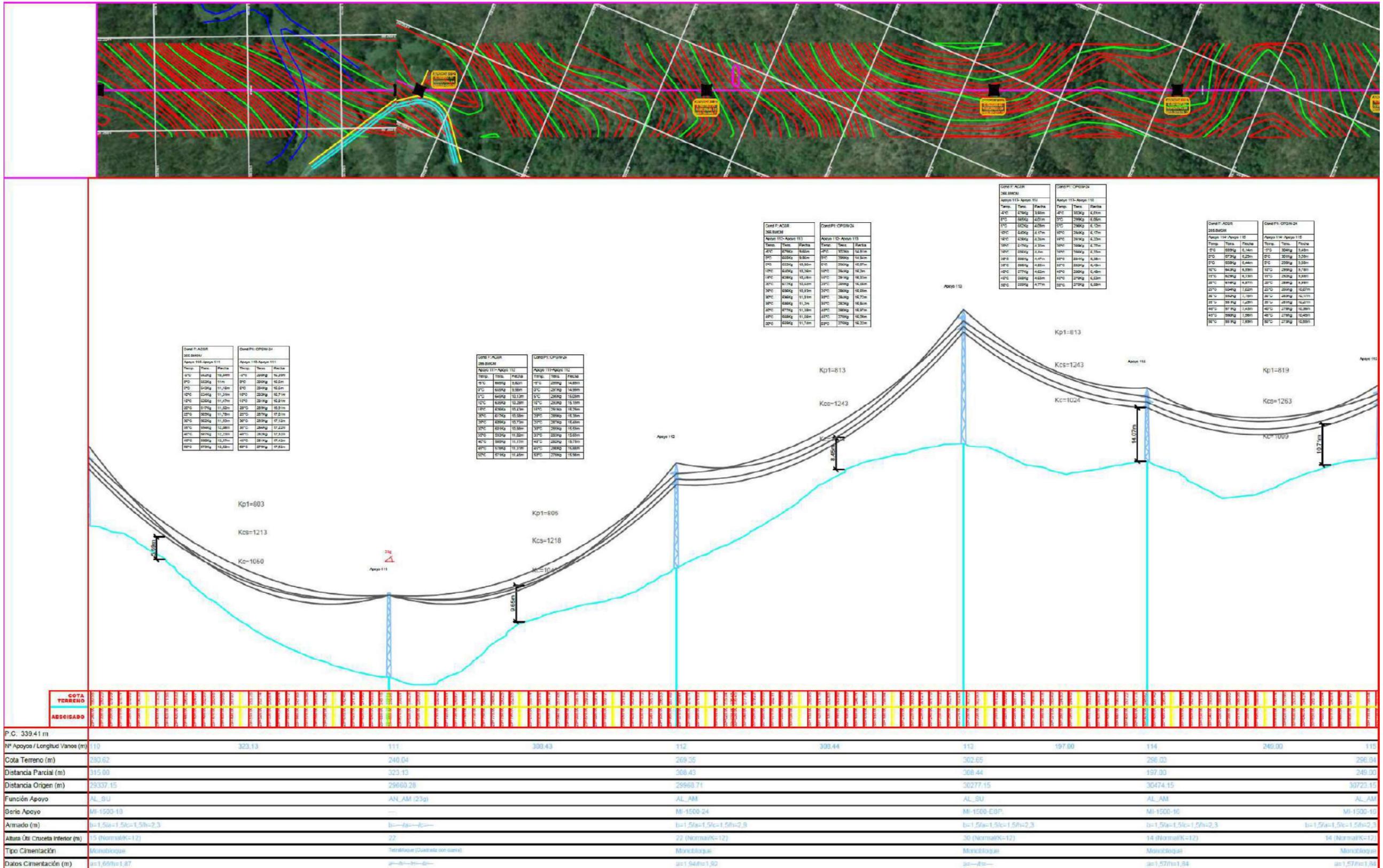


Fig. 3.80. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 29+337.15-30+723.15

