

**Universidad Nacional de Ingeniería**  
**Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica**



TESIS

**Análisis de los efectos electromagnéticos para el  
dimensionamiento del cruce de líneas de transmisión  
de 220 kV y 500 kV**

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Juan Jesús Pastor Escobar

 [0000-0001-5354-1757](https://orcid.org/0000-0001-5354-1757)

Asesor

Ing. Juan Pablo Bautista Ríos

 [0000-0002-7969-576X](https://orcid.org/0000-0002-7969-576X)

LIMA – PERÚ

2023

---

Citar/How to cite	Pastor Escobar [1]
Referencia/Reference	[1] J. Pastor Escobar, "Análisis de los efectos electromagnéticos para el dimensionamiento del cruce de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV" [Tesis de grado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

---

---

Citar/How to cite	(Pastor, 2023)
Referencia/Reference	Pastor, J. (2023). <i>Análisis de los efectos electromagnéticos para el dimensionamiento del cruce de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV</i> . [Tesis de grado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS  
PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE  
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 KV Y 500 KV**

### ***Dedicatoria***

*A mi querida madre Rosario, quien me ofreció su apoyo inquebrantable a lo largo de los años durante mi crecimiento personal y profesional. A mi alma mater, la Universidad Nacional de Ingeniería, por formarme un espíritu persistente y tenaz.*

## **Agradecimientos**

Agradezco al Ing. Luis Valdivia por su apoyo brindado para la obtención de información bibliográfica, al Ing. Aldo Viacava e Ing. Walter Montes por permitirme profundizar en el análisis del caso de estudio, al Ing. Alex Huanca por influir en la mejora de los criterios de diseño de las líneas de transmisión y al Ing. Hernán Untiveros por compartir su experiencia en el diseño de cruce de líneas de transmisión.

## Resumen

El procedimiento para el dimensionamiento del cruce de líneas inicia con la simulación de la línea de transmisión existente L-5033 Poroma – Yarabamba de 500 kV, entre las estructuras E-585 y E-587, considerando las condiciones más críticas de operación se especifica las distancias hacia la línea de transmisión proyectada Solimana - Ocoña de 220 kV, es decir, entre los conductores y cables de guarda que cruzarán por debajo de los existentes. Es importante resaltar que la topografía en la zona de cruce presenta desniveles en dirección transversal y longitudinal. A continuación, se evalúa los efectos electromagnéticos en los puntos críticos en común de ambas líneas de transmisión sobre el terreno, tomando en cuenta diversas secuencias de fase en la línea proyectada para mostrar la influencia de su selección. Como resultado, el principal efecto electromagnético es el campo eléctrico, ya que influye directamente en la separación vertical entre conductores y al terreno, este efecto es sensible debido a la superposición de campos producido en conjunto con la línea de transmisión existente de 500 kV. Adicionalmente, se evalúan las tensiones inducidas cuando la línea de 220 kV se encuentra desenergizada y se demuestra la influencia del ángulo de cruce. En resumen, el campo eléctrico producido en los puntos de intersección de servidumbres, en la zona de cruce, define la secuencia de fases de la línea proyectada. En consecuencia, el resto de la línea debe obedecer a dicha restricción.

Palabras clave — Efectos electromagnéticos, cruce de líneas de transmisión, tensiones inducidas, secuencia de fases, ángulo de cruce de líneas.

## Abstract

The procedure for sizing the crossing of transmission lines begins with the simulation of the existing 500 kV transmission line L-5033 Poroma - Yarabamba, between structures E-585 and E-587, considering the most critical operating conditions. The distances to the projected 220 kV transmission line Solimana - Ocoña are specified, i.e., between the conductors and guard cables that will pass underneath the existing line. It is important to highlight that the topography in the crossing area presents elevation differences in both transversal and longitudinal directions. Then, the electromagnetic effects at the common critical points of both transmission lines on the ground are evaluated, considering various phase sequences in the projected line to show the influence of their selection. As a result, the main electromagnetic effect is the electric field since it directly affects the vertical separation between conductors and the ground. This effect is sensitive due to the superposition of fields produced in conjunction with the existing 500 kV transmission line. Additionally, induced voltages are evaluated when the 220 kV line is de-energized, and the influence of the crossing angle is demonstrated. In summary, the electric field generated at the intersection points of rights-of-way in the crossing area defines the phase sequence of the projected line. Consequently, the rest of the line must adhere to this restriction.

Keywords — Electromagnetic effects, transmission line crossing, induced voltages, phase sequence, line crossing angle.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Prólogo.....	xiv
Capítulo I. Introducción .....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación .....	1
1.2.1 Situación problemática.....	1
1.2.2 Problema a resolver .....	2
1.3 Objetivos del estudio.....	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos .....	2
1.4 Hipótesis.....	2
1.4.1 Hipótesis general .....	2
1.4.2 Hipótesis específicas .....	2
1.5 Antecedentes investigativos.....	3
1.6 Metodología .....	3
Capítulo II. Marcos teórico y conceptual.....	5
2.1 Marco teórico .....	5
2.1.1 Distancia de seguridad hacia el terreno .....	5
2.1.2 Corrección por tensión y altura.....	6
2.1.3 Distancias en cruce de líneas .....	6
2.1.4 La catenaria .....	8
2.1.5 Ecuación de cambio de estado .....	11
2.1.6 Campo eléctrico .....	12
2.1.7 Campo magnético.....	16
2.1.8 Efecto corona.....	18
2.1.9 Ruido audible .....	20
2.1.10 Radio interferencia.....	21
2.1.11 Interacción de efectos electromagnéticos .....	22
2.1.12 Inducción .....	23
2.2 Marco normativo internacional .....	28
2.2.1 Campo eléctrico.....	28
2.2.2 Campo magnético.....	28
2.2.3 Gradiente superficial .....	29

2.2.4	Ruido audible .....	29
2.2.5	Radio interferencia .....	29
2.3	Marco normativa Nacional.....	30
2.3.1	Campo eléctrico .....	31
2.3.2	Campo magnético .....	31
2.3.3	Gradiente superficial .....	31
2.3.4	Ruido audible .....	32
2.3.5	Radio interferencia .....	33
2.4	Marco conceptual.....	33
2.4.1	Dimensionamiento de componentes en la zona de cruce .....	33
2.4.2	Comportamiento mecánico .....	33
2.4.3	Efectos electromagnéticos .....	33
2.4.4	Superposición de campos .....	34
2.4.5	Signal.....	34
	Capítulo III. Análisis del comportamiento de la línea existente .....	35
3.1	Fuentes secundarias de información.....	35
3.1.1	Datos generales .....	35
3.1.2	Datos del conductor de fase.....	36
3.1.3	Datos de los cables de guarda .....	36
3.1.4	Hipótesis de cálculo mecánico .....	36
3.2	Fuentes primarias de información .....	39
3.2.1	Topografía del terreno.....	40
3.2.2	Silüeta de estructuras .....	41
3.3	Simulación de la LT existente .....	43
3.3.1	Resultados hipótesis I .....	43
3.3.2	Resultados hipótesis II .....	45
3.3.3	Resultados hipótesis III .....	47
3.3.4	Resultados hipótesis IV.....	49
3.3.5	Resumen de resultados .....	51
	Capítulo IV. Diseño de la línea de transmisión proyectada.....	53
4.1	Requerimientos del proyecto.....	53
4.1.1	Trazo de ruta.....	53
4.1.2	Potencia a transmitir .....	53
4.2	Datos iniciales del proyecto.....	53
4.2.1	Generales .....	53
4.2.2	Conductor .....	54
4.2.3	Cable de guarda .....	55

4.2.4	Hipótesis de cálculo mecánico .....	56
4.2.5	Topografía del terreno.....	57
4.2.6	Geometría de las estructuras .....	58
4.2.7	Resumen de simulación LT 220 kV proyectada .....	59
	Capítulo V. Desarrollo del trabajo de investigación.....	60
5.1	Dimensionamiento del cruce .....	60
5.1.1	Distancias al terreno .....	60
5.1.2	Distancia entre conductores que se cruzan.....	61
5.2	Efectos electromagnéticos .....	62
5.2.1	Campo eléctrico .....	63
5.2.2	Campo magnético .....	72
5.2.3	Gradiente eléctrico .....	77
5.2.4	Ruido audible .....	79
5.2.5	Radio interferencia .....	85
5.2.6	Inducción electrostática.....	89
5.2.7	Inducción electromagnética.....	93
	Capítulo VI. Análisis y discusión de resultados.....	97
6.1	Resumen de resultados .....	97
6.2	Análisis y discusión de resultados.....	98
	Conclusiones.....	100
	Recomendaciones.....	101
	Referencias bibliográficas .....	102
	Anexos .....	104