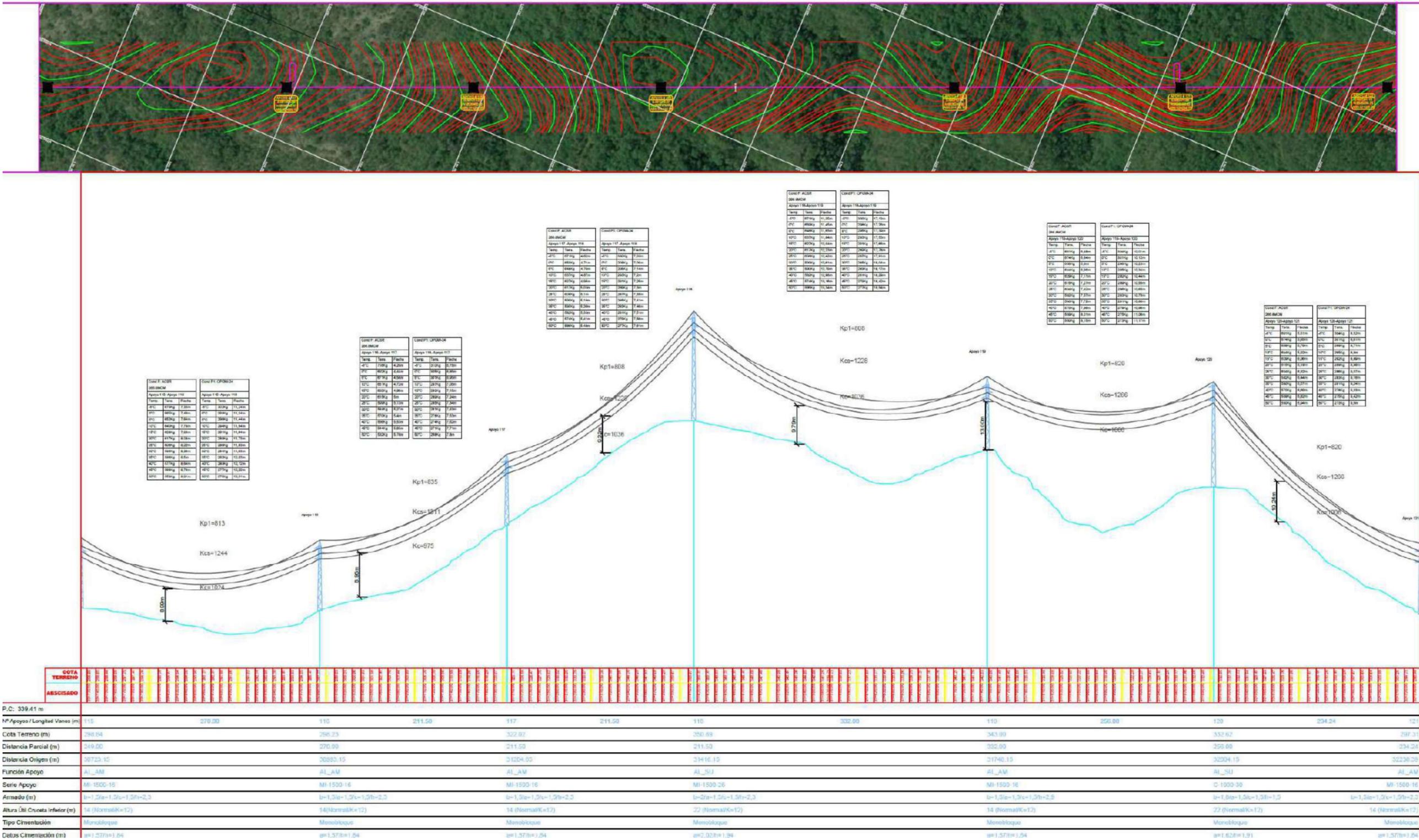


Fig. 3.81. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 30+723.15-32+238.39

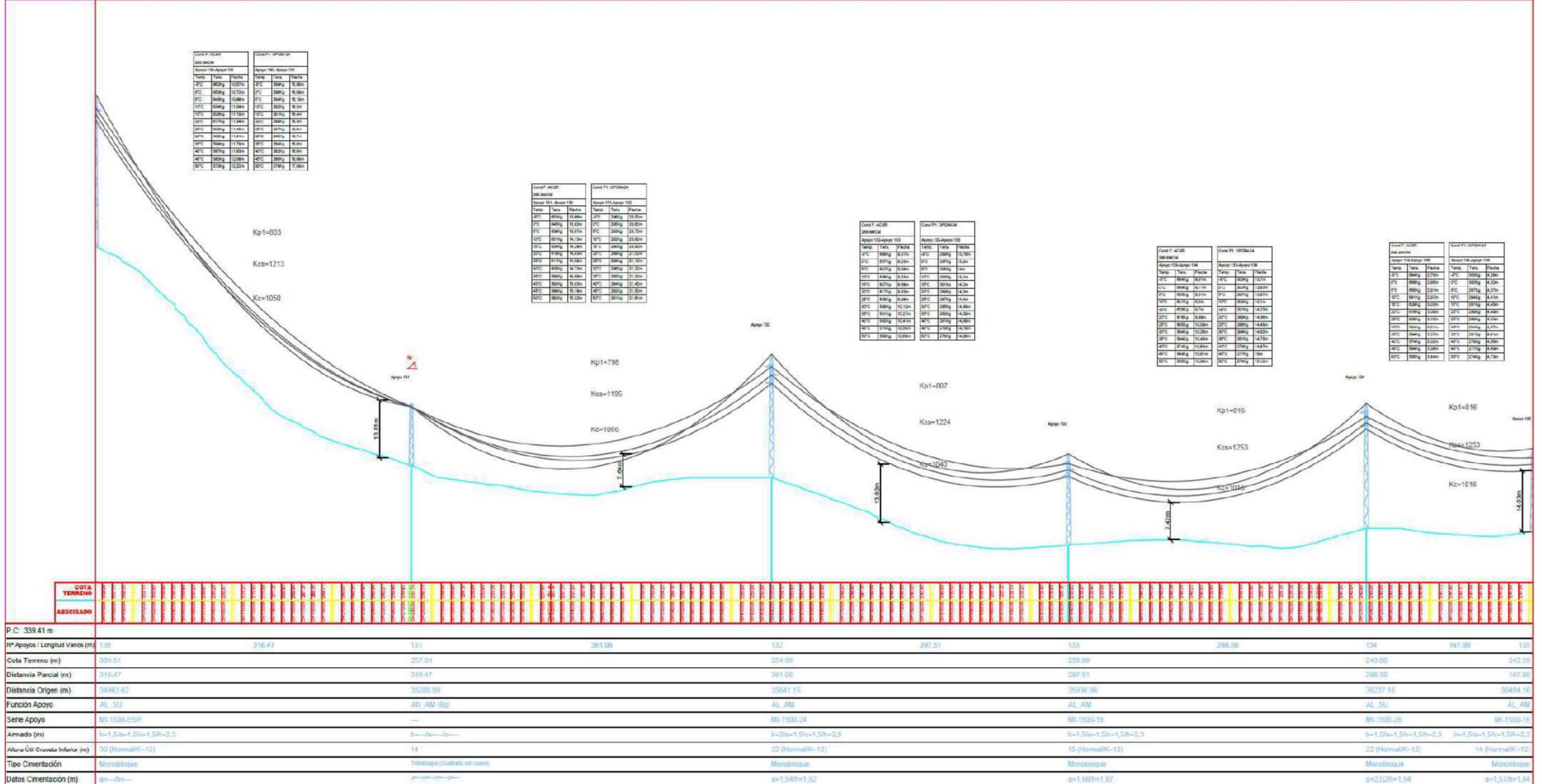


Fig. 3.84. Perfil Longitudinal Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo Abscisado: 34+963.15 -36+404.16

3.4.4 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

3.4.4.1 Distancia entre Fases del Mismo Circuito

3.4.4.1.1 Distancia Horizontal

Para el conductor de fase:

$$S_H = (0.0076 * 72.5 + 0.3684\sqrt{7.41}) \quad (3.10)$$

$$S_H = 1.55 [m]$$

Para el conductor de protección:

$$S_H = (0.0076 * 72.5 + 0.3684\sqrt{5.069}) \quad (3.11)$$

$$S_H = 1.38 [m]$$

3.4.4.1.2 Distancia Vertical

$$S_V = 1.0 + (0.01(72.5 - 50)) \quad (3.12)$$

$$S_V = 1.23 [m]$$

3.4.4.2 Distancia entre Fases de Diferentes Circuitos

3.4.4.2.1 Distancia Horizontal

$$S_{HC} = 1.5 + (0.01(72.5 - 129)) \quad (3.13)$$

$$S_{HC} = 0.94 [m]$$

Debido a que la distancia horizontal entre fases de diferentes circuitos no puede ser menor a la distancia de un mismo circuito; esta última distancia será empleada para los dos casos.

$$S_{HC} = 1.55 [m]$$

3.4.4.2.2 Distancia Vertical

$$S_V = 1.2 + 2(0.01(72.5 - 50)) \quad (3.14)$$

$$S_V = 1.65[m]$$

3.4.4.2.3 Distancia Mínima de la Cadena de Aisladores hacia la Torre

Para cadenas de 4 aisladores:

$$Di = (4 - 1)0.146 + 0.320 \quad (3.15)$$

$$Di = 0.76 [m]$$

Para cadenas de 5 aisladores:

$$Di = (5 - 1)0.146 + 0.320 \quad (3.16)$$

$$Di = 0.90 [m]$$

3.4.5 LÁMINAS DE DISEÑO Y DETALLES CONSTRUCTIVOS

Anexo 7

3.5 PRESUPUESTO REFERENCIAL

A partir del listado de materiales obtenido en el diseño mecánico y eléctrico de la línea subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, detallado en el anexo 4; y mediante la base datos de precios unitarios de la EERSSA, se procederá a obtener el presupuesto referencial del proyecto.

Tabla 3.81. Presupuesto Referencial Línea de Transmisión Macará-Zapotillo 69kV

Item	Descripción	Unidad	Precio Unitario USD	Cantidad	Precio Total USD
1	SUMINISTRO Y MONTAJE ELECTROMECÁNICO DE LA LINEA				
1.1	Conjunto de suspensión para torres. Incluye mano de obra y suministro de materiales para conductores (3 fases) y cable OPGW	u	\$1,499.75	35	\$ 52,491.33
1.2	Conjunto de doble retención para torres. Incluye mano de obra y suministro de materiales para conductores (3 fases), cable de acero y cable OPGW	u	\$3,300.23	105	\$ 346,524.38
1.3	Puesta a tierra con conductor de cobre desnudo calibre 2 AWG y 4 varillas Copperweld de 5/8"x2,4 m. Incluye mano de obra y suministro de materiales	u	\$391.69	140	\$ 54,836.30
1.4	Gel para mejoramiento de resistencia de puesta a tierra	u	\$25.19	1,100	\$ 27,714.03
1.5	Conductor desnudo de aluminio PARTRIDGE 266 MCM, 26/7. Incluye suministro de materiales (conductor, empalmes, manguitos de reparación) y montaje	km	\$4,319.80	120.00	\$ 518,376.27
1.6	Cable OPGW de 24 fibras tipo ITU-T-G 652. Incluye suministro y montaje	km	\$5,057.56	40.00	\$ 202,302.34
1.7	Cable de fibra óptica Anti roedor, 24 hilos, SM; ITU-T G.655 ó G.656, incluye el montaje de accesorios de retención y suspensión, amortiguadores, realización de fusiones (empalmes), montaje y fusiones en: cajas de empalme y distribuidores ópticos; y, montaje de bastidores; así como pruebas de atenuación y verificación de conectividad de todas las fibras ópticas componentes del cable, etiquetación, identificación, aseguramiento en la totalidad del tramo. Presentación de informes de pruebas y diagramas de distribución de fibras, en formato físico y digital.	km	\$4,210.56	0.20	\$ 842.11
1.8	Diseño, suministro, transporte y montaje de torre metálica reticulada autosoportante. Incluye verificación de cálculo estructural de torres, verificación de resultados de estudio de suelos y de diseño de bases de hormigón armado para las torres.	kg	\$3.99	811,224	\$ 3,236,783.76
1.9	Suministro y montaje de amortiguador para conductor ACSR 266 MCM	u	\$41.74	1,089	\$ 45,450.97
1.10	Suministro y montaje de amortiguador para cable OPGW	u	\$35.69	726	\$ 25,908.35
1.11	Suministro y montaje caja de empalme para cable OPGW. Incluye fusión de fibras y pruebas	u	\$717.32	4	\$ 2,869.30
1.12	Suministro y montaje de señal de peligro	u	\$78.04	600	\$ 46,821.86
1.13	Suministro y montaje de señal de numeración y de disposición de fases	u	\$32.06	600	\$ 19,233.86
1.14	Pruebas de funcionamiento. Incluye pruebas a conductores y cable OPGW.	u	\$8,000.00	1	\$ 8,000.00
1.15	Pruebas de alta impedancia de la LST	u	\$8,000.00	1	\$ 8,000.00
1.16	Suministro y montaje de baliza o esfera de señalización	u	\$203.86	200	\$ 40,771.86
1.17	Cable de acero galvanizado 5/16", 7 hilos, galvanizado clase A, resistencia mínima a la rotura de 5.350 lbs, grado SIEMENS MARTIN	km	\$2,865.18	38.000	\$ 108,876.85
1.18	Tensor a tierra simple (TT). Incluye mano de obra y suministro de materiales, mano de obra para excavación de hueco y apisonado.	u	\$286.16	4.000	\$ 1,144.63
1.19	Accesorios para sujeción de contrapesos en estructuras de suspensión.	u	\$39.02	35.000	\$ 1,365.64
1.20	Contrapeso de 50 kg para verticalidad de cadena de aisladores de suspensión.	u	\$91.80	35.000	\$ 3,213.08
SUBTOTAL: SUMINISTRO Y MONTAJE ELECTROMECÁNICO DE LA LINEA					\$ 4,751,526.91
2.0	OBRAS CIVILES				
2.1	Replanteo de estructuras en Torre Metálica, cumplir con el anexo especificaciones constructivas	u	\$136.26	140	\$19,076.24