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Distancias de seguridad vertical hacia obstáculos.....	5
Tabla 2: Distancia entre conductores y cables de guarda que se cruzan .....	7
Tabla 3: Límites de campo eléctrico.....	28
Tabla 4: Límites de campo magnético.....	29
Tabla 5: Límites de ruido audible.....	29
Tabla 6: Límites de campo eléctrico.....	31
Tabla 7: Límites de campo magnético.....	31
Tabla 8: Límites de gradiente superficial.....	32
Tabla 9: Límites de ruido audible.....	32
Tabla 10: Datos generales de la LT existente en 500 kV.....	37
Tabla 11: Datos técnicos del conductor L-5033.....	37
Tabla 12: Datos técnicos del cable de guarda CG 1 - EHS .....	38
Tabla 13: Datos técnicos del cable de guarda CG 2 - OPGW .....	38
Tabla 14: Hipótesis de cálculo mecánico.....	39
Tabla 15: Información técnica de estructuras existentes .....	43
Tabla 16: Resultados hipótesis I - ACAR.....	44
Tabla 17: Resultados hipótesis I - EHS .....	44
Tabla 18: Resultados hipótesis I – OPGW .....	45
Tabla 19: Resultados hipótesis II - ACAR.....	46
Tabla 20: Resultados hipótesis II - EHS .....	46
Tabla 21: Resultados hipótesis II – OPGW .....	47
Tabla 22: Resultados hipótesis III - ACAR.....	48
Tabla 23: Resultados hipótesis III - EHS .....	48
Tabla 24: Resultados hipótesis III – OPGW .....	49
Tabla 25: Resultados hipótesis IV - ACAR .....	50
Tabla 26: Resultados hipótesis IV - EHS.....	50

Tabla 27: Resultados hipótesis IV – OPGW .....	51
Tabla 28: Resumen de resultados del cálculo mecánico .....	51
Tabla 29: Datos generales de la LT proyectada .....	54
Tabla 30: Datos técnicos del conductor proyectado .....	54
Tabla 31: Datos técnicos del cable de guarda 1 en la zona de cruce .....	56
Tabla 32: Datos técnicos del cable de guarda 2 en la zona de cruce .....	56
Tabla 33: Hipótesis de cálculo mecánico.....	57
Tabla 34: Geometría de estructuras .....	58
Tabla 35: Resumen de resultados LT proyectada .....	59
Tabla 36: Distancias vertical hacia el terreno calculadas de la LT 220 kV .....	61
Tabla 37: Datos para calcular el campo eléctrico de LT 220 kV .....	64
Tabla 38: Datos para calcular el campo eléctrico de LT 500 kV .....	65
Tabla 39: Campo eléctrico RMS en P3 y P5 LT 220 kV .....	69
Tabla 40: Campo eléctrico RMS en P3 y P5 LT 500 kV .....	69
Tabla 41: Campo eléctrico RMS total en P3.....	70
Tabla 42: Campo eléctrico RMS total en P5.....	71
Tabla 43: Datos campo magnético LT 220 kV .....	72
Tabla 44: Datos campo magnético LT 500 kV .....	72
Tabla 45: Campo magnético RMS en P6 LT 220 kV .....	75
Tabla 46: Campo magnético RMS en P6 LT 500 kV .....	76
Tabla 47: Campo magnético RMS en P6 LT 500 kV .....	76
Tabla 48: Datos para calcular el gradiente superficial .....	78
Tabla 49: Datos ruido audible LT 220 kV.....	81
Tabla 50: Datos ruido audible LT 500 kV.....	84
Tabla 51: Datos tensión inducida electrostática.....	90
Tabla 52: Datos zona de cruce.....	90
Tabla 53: Resumen de resultados.....	97

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Secuencia de trabajo de la metodología.....	4
Figura 2: Esquema de la catenaria y componentes.....	8
Figura 3: Cálculo de campo eléctrico.....	13
Figura 4: Distancias para la matriz de potencial.....	14
Figura 5: Factor de terreno.....	16
Figura 6: Campo magnético de un conductor infinito.....	17
Figura 7: Esquema de interacción electromagnética en cruce de líneas.....	22
Figura 8: Inducción en cruce de línea de transmisión.....	24
Figura 9: Esquema de matriz de potenciales para inducción electrostática.....	25
Figura 10: Límite de radio interferencia.....	30
Figura 11: Curvas de nivel zona de influencia.....	40
Figura 12: Toma fotográfica de las estructuras existentes de la L-5033.....	42
Figura 13: Toma fotográfica procesada de las estructuras de la L-5033.....	42
Figura 14: Zona favorable para el de cruce.....	52
Figura 15: Ampacidad del conductor ACAR 1200 MCM.....	55
Figura 16: Curvas de nivel zona de cruce.....	58
Figura 17: Zona de cálculo efectos electromagnéticos.....	63
Figura 18: Perfil desarrollado del cruce de servidumbres.....	64
Figura 19: Puntos críticos de campo eléctrico.....	66
Figura 20: Campo eléctrico producido por la LT proyectada 220 kV.....	67
Figura 21: Campo eléctrico producido por la LT existente 500 kV.....	68
Figura 22: Campo eléctrico en P3 considerando distintas secuencias de fase.....	71
Figura 23: Campo magnético producido por la LT proyectada 220 kV.....	73
Figura 24: Campo magnético producido por la LT existente 500 kV.....	74
Figura 25: Punto crítico de campo magnético.....	75
Figura 26: Máximo campo magnético en P6 bajo distintas secuencias de fase.....	77
Figura 27: Ruido audible producido por la LT 220 kV.....	82

Figura 28: Ruido audible producido por la LT 500 kV .....	84
Figura 29: Radio Interferencia producida por la LT 220 kV.....	87
Figura 30: Radio interferencia producida por la LT 500 kV .....	88
Figura 31: Esquema de matriz para inducción electrostática.....	91
Figura 32: Sensibilidad de tensión inducida electrostática y ángulo de cruce .....	93
Figura 33: Tensión inducida electromagnética y ángulo de cruce.....	96
Figura 34: Resumen de resultados.....	98

## Prólogo

Durante el desarrollo de los estudios de ingeniería para el diseño de la línea de transmisión proyectada Solimana – Ocoña de 220 kV, se identificó la necesidad de realizar el cruce aéreo por debajo de la línea de transmisión existente L-5033 Poroma - Yarabamba de 500 kV; sin embargo, la topografía de la zona limita los espacios por donde se prevé realizar el cruce, es decir, las distancias medidas desde los conductores de fase de 500 kV hasta el nivel del suelo, notándose que dichas distancias presentan poca holgura; dicha premisa fue el inicio para profundizar el análisis del cruce de líneas de transmisión, sin embargo, la poca información disponible relacionada al tema representó un reto para lograr los objetivos.

La presente tesis recopila las formulaciones y criterios para evaluar el cruce de líneas en distintos niveles de tensión propio de cada proyecto y de esta manera viabilizar el trazo de ruta de la línea de transmisión proyectada, caso contrario se podrá justificar la decisión de optar por otra solución como, por ejemplo, un tramo subterráneo, el cual conlleva mayores costos.

En conclusión, diseñar el cruce implica, como punto de partida, realizar el dimensionamiento entre los conductores y cables de guarda que se cruzarán para, finalmente, realizar el análisis de los efectos electromagnéticos que predominan en la zona de influencia, como el campo eléctrico, ruido audible y tensión inducida dependientes de la secuencia de fases proyectada.

# Capítulo I. Introducción

## 1.1 Generalidades

La razón principal para el desarrollo del presente tema de investigación, consiste en demostrar que es posible realizar el cruce aéreo de líneas de transmisión de alta y extra alta tensión frente a las dificultades topográficas y mitigar los efectos electromagnéticos en la zona de cruce, ello implica analizar las distancias de separación entre conductores y cables de guarda, seguido del análisis de los siguientes efectos electromagnéticos producido por ambas líneas de transmisión en los puntos críticos:

- La interacción del campo eléctrico.
- La interacción del campo magnético.
- La interacción de ruido audible.
- La interacción de radio interferencia.
- Tensiones inducidas en la línea de transmisión proyectada cuando se encuentra desenergizada.

En consecuencia, el resultado del análisis aporta el fundamento para el diseño de cruce de líneas principalmente en la especificación de distancias, selección de secuencia de fases y la influencia del ángulo de cruce.

## 1.2 Descripción del problema de investigación

### 1.2.1 Situación problemática

Actualmente, los proyectos de generación de energía eléctrica del tipo renovable presentan la creciente tendencia de producción mediante plantas fotovoltaicas ubicadas al sur del país, por lo que la futura CSF Solimana requieren la conexión al SEIN desde la SE Solimana 33/220 kV hacia la futura ampliación de la SE Ocoña 220/500 kV, mediante la línea de transmisión proyectada Solimana – Ocoña de 220 kV, este trazo de ruta presenta una interferencia que complica la viabilidad técnica y es la línea de transmisión existente L-5033 Poroma – Yarabamba de 500 kV, para garantizar y lograr la continuidad del trazo de ruta de línea proyectada de 220 kV hasta el punto de conexión; se identifica que la

alternativa de menor longitud y costo, ocurre mediante el cruce aéreo por debajo de la LT existente de 500 kV.

### **1.2.2 Problema a resolver**

¿Será posible dimensionar el cruce entre líneas de transmisión existente y proyectada?, para evidenciar desde la etapa de diseño que las distancias y los efectos electromagnéticos se encuentren dentro de los límites permitidos, bajo las distintas condiciones de operación, debido a la dinámica de las catenarias.

## **1.3 Objetivos del estudio**

### **1.3.1 Objetivo general**

El objetivo general consiste en analizar la influencia de los efectos electromagnéticos para el dimensionamiento del cruce de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Determinar la influencia de los efectos electromagnéticos en la separación entre conductores y cables de guarda.
- Determinar la influencia de los efectos electromagnéticos en la selección de la secuencia de fases.
- Determinar la influencia de los efectos electromagnéticos en la selección del ángulo de cruce de líneas.

## **1.4 Hipótesis**

### **1.4.1 Hipótesis general**

Los efectos electromagnéticos influyen significativamente en el dimensionamiento del cruce de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV.

### **1.4.2 Hipótesis específicas**

- Los efectos electromagnéticos restringen la separación entre conductores y cables de guarda.
- Los efectos electromagnéticos establecen la selección de la secuencia de fases.

- Los efectos electromagnéticos influyen directamente en la selección del ángulo de cruce de líneas.

### **1.5 Antecedentes investigativos**

Actualmente, el análisis de cruce de líneas se dió mediante Yuze et al. (2019), en dicha referencia se aborda únicamente las tensiones inducidas en el cruce de líneas de transmisión de 1000 kV AC y una línea de 138 kV, ambas en doble terna. Adicionalmente, se realizan sensibilidades al modificar las distancias verticales y se logra demostrar el impacto de la separación en la zona de cruce frente a las tensiones inducidas.

De modo similar, Horton et al. (2006) realizan el análisis de tensiones inducidas pero aplicado a líneas paralelas; sin embargo, la presente investigación se enfoca en analizar la interacción de los efectos electromagnéticos, dimensionar el cruce y evaluar las tensiones inducidas según la metodología propuesta por las referencias anteriores para aplicarlo en el caso de estudio.

### **1.6 Metodología**

El procedimiento inicia con la evaluación de la línea de transmisión existente de 500 kV para determinar la zona que favorece el cruce aéreo, una vez identificado el posible lugar de cruce, se simula el tramo entre estructuras de anclaje y las intermedias tipo suspensión que involucra la catenaria seleccionada, a partir de ello se dimensionan las distancias hacia la línea de transmisión proyectada de 220 kV, es decir, entre los conductores de fase y los cables de guarda que cruzarán por debajo de los conductores existentes. Se valida que, bajo las diversas hipótesis de cálculo mecánico, dichas distancias se encuentren dentro de los límites establecidos por normativa.

Al dimensionar el cruce, la condición más crítica de operación para el análisis de los efectos electromagnéticos ocurre cuando los conductores de fase de ambas líneas de transmisión operan en máxima demanda y coincide con la máxima temperatura ambiente, en otras palabras, se presentan las distancias mínimas de los conductores de fase hacia el terreno, que para el caso de estudio presenta una topografía con desniveles transversales y longitudinales en la zona de cruce.

Es importante indicar que la sobrecarga del 30% aplica para líneas troncales, como es el caso de la LT 500 kV, esta condición dura un máximo de 30 min (COES PR-20, 2021), ello equivale aproximadamente 60 °C, no obstante, se considera para la simulación una temperatura del conductor de 75 °C que equivale a 705.9 A o 2445 MVA (ISA Transmántaro, 2015).

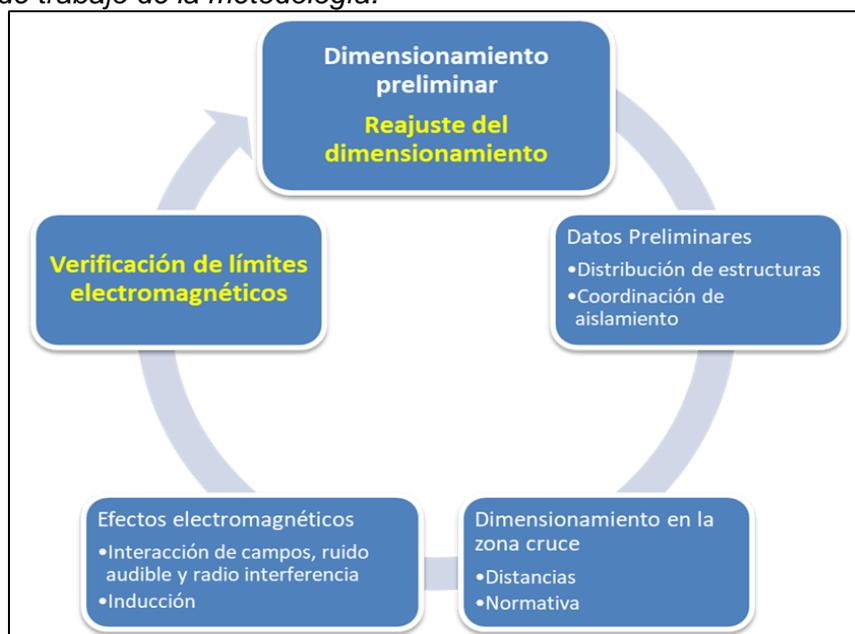
Luego se procede con la evaluación de los efectos electromagnéticos producido por ambas líneas de transmisión en los puntos en común sobre el terreno. En adición a esto, los resultados de cálculo obtenidos son comparados con la normativa nacional y recomendaciones internacionales considerando todas las posibilidades de secuencia de fases de la línea proyectada y se selecciona el resultado óptimo.

Finalmente, se verifica que dichos resultados se encuentren dentro de los límites establecidos, caso contrario, se realizará ajustes en las distancias entre fases o fase-tierra y hacia el terreno en la zona del vano para cruce.

Con fines prácticos y debido al proceso iterativo del diseño, en la Figura 1 se muestra la secuencia de trabajo para realizar el dimensionamiento y evaluación de los efectos electromagnéticos, este procedimiento se caracteriza por ser iterativo.

**Figura 1**

*Secuencia de trabajo de la metodología.*



*Nota: elaboración propia.*

## Capítulo II. Marcos teórico y conceptual

Se exponen los aspectos teóricos relevantes a las distancias en la zona de cruce, comportamiento mecánico de la catenaria y los efectos electromagnéticos. De manera complementaria, se presentan los aspectos legales, tanto nacionales como recomendaciones internacionales con relación a los límites electromagnéticos. La aplicación del presente marco teórico se realiza en el capítulo V para el caso de estudio.

### 2.1 Marco teórico

#### 2.1.1 Distancia de seguridad hacia el terreno

Para el dimensionamiento del cruce de líneas se determina la mínima distancia de seguridad vertical del conductor de fase hacia el terreno, los valores base son mostrados en la Tabla 1 y posteriormente se corrigen según el nivel de tensión de la línea de transmisión y su altura respecto del nivel del mar.

**Tabla 1**

*Distancias de seguridad vertical hacia obstáculos.*

<b>Naturaleza de la superficie que se encuentra debajo de los alambres, conductores o cables</b>	<b>Conductores de suministro expuestos, más de 750 V a 23 kV (m)</b>
<b>Cuando los alambres, conductores o cables cruzan o sobresalen</b>	
2.a Carreteras, caminos sujetos a tráfico de camiones	7.00
2.b Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones	6.50
3. Calzadas, zonas de parqueo y callejones	6.50
4. Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, bosques, huertos, etc.	6.50
5.a Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5.00
5.b Calles y caminos en zonas rurales	6.50
<b>Cuando los conductores recorren a lo largo y dentro de los límites de la carretera, pero no sobresalen del camino</b>	
9.a Carreteras y avenidas	6.50
9.b Caminos, calles o callejones	6.00
9.c Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5.00
10.a Calles y caminos en zonas rurales	6.00
10.b Caminos no carrozables en zonas rurales	5.00

*Nota:* Fuente adaptación (MINEM, 2011).