2.2	Desbroce, Desbosque y Limpieza - (Incluye remoción y transporte a escombreras)	km	\$477.47	40.00	\$19,098.64
2.3	Excavación manual para torres metálicas (material sin clasificar), cumplir con el anexo especificaciones constructivas	m3	\$19.38	3,617.64	\$70,115.21
2.4	Excavación a máquina para torres metálicas.	m3	\$4.20	14,440.56	\$60,650.35
2.5	Desalajo de material sobrante de excavación para torres metálicas	m3	\$11.73	1,000.00	\$11,733.07
2.6	Relleno compactado con material de mejoramiento para torres metálicas más transporte en acémila	m3	\$37.06	1,500.00	\$55,597.17
2.7	EMPEDRADO CON PIEDRA BOLA E=30CM+TRANSPORTE EN ACÉMILA.	m3	\$111.34	800.00	\$89,072.00
2.8	REPLANTILLO DE H.S 180 Kg/CM2, e=5cm+TRANSPORTE EN ACÉMILA	m3	\$230.31	300.00	\$69,093.00
2.9	ACERO DE REFUERZO + TRANSPORTE EN ACÉMILA	kg	\$3.11	90,000.00	\$279,900.00
2.10	HORMIGÓN SIMPLE F'c= 210kg/cm2 + TRANSPORTE EN ACÉMILA+ENCOFRADO	m3	\$208.00	1,500.00	\$312,000.00
2.11	Apertura de caminos de acceso	Km	\$713.23	120.00	\$85,587.05
2.12	Transporte Volumetrico de materiales en Teleferico.(material pertreo para cosntrucción de obra civil)	M3 x ML	\$1.25	35,000.00	\$43,750.00
2.13	Transporte en peso con equipos Telefericos. (acero de refuerzo, estructura, agua)	TN x ML	\$0.70	2,700.00	\$1,890.00
SUBTOTAL: OBRAS CIVILES					\$1,117,562.73
3 EQUIPO Y MATERIALES PARA TRANSMISION DE DATOS					
3.1	Switch de Comunicación Administrable (L3), montaje en rack 19", 16 puertos 10/100BaseTX + 8 puertos 100BaseFX (LC MM) + 2 puertos 1000F _x (ST SM), incluye montaje, instalación y puesta en funcionamiento	u	\$6,000.00	1	\$6,000.00
3.2	Medidor de energía ION8650C, Clase 0.2, tipo switchboard con panel de conexión, licencias por cada equipo + licencia de software de gestión, incluye montaje, instalación y puesta en funcionamiento de ION 8650 + circuito de control + accesorios	u	\$9,600.00	2	\$19,200.00
3.3	ODF completo 24 puertos FC o SC, caja de conexiones + empalmes + pigtailis, pruebas, 24 hilos, incluye montaje, instalación y puesta en funcionamiento	u	\$1,200.00	1	\$1,200.00
3.4	Patch Cords en Fibra Óptica Monomodo Duplex ST-FC o LC-SC, APC, 10m.	u	\$60.00	6	\$360.00
3.5	Patch cord de UTP cat. 6, 3m.	u	\$4.50	4	\$18.00
3.6	Suministro y montaje caja de empalme exterior OPGW-FO Anti roedor, 24hilos. Incluye fusión de fibras y pruebas.	u	\$717.32	2	\$1,434.65
3.7	Convertidor de Medios Ethernet FO-Cu, SM 6Km, FC o SC (según conectores de ODF)-RJ45.	u	\$580.00	2	\$1,160.00
3.8	Tablero de Medición Comercial, para 4 medidores principales y 4 de respaldo.	u	\$7,000.00	1	\$7,000.00
3.9	Cable UTP cat. 6, incluye 10 conectores metálicos.	m	\$1.50	60	\$90.00
3.10	Tubería 2" EMT, galvanizada, 3m.	u	\$8.00	4	\$32.00
3.11	Unión 2" EMT, galvanizada.	u	\$4.00	10	\$40.00
3.12	Reversible 2" EMT, galvanizada.	u	\$4.00	2	\$8.00
3.13	Codo 90° 2" EMT, galvanizada.	u	\$6.00	2	\$12.00
3.14	Manguera de agua PVC 2", para cable STP + FO.	m	\$0.35	100	\$35.00
3.15	Manguera PVC 2" corrugada.	m	\$0.35	20	\$7.00
SUBTOTAL: EQUIPO Y MATERIALES PARA TRANSMISION DE DATOS					\$36,596.65
4 INTERCONEXIONES DE LA LST A 69 KV CON SUBESTACIONES					
4.1	Interconexión estructura E140 con pórtico de la subestación Zapotillo, incluye herrajes, cadena de aisladores, conectores placa cable tipo subestación y mano de obra.	glb.	\$4,000.00	1	\$4,000.00
4.2	Interconexión estructura E0- pórtico de salida en la S/E Macará de EERSSA, incluye herrajes, tramo de conductor 266 MCM, 3 cadenas de 7 discos de aisladores a 69kV, 3 conectores Placa Cable (266 MCM) y mano de obra.	glb.	\$4,000.00	1	\$4,000.00
SUBTOTAL: INTERCONEXIONES DE LA LST A 69 KV CON SUBESTACIONES					\$8,000.00
SUBTOTAL SUMINISTRO Y MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE LA LINEA, OBRAS CIVILES, EQUIPO Y MATERIALES PARA TRANSMISION DE DATOS, INTERCONEXIONES DE LA LST A 69 KV CON SUBESTACIONES					\$5,913,686.28

3.6 RESUMEN EJECUTIVO

3.6.1 NOMBRE DEL PROYECTO

“Diseño Eléctrico y Mecánico de la Línea de Subtransmisión 69kV de la Nueva Línea de Transmisión Macará-Zapotillo para el Sistema de Subtransmisión Eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional del Sur”.