### **2.1.2 Corrección por tensión y altura**

Las distancias de seguridad básicas, requieren un factor de corrección como se indica a continuación:

Será incrementada a razón de 10 mm por kilovolt que sobrepase de 23 kV. Todas las distancias de seguridad para las líneas de más de 33 kV se basarán en la máxima tensión de operación, (...). Se incrementará en un 3 % por cada 300 m que sobrepase de 1 000 m sobre el nivel del mar. (MINEM, 2011, p. 123).

De la cita anterior, se desprenden las ecuaciones para calcular los dos factores requeridos de corrección requeridos y se muestran en la Ecuación 1 y Ecuación 2.

$$F_{c_V} = (V_m - 23) * 10/1000 \quad (1)$$

$$F_{c_H} = \left( 1 + 0.03 * \left( \frac{H - 1000}{300} \right) \right) \quad (2)$$

Donde:

- $F_{c_V}$ : Factor de corrección por tensión, (m)
- $F_{c_H}$ : Factor de corrección por altura, (m)
- $V_m$ : Máxima tensión de operación, (kV)
- $H$ : Altura respecto del nivel del mar, (m)

### **2.1.3 Distancias en cruce de líneas**

El segundo aspecto para el dimensionamiento del cruce, consiste en calcular las distancias mínimas requeridas entre los conductores de fase y cables de guarda que se cruzan y los valores base son mostrados en la Tabla 2.

**Tabla 2***Distancia entre conductores y cables de guarda que se cruzan.*

Nivel inferior	Nivel Superior
	Conductores de suministro expuestos de más de 750 V a 23 kV (m)
1. Retenidas de suministro puestas a tierra de manera efectiva, 7 alambres de suspensión y mensajeros, conductores neutros que cumplen la Regla 230.E.1, y <u>cables de guarda contra sobretensiones.</u>	1.20
5. Conductores de suministro expuestos, de 750 V a 23 kV	1.20

*Nota:* Tabla adaptada de (MINEM, 2011).

### **2.1.3.1 Distancia entre fases que se cruzan.**

Para realizar el cálculo de la distancia entre fases, es necesario realizar la corrección por tensión y altura al valor básico mostrado en la segunda fila de la Tabla 2.

Deberá ser incrementada por la suma de lo siguiente: Para los conductores del nivel superior entre 23 y 550 kV, la distancia deberá ser incrementada a razón de 10 mm por kV que sobrepase de 23 kV. Para los conductores del nivel inferior que excedan de 23 kV, la distancia adicional será calculada a la misma razón. (MINEM, 2011, p. 140)

Por otro lado, para el caso de la corrección por altura, MINEM (2011) indica “Deberá incrementarse en un 3 % por cada 300 m que sobrepase de 1 000 m sobre el nivel del mar” (p. 141). Este último es similar a lo presentado en la Ecuación 2. En consecuencia, se unifican los conceptos en la Ecuación 3.

$$D_{cruce\_f-f} = D_{base1} + (V_{sup} + V_{inf} - 2 * 23) * 10 * F_{cH} / 1000 \quad (3)$$

Donde:

- $D_{cruce\_f-f}$ : Distancia entre conductores que se cruzan, (m)
- $D_{base1}$ : Distancia básica de la Tabla 2, 1.20 m
- $V_{sup}$ : Máxima tensión de operación de la LT del nivel superior, (kV)
- $V_{inf}$ : Máxima tensión de operación de la LT del nivel inferior, (kV)

- $F_{c_H}$ : Factor de corrección por altura, (m)

### 2.1.3.2 Distancia entre fase y guarda que se cruzan.

Para el caso de la distancia entre el conductor de fase ubicado en el nivel superior y el cable de guarda ubicado en el nivel inferior, se utiliza la distancia básica mostrada en la primera fila de la Tabla 2 y se realiza el procedimiento de manera similar que el anterior, considerando la Ecuación 4.

$$D_{cruce_{f-t}} = D_{base2} + (V_{sup} - 23) * 10 * F_{c_H} / 1000 \quad (4)$$

Donde:

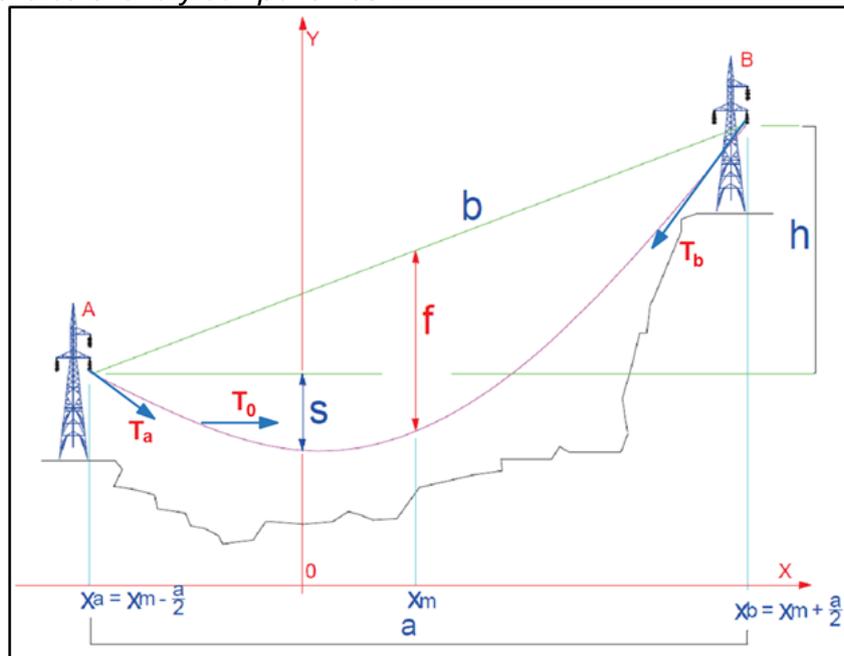
- $D_{cruce_{f-t}}$ : Distancia entre conductor y cable de guarda que se cruzan, (m)
- $D_{base2}$ : Distancia básica de la Tabla 2, 1.20 m
- $V_{sup}$ : Máxima tensión de operación de la LT del nivel superior, (kV)
- $F_{c_H}$ : Factor de corrección por altura, (m)

### 2.1.4 La catenaria

La curva adoptada por un conductor de fase que se encuentra instalado entre dos puntos extremos forma una catenaria, como se muestra en la Figura 2.

**Figura 2**

*Esquema de la catenaria y componentes.*



Nota: Fuente (Bautista, 2009).

La expresión matemática de la catenaria (Bautista, 2009), se presenta en la Ecuación 5.

$$y = C * \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (5)$$

Donde:

- y: Representa la ordenada de la catenaria, (m)
- C: Es el parámetro de la catenaria, (m)
- x: Es la abscisa de la catenaria limitada por el vano horizontal, (m)

Adicionalmente, en la Figura 2, se presentan las componentes de la catenaria como la flecha (f), distancia inclinada o vano real (b) entre los puntos de apoyo, saeta (S), tiro horizontal (To), tiro resultante en los puntos "A" (Ta) y "B" (Tb).

#### **2.1.4.1 Flecha.**

La flecha se define como la distancia vertical entre el punto medio que une los puntos de apoyo del conductor y la catenaria. Se calcula considerando las siguientes ecuaciones de Bautista (2009):

$$f = C * \left( \cosh\left(\frac{a}{2 * C}\right) - 1 \right) * \cosh\left(\frac{x_m}{C}\right) \quad (6)$$

$$x_m = C * \sinh^{-1}\left(\frac{h}{L'}\right) \quad (7)$$

$$L' = 2 * C * \sinh\left(\frac{a}{2 * C}\right) \quad (8)$$

Donde:

- f: Flecha de la catenaria, (m)
- a: Vano horizontal, (m)
- $x_m$ : Abscisa a medio vano, (m)
- h: Desnivel o diferencia vertical entre los puntos de apoyo del conductor, (m)
- L': Equivalente de la longitud de la catenaria con desnivel cero, (m)

### 2.1.4.2 Saeta.

La saeta corresponde a la distancia vertical entre el vértice de la catenaria y el punto de apoyo más bajo. Las ecuaciones son tomadas de Bautista (2009) y se muestran a continuación:

$$S = \left( \cosh\left(\frac{x_a}{2 * C}\right) - 1 \right) * C, \text{ si } h \geq 0 \quad (9)$$

$$S = \left( \cosh\left(\frac{x_b}{2 * C}\right) - 1 \right) * C, \text{ si } h < 0 \quad (10)$$

$$x_a = x_m - \frac{a}{2} \quad (11)$$

$$x_b = x_m + \frac{a}{2} \quad (12)$$

Donde:

- S: Saeta, (m)
- $x_a$ : Distancia del extremo izquierdo del vano, (m)
- $x_b$ : Distancia del extremo derecho del vano, (m)

### 2.1.4.3 Tiro.

En cada punto de la curva de la catenaria existe un vector tensión, también conocido como tiro, cuya dirección es tangente a la curva, esta fuerza presenta una componente horizontal, en relación con la Figura 2 y paralela al eje "X", se caracteriza por mantener el mismo módulo en todos los puntos a lo largo de la catenaria. El tiro resultante y el tiro horizontal se determinan de la siguiente manera:

$$T_b = T_0 \cosh\left(\frac{x_b}{C}\right) \quad (13)$$

$$T_a = T_0 \cosh\left(\frac{x_a}{C}\right) \quad (14)$$

$$T_0 = EDS * TR \quad (15)$$

$$C = \frac{T_0}{w_c} \quad (16)$$

$$\sigma_0 = \frac{T_0}{A} \quad (17)$$

Donde:

- $T_b$ : Tiro resultante en la grapa de anclaje de la estructura B, (kg)
- $T_a$ : Tiro resultante en la grapa de anclaje de la estructura A, (kg)
- TR: Tiro de rotura del conductor dado por el fabricante, (kg)
- $T_0$ : Componente horizontal del tiro resultante, (kg)
- EDS: Porcentaje del tiro de rotura del conductor, (%)
- $w_c$ : Peso unitario del conductor, (kg/m)
- $\sigma_0$ : Esfuerzo, (kg/mm<sup>2</sup>)
- A: Sección del conductor, (mm<sup>2</sup>)

### 2.1.5 Ecuación de cambio de estado

El conductor se encuentra sometido a diversas condiciones ambientales debido a los cambios de temperatura, velocidad de viento y espesor del hielo. La Ecuación 18 permite calcular el tiro horizontal ( $T_0$ ) bajo las nuevas condiciones ambientales respecto de las iniciales conocidas como hipótesis EDS o condición ambiental 1.

$$\sigma_{02}^2 \left[ \sigma_{02} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) \cos \delta + \frac{a^2 w_{r1}^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{w_{r2}^2 a^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2} \quad (18)$$

$$\cos \delta = \frac{a}{\sqrt{a^2 + h^2}} \quad (19)$$

$$w_{r2} = \sqrt{(w_c + w_{h2})^2 + w_{v2}^2} \quad (20)$$

$$w_{v2} = 0.0623 * v^2 \frac{(\phi_c + 2e)}{1000} \quad (21)$$

$$w_{h2} = 0.002868(e^2 + e\phi_c) \quad (22)$$

Donde:

- $\sigma_{02}$ : Esfuerzo en las condiciones ambientales 2, (kg/mm<sup>2</sup>)
- $\sigma_{01}$ : Esfuerzo en las condiciones ambientales 1, (kg/mm<sup>2</sup>)
- $\alpha$ : Coeficiente de dilatación térmica del conductor, (1/°C)
- E: Módulo de elasticidad del conductor, (kg/mm<sup>2</sup>)
- a: Vano regulador del tramo de línea, (m)
- $\theta_1, \theta_2$ : Temperatura en la condición ambiental 1 y 2, (°C)
- $w_{r1}, w_{r2}$ : Peso unitario total del conductor de la condición ambiental 1 y 2, (kg/m)
- $w_v$ : Carga unitaria debido al viento de la condición ambiental 2, (kg/m)
- v: Velocidad del viento de la condición ambiental 2, (km/h)
- $\phi_c$ : Diámetro del conductor, (mm)
- e: Espesor de hielo sobre el conductor de la condición ambiental 2, (mm)
- Cos  $\delta$ : Relación entre vano regulador y vano real

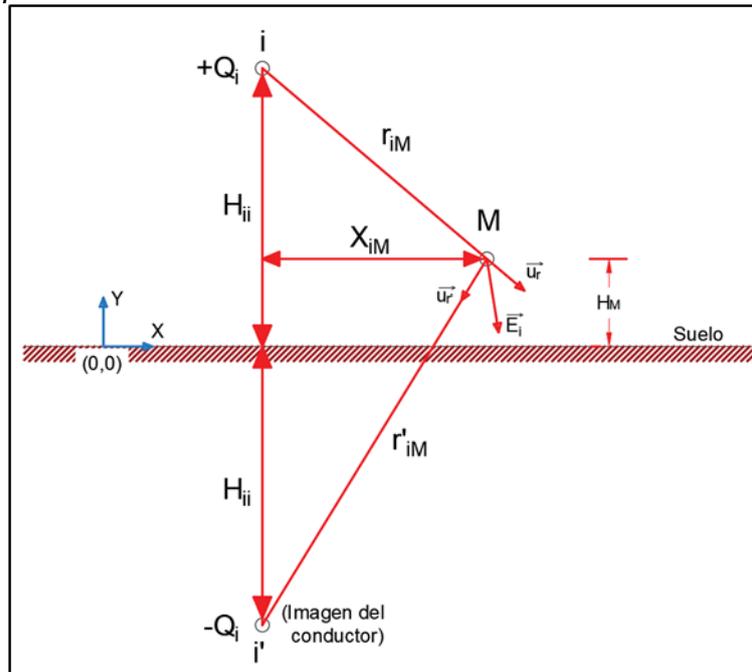
Complementariamente, se hace referencia a la condición ambiental 2, a una de las hipótesis de cálculo mecánico como son: viento máximo, máxima temperatura o mínima temperatura; estas hipótesis son propias de cada diseño y se detallan en el capítulo III y capítulo IV.

### **2.1.6 Campo eléctrico**

La intensidad de campo eléctrico en un punto se produce principalmente por el nivel de tensión de fase, su magnitud y dirección depende de la disposición física de conductores y sus imágenes, también, la distancia física al punto donde se pretende evaluar. La Figura 3 ilustra la descripción realizada, mientras que el cálculo se realiza mediante las ecuaciones extraídas de Kiessling et al. (2003), EPRI (2005) y Bautista (2021).

**Figura 3**

*Cálculo de campo eléctrico.*



Nota: Adaptado de (EPRI, 2005).

El cálculo de la carga “Q” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$[Q] = [P]^{-1} \times [V] \quad (23)$$

Donde:

- [V]: Es la matriz de tensiones fase-tierra de los conductores, (kV)
- [P]: Es la matriz de coeficientes de potencial eléctrico, (m/F)
- [Q]: Es la matriz de carga eléctrica de la línea en forma fasorial, por ejemplo, en la Figura 4 se muestra la carga Q<sub>i</sub> y Q<sub>k</sub> que forman parte de la matriz columna, (C/m)

La matriz de coeficientes de potencial se determina la influencia en el conductor “i” producido por el conductor “j”, donde cada elemento de la diagonal y no diagonal están expresadas de la siguiente manera:

$$P_{ii} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} \ln \left( \frac{4 * H_{ii}}{D_{ii}} \right) \quad (24)$$

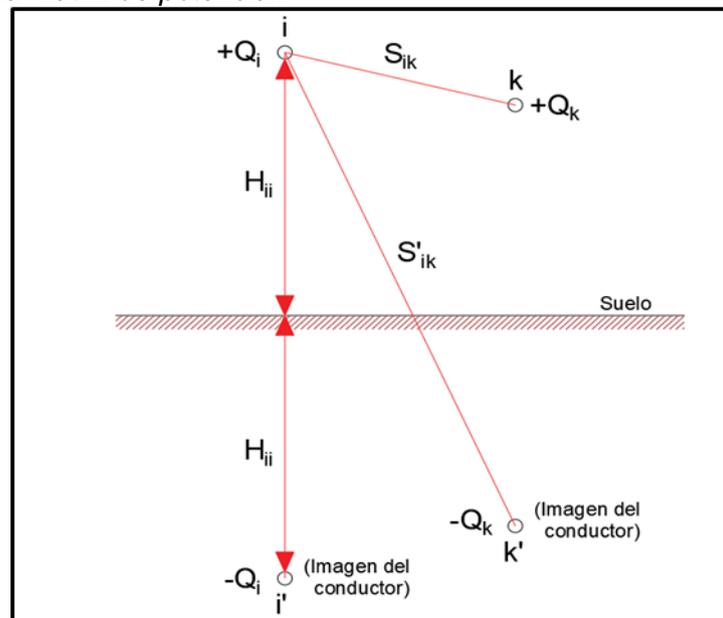
$$P_{ik} = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} \ln \left( \frac{S'_{ik}}{S_{ik}} \right) \quad (25)$$

Donde:

- $P_{ii}$ : Componente diagonal de la matriz de potenciales [P]
- $H_{ii}$ : Altura respecto del suelo del conductor "i", Figura 4, (m)
- $D_{ii}$ : Diámetro del conductor "i" o diámetro equivalente del haz de conductores, (m)
- $P_{ik}$ : Componente no diagonal de la matriz de potenciales [P]
- $S'_{ik}$ : Distancia entre el conductor "i" y la imagen del conductor "k", Figura 4, (m)
- $S_{ik}$ : Distancia entre el conductor "i" y el conductor "k", Figura 4, (m)
- $\epsilon_0$ : Permitividad eléctrica del vacío, ( $8.85 \times 10^{-12}$  F/m)

#### Figura 4

Distancias para la matriz de potencial.