3.6.2 ANTECEDENTES

La Gerencia de Planificación de la EERSSA ha previsto un incremento considerable de la demanda de energía eléctrica en el cantón Zapotillo, debido a la presencia de empresas como ILE S.A., industria agropecuaria y el comercio fronterizo en los últimos años. Por estas razones, la empresa distribuidora EERSSA tiene la necesidad de planificar la construcción de una línea de subtransmisión de 69KV desde la subestación Macará hasta la nueva subestación Zapotillo [11].

Con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Macará-Zapotillo se espera que se reduzca de manera drástica las salidas de los alimentadores Zapotillo y Sabanilla a 13.8 kV, que actualmente cubren la demanda de este cantón. En los últimos años estos alimentadores han venido presentando altos índices de interrupciones afectando principalmente a la calidad del servicio de la EERSSA. Además, que estos alimentadores presentan bajos voltajes ante la gran longitud que debe cubrir para llegar a los centros de demanda.

Con el ingreso de la nueva línea de subtransmisión Macará-Zapotillo se aliviará la demanda de energía eléctrica de la subestación Pindal, de manera que se pueda expandir el parque industrial Zapotillo y cubrir a satisfacción la demanda energética del sector comercial de la cabecera cantonal y zonas fronterizas.

En caso de que., la EERSSA no realice los estudios técnicos tanto de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo como de la subestación de llegada, el desarrollo económico e industrial del cantón Zapotillo será comprometido y afectado. Además, la

EERSSA continuará con bajos índices de calidad de energía recibiendo sanciones por parte del ARCONEL

Por lo anteriormente mencionado, el presente proyecto de titulación tendrá un enfoque en el diseño eléctrico y mecánico de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo.

3.6.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El presente proyecto se llevará a cabo entre los cantones Macará y Zapotillo, pertenecientes a la provincia de Loja. Las parroquias urbanas y rurales por las que atraviesa la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo se detallan a continuación:

Tabla 3.82. División Político- Administrativa del proyecto

Provincia	Cantón	Parroquia
Loja	Zapotillo	Zapotillo
Loja	Macará	Macará

Las coordenadas UTM de todas las estructuras soportantes están detalladas en la Tabla 3.80.

3.6.4 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA RUTA

Para determinar la trayectoria de la línea de transmisión Macará-Zapotillo, se trató de evitar zonas pobladas urbanas, y posibles expansiones. Además, se toma en cuenta los costos que representarían las indemnizaciones debido a la franja de servidumbre.

También se trató de evitar los ríos y alimentadores primarios. De tal forma que el trazado de la línea de transmisión atravesará por una zona montañosa de tipo cordillera tropical andina, y ya en su tramo final pasará por una planicie desértica. Cabe recalcar que la ruta seleccionada está cercana a vía intercantonal Saucillo.

La trayectoria de la línea comprenderá zonas desde los 230 hasta los 580 m.s.n.m. El punto de salida de la línea será la Subestación Macará con coordenadas 617654.68 m E y

9516964.97 m S. Mientras que el punto de llegada será la subestación Zapotillo con coordenadas 586417.00 m E y 9522063.00 m S. En la siguiente figura se indica la ruta de la línea de transmisión.



Fig. 3.86. Trazado de la ruta de la línea de transmisión Macará-Zapotillo

3.6.5 LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

El levantamiento topográfico se lo realizó a partir de las cartas topográficas y ortofotos de la zona de estudio, facilitadas por la Dirección de Obras Públicas del GAD de Zapotillo. Las cuales mediante un proceso llamado fotogrametría, se obtuvo un perfil topográfico y planimetría con curvas de nivel cada 1 metro.

3.6.6 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La carga que va ser abastecida por la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo para un periodo de 15 años, se la detalla a continuación.

Tabla 3.83. Demanda Final para la Subestación Zapotillo

Año	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	Factor de Potencia
2019	1367,57	449,50	0,95
2020	1432,34	470,79	0,95
2021	1497,11	492,08	0,95
2022	2177,88	715,83	0,95
2023	2242,65	737,12	0,95
2024	2307,42	758,41	0,95
2025	2372,19	779,70	0,95
2026	2436,96	800,99	0,95
2027	2501,73	822,28	0,95
2028	2566,50	843,57	0,95
2029	2631,27	864,86	0,95
2030	2696,03	886,14	0,95
2031	2760,80	907,43	0,95
2032	2825,57	928,72	0,95
2033	2890,34	950,01	0,95

3.6.7 NORMATIVA TÉCNICA

Para la elaboración del presente diseño se han tomado en cuenta las siguientes normativas, fórmulas y trabajos indicadas a continuación.