Nota: Adaptado de (EPRI, 2005).

Para el caso de múltiples conductores por fase, el valor del diámetro equivalente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D_{ii} = d_{eq} = 2 * \sqrt[n]{n * r * \left( \frac{s}{2 * \text{sen} \left( \frac{\pi}{n} \right)} \right)^{n-1}}, \text{ si } n = 1 \text{ entonces } D_{ii} = d \quad (26)$$

Donde:

- $D_{ii}$ : Diámetro del conductor "i" o diámetro equivalente del haz de conductores, (m)
- $d_{eq}$ : Diámetro equivalente del haz de conductores, (m)

- n: Número de subconductores
- r: Radio del subconductor, (m)
- d: Diámetro del conductor, (m)
- s: Espaciamiento entre conductores, (m)

Luego de calcular la matriz de cargas de los conductores de fase, se procede con el cálculo del campo eléctrico en el punto requerido, en la Figura 3 se representa gráficamente la influencia del conductor y su imagen sobre el punto “M”. En consecuencia, se realiza la suma vectorial del campo eléctrico producido cada conductor y se obtiene el campo eléctrico resultante del conductor “i” conforme la Ecuación 27.

$$\vec{E}_i = \frac{Q_i}{2 * \pi * \epsilon_0 * r_{iM}} \vec{u}_r - \frac{Q_i}{2 * \pi * \epsilon_0 * r'_{iM}} \vec{u}_{r'} \quad (27)$$

$$\vec{u}_r = (X_{iM}, H_M - H_{ii}) \text{ y } \vec{u}_{r'} = (-X_{iM}, -H_M - H_{ii}) \quad (28)$$

Donde:

- $E_i$ : Vector resultante del campo eléctrico en “M” producido por el conductor “i”, (V/m)
- $Q_i$ : Componente de matriz de cargas del conductor “i” de la Ecuación 23, (C/m)
- $r_{iM}$ : Distancia geométrica desde conductor “i” al punto “M”, (m)
- $r'_{iM}$ : Distancia geométrica desde la imagen del conductor “i” hacia el punto “M”, (m)
- $u_r$ : Dirección del vector unitario del campo eléctrico para el conductor “i”
- $u_{r'}$ : Dirección del vector unitario del campo eléctrico para la imagen del conductor “i”
- $u_M$ : Dirección del vector unitario desde el origen de coordenadas al punto “M”
- $u_i$ : Dirección del vector unitario desde el origen de coordenadas al conductor “i”
- $X_{iM}$ : Distancia horizontal entre el conductor “i” y el punto “M”, (m)

Adicionalmente, se realiza la suma vectorial del campo eléctrico resultante (ER) debido a los conductores y cables de guarda de la línea de transmisión hacia el punto “M”. El módulo del vector representa el valor pico del campo eléctrico.

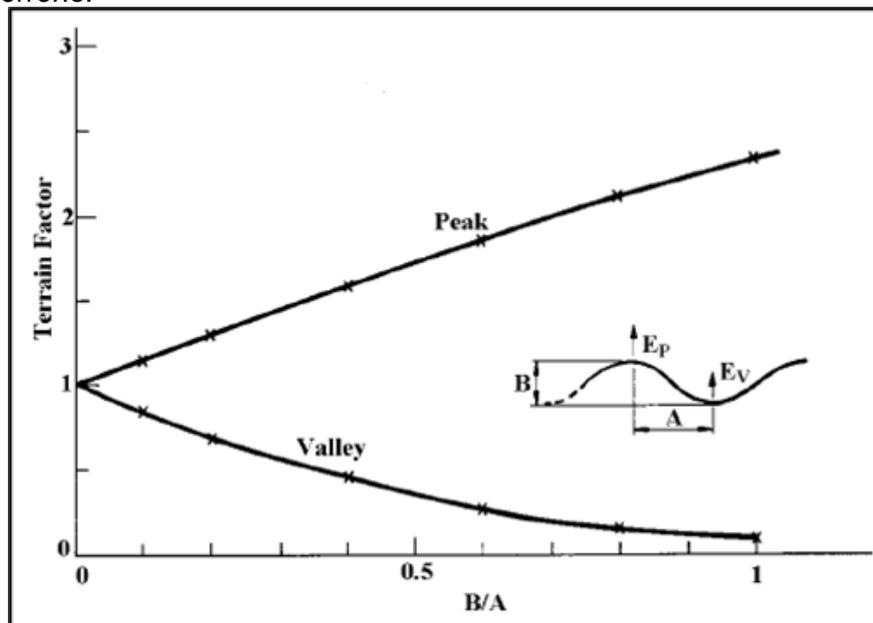
$$\vec{E}_R = \sum_{i=1}^m \vec{E}_i \quad (29)$$

En caso se requiera el valor pico, el módulo se multiplica por la raíz de 2.

Finalmente, el campo eléctrico se ve afectado debido a los desniveles transversales del terreno, el efecto sobre el campo eléctrico producido por el efecto del desnivel de terreno, se corrige mediante el factor TF, para el caso del punto más alto (pico) y el más bajo (valle), según el perfil transversal a la línea. El factor TF se determina conforme las curvas mostradas en la Figura 5.

**Figura 5**

*Factor de terreno.*



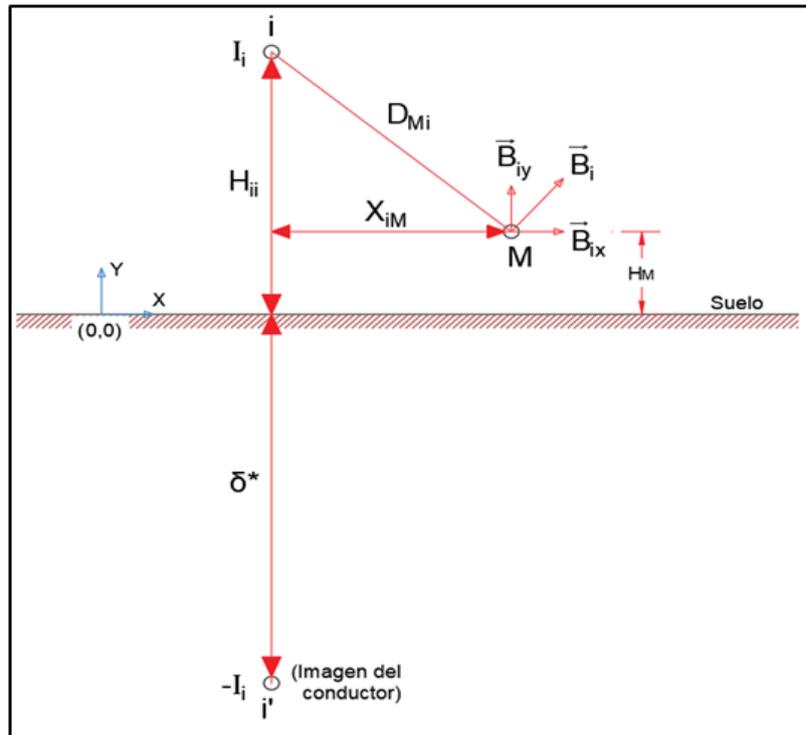
Nota: Fuente (EPRI, 2005).

### 2.1.7 Campo magnético

La intensidad del campo magnético se produce principalmente por el flujo de corriente que circula a través de los conductores de fase. El módulo y dirección también dependen de la distancia física al punto "M" donde se pretende calcular, ver Figura 6.