- Fórmula de Alfred STILL
- Norma IEEE-738-1993
- Norma IEEE-80-2000
- Norma IEEE-81-1991
- Norma IEC-60815-2008
- Fórmula de PEEK
- Regulación 001/18 ARCONEL
- Regulación 005/18 ARCONEL
- Plan Maestro de Electrificación 2016-2025

- Reglamento de Líneas de Alta Tensión (223/08)
- Arias, José, "Proyecto de Normalización para Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas hasta 230kV", EPN, 2011.
- Proyecto de Normalización de Líneas y Subestaciones a 69kV de la Dirección Ejecutiva de Distribución y Comercialización de INECEL

3.6.8 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tabla 3.84. Característica Técnicas de la Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo

PARÁMETRO	CARÁCTERÍSTICA TÉCNICA
Voltaje Nominal	69 kV
Voltaje Máximo de Operación	72.5 kV
Número de Circuitos	1 circuito
Número de Haces por Fase	1 por fase
Conductor	PADRIDGE 266 MCM
Material del Conductor	ACSR
Conductor de Protección	OPGW-24 Hilos
Aislamiento	Cadena de Aisladores ANSI-52-3
Longitud	40 km
Estructuras	Apoyos de acero galvanizado autosoportantes

3.6.9 CONDUCTOR DE FASE

Tabla 3.85. Características del Conductor de Fase Seleccionado para Línea Macará-Zapotillo

Tipo	ACSR
Calibre	266.8 MCM
Composición	26/7(26*2.573+7*2.0)
Coefficiente de dilatación lineal	0.0000189 [°C]
Módulo de Elasticidad	8400 [kg/mm ²]

Sección Total	135.19 [mm ²]
Tensión de Rotura	5125 [kg]
Diámetro	16.30 [mm]
Peso Unitario	0.546 [kg/m]
Resistencia DC a 20 °C	0.2091[ohm/km]

3.6.10 CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

Tabla 3.86. Características del Conductor de Protección Seleccionado para Línea Macará-Zapotillo

Tipo	OPGW
Aplicación	Protección
Composición	24 fibras
Coeficiente de dilatación lineal	0.0000172 [°C]
Módulo de Elasticidad	9800 [kg/mm ²]
Sección Total	90 [mm ²]
Tensión de Rotura	5096 [kg]
Diámetro	12.50 [mm]
Peso Unitario	0.371 [kg/m]

3.6.11 AISLADORES

Para estructuras de retención o terminales se empleará una cadena de 5 aisladores ANSI-52-3, y para las estructuras de suspensión una de cadena 4 aisladores ANSI-52-3.

Tabla 3.87. Características Técnicas Aisladores Ansi-52-3

Característica Técnica		Unidad	ANSI-52-3
Longitud de paso		mm	146
Diámetro		mm	255
Distancia de fuga		mm	320
Esfuerzo mantenido		lb	10
Tensión Contorneo Frecuencia Industrial	Seco	kV	80
	Lluvia	kV	50
Tensión Crítica de Descarga	Seco	kV	125
	Lluvia	kV	130
Peso Neto		kg	3.4

3.6.12 ESTRUCTURAS SOPORTANTES

Las estructuras metálicas serán de tipo autosoportantes de acero galvanizado, con forma de tronco piramidal, elaboradas con acero galvanizado anticorrosivo. Todas las torres tendrán su propia conexión eléctrica a tierra.

Los diseños estructurales de las estructuras soportantes serán realizados para poder soportar todos los esfuerzos longitudinales, transversales y verticales detallados en el Anexo 7(láminas 28-34).

El diseño de la geometría de las estructuras se basó en las distancias de seguridad a masa, distancia entre los conductores y entre ellos, y el cable de guarda a medio vano, ángulos de la cadena de aisladores, altura del punto de amarre (APA) cuyo valor se determinó aplicando las catenarias con los parámetros tabulados en el cálculo mecánico de conductores.

La longitud de los brazos se determinó en función del ángulo mínimo al que debe estar a cadena de aisladores para no sobrepasar los límites de seguridad por distancia a masa.

A partir de los resultados obtenidos con la ayuda del software IMEDEXSA 12, se determinó que los vanos mínimos y vanos máximos entre cada estructura serán de 240 y 250 metros respectivamente.

El tipo de torres empleadas en este diseño son:

- **Estructuras de Suspensión**

Suspensión Liviana (SL2): Son empleadas en puntos de alineación con ángulos hasta de 2°, cuyo objetivo es mantener a los conductores con la altura solicitada.

- **Estructuras de Retención**

Anclaje Pesado (AR60): Son empleadas en puntos donde la dirección de la línea varía hasta 60° y para estructuras terminales.

La geometría de todas las estructuras de acuerdo a su ángulo de deflexión, tipo y altura útil empleadas en el presente estudio están detalladas en el Anexo 4.

El tipo y denominación de las estructuras empleadas para el presente estudio están detalladas en la hoja de estacamiento en la tabla 3.74.

3.6.13 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Los parámetros eléctricos de la línea de transmisión Macará-Zapotillo, serán calculados a partir de la información en catálogos de los conductores y por la geometría de la estructura más prominente.

En caso de tratarse de una línea de longitud corta la capacitancia será despreciada.

Tabla 3.88. Parámetros Eléctricos del conductor ACSR PADRIDGE

Conductor	Rcc a 20°C (ohm/km)	r (m)	RMG (m)	DMG(m)	L(ohm/km)
PADRIDGE	0.214	0,0163	0,012694	6,479	0,47012

3.6.14 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Tabla 3.89. Cálculos Eléctricos para el Conductor ACSR PADRIDGE

PADRIDGE	Regulación De Voltaje	Eficiencia Energética	Perdidas De Potencia	Cargabilidad
226,8	%	%	kV	%
2019	0,41%	99,67%	2,92	2,85
2020	0,44%	99,66%	3,22	2,99
2021	0,46%	99,64%	3,52	3,12
2022	0,77%	99,46%	7,71	4,57
2023	0,80%	99,44%	8,19	4,71
2024	0,83%	99,43%	8,70	4,85
2025	0,85%	99,41%	9,22	4,99
2026	0,88%	99,39%	9,76	5,13
2027	0,91%	99,37%	10,31	5,27
2028	0,94%	99,36%	10,88	5,41
2029	0,98%	99,34%	11,47	5,55
2030	1,01%	99,32%	12,07	5,70
2031	1,04%	99,30%	12,68	5,84
2032	1,07%	99,28%	13,32	5,98
2033	1,10%	99,27%	13,98	6,12