**Figura 6**

*Campo magnético de un conductor infinito.*



Nota: Fuente (EPRI, 2005).

La imagen de la corriente circula a cierta profundidad, la cual depende principalmente de la resistividad del terreno, esta profundidad se encuentra en el orden de los 500 m, en consecuencia, se considera despreciable.

De este modo, la magnitud del campo magnético se puede expresar en unidades de miligauss y en tesla. La relación que existe entre ellos es de 1 mG equivale a 0.1 uT.

Las ecuaciones que permiten determinar el campo magnético de forma vectorial producido por el conductor "i" en el punto "M" son las siguientes (EPRI, 2005):

$$\vec{B}_i = 2 * 10^{-7} * \frac{I_i}{D_{Mi}} * \vec{u}_{Mi} \quad (30)$$

$$\vec{u}_{Mi} = \left( \frac{-(H_M - H_{ii})}{D_{Mi}}, \frac{(X_M - X_i)}{D_{Mi}} \right) \quad (31)$$

$$\delta^* = \sqrt{\frac{\rho}{\pi * u_0 * f}} \quad (32)$$

Donde:

- $B_i$ : Densidad de flujo magnético en el punto “M” producido por el conductor “i”, (T)
- $u_{Mi}$ : Dirección del vector unitario del campo magnético, (m)
- $I_i$ : Corriente del conductor “i”, (A)
- $H_i, X_i$ : Abscisa y ordenada del conductor “i”, (m)
- $H_M, X_M$ : Abscisa y ordenada del punto “M”, (m)
- $D_{Mi}$ : Distancia entre el conductor “i” y el punto “M”, (m)
- $\delta^*$ : Profundidad donde circula la imagen de la corriente, (m)
- $\rho$ : Resistividad del terreno, ( $\Omega$ -m)
- $u_0$ : Permeabilidad magnética, ( $4\pi \times 10^{-7}$  H/m)
- $f$ : frecuencia del sistema, (Hz)

Finalmente, se realiza la suma vectorial de los campos magnéticos producidos por todos los conductores, obteniendo el campo magnético resultante, cuyo módulo representa el valor medio (RMS).

$$\vec{B}_R = \sum_{i=1}^m \vec{B}_i \quad (33)$$

### **2.1.8 Efecto corona**

Cuando se energiza una línea de transmisión, la tensión produce un campo eléctrico en la superficie de los conductores, es decir, el gradiente eléctrico superficial. Si dicho gradiente supera cierto límite, se inicia el efecto corona, debido a que el aire en el entorno se ioniza produciendo ozono y luminosidad debido a la liberación de electrones de las moléculas del oxígeno. La metodología para el cálculo se determina por Bautista (2021), EPRI (2005) y CIGRE (2017).

#### **2.1.8.1 Gradiente eléctrico en la superficie de los conductores.**

Previamente, en el ítem 2.1.6 se mostró las ecuaciones para determinar la carga “Q” en los conductores de la Ecuación 23; sin embargo, el cálculo del gradiente eléctrico es muy similar al cálculo de campo eléctrico producido por el conductor “i” en el punto “M” con la consideración que el punto “M” de la Figura 3 es el conductor de fase “k”.

$$E_{si} = \frac{Q_i}{\pi * \epsilon_0 * d_i} * K_{sub} \quad (34)$$

$$K_{sub} = \left( 1 + \frac{d_i * (n - 1)}{s} \right) * \left( \frac{1}{n} \right), \text{ si } n = 1, \text{ entonces } K_{sub} = 1 \quad (35)$$

Donde:

- $E_{si}$ : Campo eléctrico superficial del conductor "i" o sus subconductores, (kV/m)
- $Q_i$ : Carga en el conductor "i" o equivalente del haz, (C/m)
- $K_{sub}$ : Factor de corrección de forma por presencia de subconductores
- $d_i$ : Diámetro del conductor "i" o subconductor del haz, (m)
- $n$ : Número de subconductores
- $s$ : Espaciamiento entre subconductores del haz, (m)

Se recomienda realizar la conversión de unidades del gradiente superficial de kV/m a kV/cm, debido a que los límites de este efecto se encuentran en dichas unidades.

### **2.1.8.2 Campo crítico para inicio de corona.**

Es el campo a partir del cual el entorno de los conductores se ioniza.

$$E_c^* = \frac{30}{\sqrt{2}} * m_a * m_c * \delta \quad (36)$$

$$\delta = \left( \frac{293}{273 + t} \right) * e^{-\frac{H}{8150}} \quad (37)$$

Donde:

- $E_c^*$ : Campo crítico para inicio de corona, (kV/cm)
- $m_a$ : Factor de corrección por humedad, en tiempo seco es 1 y lluvioso es 0.8
- $m_c$ : Factor de corrección por rugosidad del conductor nuevo, 0.85
- $\delta$ : Densidad relativa del aire
- $t$ : Es la temperatura ambiente promedio, (°C)
- $H$ : Altitud en metros sobre el nivel del mar, (m)

### 2.1.9 Ruido audible

El ruido audible se intensifica con las variaciones atmosféricas, principalmente bajo lluvia, es por ello que en el diseño se estima un valor aproximado para el ruido audible de una línea de transmisión. No obstante, las ecuaciones más aceptadas son las dadas por el Bonneville Power Administration (BPA) de USA en conformidad con Bautista (2021) y EPRI (2005), con la consideración de que el límite estimado sea superado en 50 % del tiempo durante periodos de lluvia anual, ello es denominado como L50 y existen ciertas restricciones como:

- Sistemas de transmisión entre 220 kV a 1500 kV trifásico en AC.
- El ruido audible calculado ( $AN$ ) representa el nivel L50 bajo lluvia.
- Líneas de transmisión hasta 16 subconductores por fase.
- El diámetro de cada subconductor debe estar en el rango de 2 cm a 6.5 cm.

Las ecuaciones dependen del haz de subconductores por fase y son las siguientes:

$$n < 3; AN_i = 55 \log(d) + 120 \log(E_{si}) + \frac{H}{300} - 115.4 - 11.4 \log(D_i) \quad (38)$$

$$n \geq 3; AN_i = 55 \log(d) + 120 \log(E_{si}) + 26.4 \log(n) + \frac{H}{300} - 128.4 - 11.4 \log(D_i) \quad (39)$$

Donde:

- $AN_i$ : Ruido audible producido por el conductor o subconductor "i", (dBA)
- $E_{si}$ : Campo eléctrico calculado con la Ecuación 34, (kV/cm)
- $d$ : Diámetro del subconductor "i", (cm)
- $H$ : Altura de la instalación respecto del nivel del mar, (m)
- $D_i$ : Distancia entre punto de medición "M" y el conductor "i", (m)
- $n$ : Número de subconductores

La sumatoria del efecto producido por todos los conductores en el punto "M" se determina mediante la siguiente ecuación:

$$AN_{total} = 10 * \log \left( \sum_{i=1}^m 10^{0.1 * AN_i} \right) \quad (40)$$

### 2.1.10 Radio interferencia

La radio interferencia producida por la línea de transmisión se intensifica cuando la tensión de fase supera la tensión crítica del aire. Dicho efecto influye en las frecuencias de radio AM, ya que son de bajas, hasta 30 MHz. Para determinar su magnitud se utilizó lo estipulado en EPRI (2005), la cual indica las siguientes restricciones:

- Válida para líneas de hasta 765 kV con hasta 4 subconductores por fase
- La frecuencia del receptor es de 1 MHz
- La fórmula es válida para cualquier distancia, y se recomienda que sea menor a 100 m
- La relación entre el espaciamiento de subconductores y el diámetro debe estar en el rango de 12 a 20
- El nivel de radio interferencia tiene una dispersión de  $\pm 6$  dB
- Válido para buenas condiciones climáticas

$$RI_i = 3.5 * E_{si} + 6 * d - 33 * \log\left(\frac{D_i}{20}\right) - 30 \quad (41)$$

Donde:

- $RI_i$ : Nivel de radio interferencia del conductor "i" en el punto "M", (dB)
- $E_{si}$ : Gradiente superficial del conductor o subconductor de fase, (kV/cm)
- $d$ : Diámetro del conductor o subconductor, (cm)
- $D_i$ : Distancia entre el conductor "i" y el punto "M" a 2 m del suelo, (m)

El efecto del ruido audible producido por los conductores de cada fase sobre el punto "M", se calcula considerando la regla de la adición, si existe una diferencia mínima de 3 dB entre ellos, se toma el mayor, caso contrario se considera los 2 valores más altos y se reemplaza en la siguiente ecuación.

$$RI_{total} = 0.5 * (RI_1 + RI_2) + 1.5 + \frac{H}{300} - 5 \quad (42)$$

Donde:

- $RI_1$ : Primer valor más alto de radio interferencia en el punto "M", (dB)

- RI2: Segundo valor más alto de radio interferencia en el punto "M", (dB)

Se debe tener en cuenta que los cálculos presentados aplican para un receptor de radio de 1 MHz y para el caso de 0.5 MHz se corrige sumando 5 dB al resultado.