Tabla 3.90. Cálculo de la Ampacidad para Conductor ACSR PADRIDGE

T [C]	PADRIDGE
45	51,23
50	151,34
55	208,57
60	253,61
65	292,04
70	326,14
75	357,10

Tabla 3.91. Nivel de Aislamiento de acuerdo al tipo de Estructura Soportante

Estructura	Frecuencia Industrial		Onda de Impulso	
	Seco	Lluvia	Seco	Lluvia
Suspensión	270	170	410	420
Terminal o Retención	325	215	500	510

Tabla 3.92. Costo de Inversión y Operativos del Conductor ACSR-PADRIDGE

Conductor	Calibre	Costo del Conductor [\$USD]	Total de Pérdidas [\$USD]	Costo Neto del Conductor[\$USD]
PADRIDGE	336,8	168750	27500,72292	196250,72

3.6.15 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

3.6.15.1 Franja de Servidumbre

La franja de Servidumbre para el presente proyecto será de 16m, dividida en 8 metros para cada lado de la estructura metálica.

3.6.15.2 Distancias Mínimas de Seguridad Vertical del Conductor 69kV

- 4.31 metros hacia arriba o debajo de techos o proyectos accesibles a personas
- 4.61 metros hacia arriba o debajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas

3.6.15.3 Distancias Mínimas de Seguridad Vertical del Partes Rígidas no Energizadas de 69kV

- 4.11 metros hacia arriba o debajo de techos o proyectos accesibles a personas
- 4.51 metros hacia arriba o debajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas

3.6.15.4 Distancias Mínimas de Seguridad Horizontal del Conductor de 69kV

- 2.81 metros hacia edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes.
- 1.91 metros hacia edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones bajo viento.

3.6.15.5 Distancia de Conductores a otras Estructuras de Soporte de 69kV

- 1.5 metros de distancia mínima horizontal
- 1.7 metros de distancia mínima vertical

3.6.15.6 Distancias Mínimas de Seguridad Vertical para Vías de Tránsito

- 8.61 metros hacia vías férreas
- 6.11 metros hacia carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para el tránsito
- 4.91 metros hacia aceras o caminos accesibles solo a peatones
- 5.71 metros hacia aguas donde no está permitida la navegación
- Aguas navegables, incluyendo, lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción
 - a) 6.7 metros hasta 8 km²
 - b) 9.2 metros mayor a 8 hasta 80 km²
 - c) 11.00 metros mayor de 80 hasta 800km²
 - d) 12.81 metros arriba de 800 km²

3.6.15.7 Distancia entre Fases del Mismo Circuito

- 1.55 metros de separación horizontal para el conductor de fase.
- 1.38 metros de separación horizontal para el de protección.
- 1.23 metros de separación vertical para el conductores de fase o de protección.

3.4.15.8 Distancia entre Fases de Diferentes Circuitos

- 1.55 metros la distancia horizontal hacia otro circuito de 69kV
- 1.65 metros la distancia vertical hacia otro circuito de 69kV

3.4.15.9 Distancia Mínima de la Cadena de Aisladores hacia la Torre

- Para cadenas de 4 aisladores 0.76 metros
- Para cadenas de 5 aisladores 0.90 metros

3.6.16 PRESUPUESTO REFERENCIAL

El presupuesto referencial de la Construcción de la Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo es de \$USD 5.913 686,28.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- La construcción de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, se plantea como una alternativa viable para mejorar la calidad del producto de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo; ya que estos alimentadores, de acuerdo a las mediciones en cabecera, en condiciones de demanda máxima presentan caídas de voltaje de -5.83%, muy cercanas a la valor permitido por la regulación 005/18 del ARCONEL. Por lo que, pueden llegar a ocasionar caídas entre el 10-12% en distintos puntos aguas abajo, ya que sus centros de carga están ubicados a 35 y 55 km para cada alimentador respectivamente.
- La construcción de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, permitirá un alivio de carga cercano al 36% para la subestación Pindal, cuyo transformador actualmente presenta una cargabilidad cercana al 80%, y que además permitirá mejorar las caídas del voltaje del patio de 13.8kV alrededor del 2-3%.
- La construcción de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo se presenta como una alternativa a largo plazo, para solventar los problemas de calidad de energía que actualmente presente el cantón Zapotillo tanto en baja tensión como en media tensión. Por lo que, a partir del costo estimado de \$USD 5.913 686,28 obtenido en el presente estudio, la Gerencia de Planificación de la EERSSA determinará su viabilidad económica.
- La construcción de la línea subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, garantizará que las factibilidades de servicio con cargas iguales o superiores a los 100kVA no sean rechazadas, y puedan operar sin generar ningún inconveniente en la red primaria.
- A partir de los resultados obtenidos en el estudio técnico-económico de varios conductores ACSR, se determinó que el conductor óptimo era el conductor QUAIL 2/0; pero finalmente se terminó seleccionando el conductor PADRIDGE 266.8 MCM, ya que este si cumple con los requerimientos mecánicos, y tiene el costo final más bajo. Aunque, de acuerdo a la figura 3.26 se puede observar que el conductor PADRIDGE no presenta una relación optima entre el costo de inversión y costos de pérdidas, lo cual se justifica principalmente porque la demanda proyectada para el periodo establecido es baja.

- Las pérdidas de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, se dimensionaron bajo el criterio de factor de carga; ya que caso contrario, se estaría generando un sobredimensionamiento de los costos operativos de la línea.
- A partir del voltaje crítico disruptivo y las condiciones meteorológicas de la zona de estudio, se determinó que no existe la presencia de efecto corona de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo.
- En zonas donde los niveles de nubosidad son bajos, la vegetación no es muy prominente y están por debajo de los 1000 m.s.n.m, el perfil topográfico generado por las ortofotos y las cartas topográficas de la zona será de una muy buena precisión; ya que, mediante interpolación se puede obtener curvas de nivel de hasta 1 metro. De tal forma, que esta técnica puede ser una herramienta muy útil para que el proyectista, obtenga un diseño topográfico preliminar muy cercano al definitivo.
- El software libre IMEDEXSA 12 empleado para el cálculo mecánico, puede ser una herramienta muy útil para las empresas distribuidora para realizar diseños preliminares de líneas de subtransmisión de 69kV, ya que permite tener una referencia de la cantidad, tipo y altura útil de las estructuras soportantes requeridas para el diseño; así mismo como la longitud de los vanos mínimos y máximos para un diseño óptimo.
- El software libre IMEDEXSA 12 permite tener una idea de la cantidad de metros cúbicos de excavación y cantidad de hierro requerido por todas las estructuras soportantes de acuerdo a su tipo y altura útil. Siendo esta información base para determinar el costo estimado de la línea de subtransmisión.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar el estudio de suelos para la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo, de tal forma que se pueda incluir el cálculo de las puestas a tierras.
- Se recomienda realizar el estudio ambiental, para poder analizar el impacto que pueda llegar a ocasionar la construcción de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo. Y además verificar que no se ponga en riesgo ninguna especie endémica del Bosque Seco.

- Se recomienda realizar un estudio de calidad de producto de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo, para verificar si estos alimentadores están en la capacidad de ser repotenciados o el problema de los bajos niveles de voltaje son ocasionados por las grandes longitudes que tienen que cubrir.
- Se recomienda realizar un estudio de compensación reactiva en el anillo de subtransmisión de la EERSSA, ya que se pudo observar que cuando se realizó el modelamiento del sistema, varios puntos de conexión a 69kV presentan bajos niveles de voltaje.
- Se recomienda realizar los estudios para la construcción de la Subestación Zapotillo, y analizar la viabilidad técnico-económica en conjunto con el presente estudio realizado.
- Se recomienda realizar un estudio de coordinación de protecciones para la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo.
- Se recomienda realizar campañas de medición para los distintos clientes residenciales, industriales y comerciales del cantón Zapotillo; a fin de obtener las curvas de carga de estos consumidores, en especial para facilitar el dimensionamiento de transformadores de distribución.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Ramírez, «Distribución de Energía Eléctrica,» Universidad Manizales, Colombia, 2009.
- [2] J. Cervantes, «Sistemas Distribución de Energía Eléctrica,» Sans Serif Editores, México, 1998.
- [3] J. Graiger y W. Stevenson, «Análisis de Sistemas de Potencia,» McGraw-Hill, USA, 1996.
- [4] Electrocables, «Conductores de Aluminio Reforzado con Acero 1350-H19 ACSR».
- [5] R. Canelos, «Diseños de Líneas de Alta Tensión,» EPN, Quito, 2016.
- [6] [En línea]. Available: <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas.htm>.
- [7] NEXANS, «Capacidad de conducción de corriente en conductores de aluminio».
- [8] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación 005/18,» Quito, 2018.
- [9] Agencia de Regulación y Control de Electricidad,, «Regulación 01/18,» ARCONEL, Quito, 2018.
- [10] Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, «Plan Maestro de Electrificación 2013-2022,» Quito, 2013.
- [11] D. 223/08, «Reglamento de Líneas de Tensión hasta 230kV».
- [12] J. Arias, «Proyecto de Normalización para diseño de líneas de transmisión aéreas,» EPN, Quito, 2011.
- [13] INECEL-EPN y A. Gabriel, «Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia,» Quito-Ecuador, 1996.
- [14] C. Guerra, «Repotenciación de una línea de transmisión de 230kV con conductores de última generación tipo T,» EPN, Quito, 2008.
- [15] IEEE Standard 738-1993, «IEEE Standard For Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors,» IEEE, USA, 1993.
- [16] «Radiación Solar,» [En línea]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/2_radiacion_00.htm.
- [17] M. Checa, «Líneas de transporte de Energía,» Alfaomega, Bogotá, 2000.

- [18] M. H. Cusco Cuzco, «Estudio de la Influencia de la Altitud en el Nivel del Aislamiento Eléctrico para Líneas de 138kV y 230 kV debido a la reducción de la presión atmosférica,» EPN, Quito, 2016.
- [19] I. S. 80-2000, «Guide for Safety in AC Substations Grounding,» IEEE, New York, 2000.
- [20] I. S. 81.2-1991, «Guide for measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems,» IEEE, New York, 1991.
- [21] L. Ruales y K. Vásquez, «Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión utilizando el ATP aplicado a la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui a 230kV,» EPN, Quito, 2003.
- [22] «Cálculo Mecánico de Líneas,» Universidad De Vigo.
- [23] «Memoria Técnica de la Línea de Transmisión Bomboiza-Gaulaqui,» EERSSA, Loja, 2017.
- [24] J. Loya, «Estudio de Expansión Decenal en el Sistema de la Empresa Eléctrica Quito EEQ para los cantones los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito,» EPN, Quito, 2017.
- [25] J. A. Martínez, «Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de alta tensión,» MC Graw Hill, España, 2008.
- [26] J. Chamorro y B. Muyulema, «Incidencia del viento en la temperatura del conductor y en los esfuerzos mecánicos de las estructuras. Caso: línea de Transmisión Totoras-Quevedo,» EPN, Quito, 2010.
- [27] V. Pérez, «Líneas de Transmisión de Energía,» Sector de Electricidad, Carabobo, 2015.
- [28] EX-INECEL, «Normas de proyectos para líneas de 138kV- Sistema Nacional de Transmisión».
- [29] L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.
- [30] [En línea]. Available: <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=147>.
- [31] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación 04/18,» Quito, 2018.
- [32] T. Gohen, «Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design,» CR-Press, USA, 2009.

ANEXOS

ORDEN DE EMPASTADO