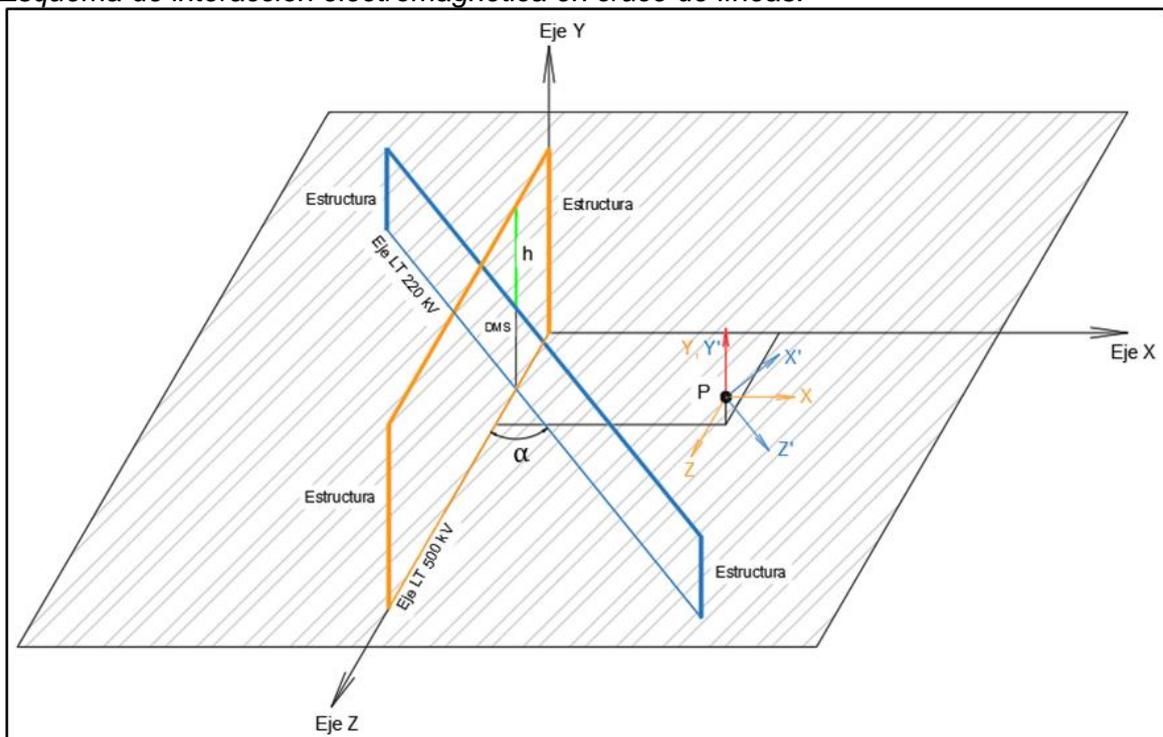
### 2.1.11 Interacción de efectos electromagnéticos

Para determinar la interacción electromagnética en la zona de cruce de líneas en el punto a analizar, se utiliza el principio de superposición de campos, debido a que el campo eléctrico y magnético son vectores que se caracterizan por su módulo y dirección contenido en el plano transversal al eje de la línea de transmisión.

Para facilitar la suma vectorial, se requiere determinar las componentes cartesianas respecto del origen de coordenadas, en la Figura 7 se presenta de manera esquemática las componentes cartesianas del punto "P" respecto de cada línea de transmisión.

**Figura 7**

*Esquema de interacción electromagnética en cruce de líneas.*



Nota: Elaboración propia.

Para realizar la suma de las componentes cartesianas, es necesario realizar la rotación del sistema X', Y' y Z' a la dirección del sistema X, Y y Z, las siguientes ecuaciones permiten determinar el equivalente en el sistema X, Y y Z:

$$X = X' * \cos(\alpha) + Z' * \sin(\alpha) \quad (43)$$

$$Y = Y' \quad (44)$$

$$Z = Z' * \cos(\alpha) - X' * \sin(\alpha) \quad (45)$$

Donde:

- X': Componente cartesiana del eje X' a ser rotado de la LT proyectada
- Y': Componente cartesiana del eje Y' a ser rotado de la LT proyectada
- Z': Componente cartesiana del eje Z' a ser rotado de la LT proyectada
- X: Eje X del sistema de coordenadas de la LT existente
- Y: Eje Y del sistema de coordenadas de la LT existente
- Z: Eje Z del sistema de coordenadas de la LT existente
- $\alpha$ : Ángulo entre eje de líneas, (°)

Una vez realizada la rotación, se facilita la suma del campo producido por cada línea de transmisión y se obtiene el valor resultante.

### **2.1.12 Inducción**

El efecto se evalúa para los siguientes casos:

- Cruce de líneas de transmisión donde la de mayor tensión se encuentra operando a condiciones normales y la línea de menor tensión se encuentra desenergizada para su montaje o mantenimiento, considerando seccionadores a tierra abiertos, este efecto se denominada "inducción electrostática" según Horton et al. (2006) y Yuze et al. (2019).
- La "inducción electromagnética" se produce en un cruce de líneas, donde la línea de mayor tensión está energizada y la línea de menor tensión se encuentra desenergizada. Sucede cuando los seccionadores a tierra en las subestaciones extremas se encuentran en posición de cierre según Yuze et al. (2019).

### 2.1.12.1 Inducción electrostática.

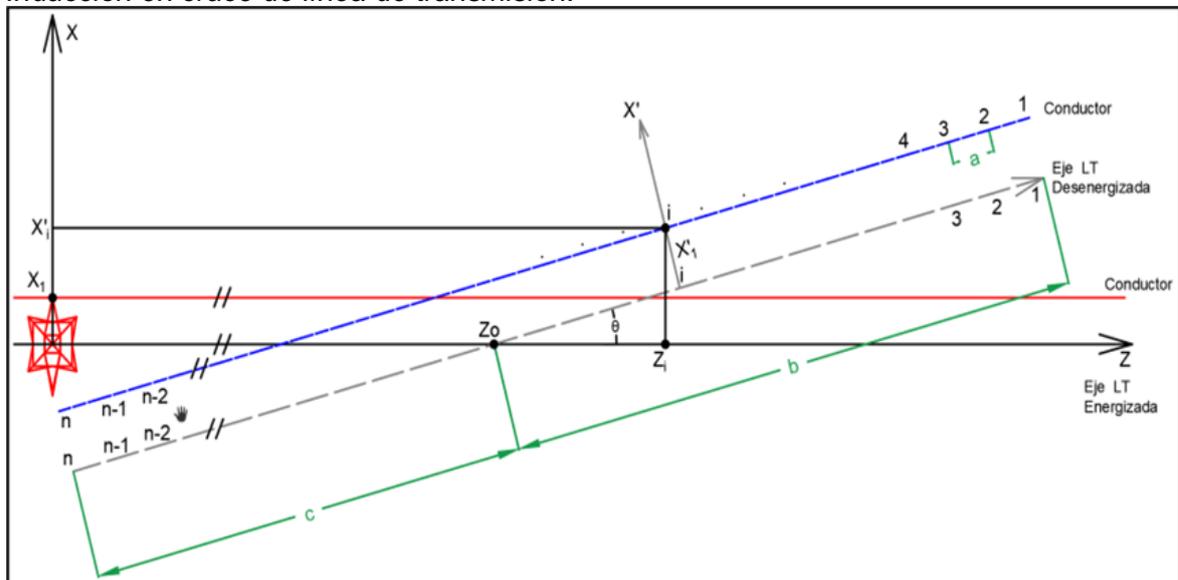
La inducción electrostática se manifiesta debido a la tensión de operación de la línea energizada, es decir, campo eléctrico aplicado sobre los conductores y cables de guarda de la línea de transmisión desenergizada y los seccionadores a tierra en posición de apertura en las subestaciones extremas. Ello produce un efecto capacitivo entre conductores de fase, esto equivale a una carga estática en los conductores o subconductor del haz, para las líneas que se cruzan. La tensión inducida es el resultado final de las cargas que actúan sobre el potencial eléctrico entre los conductores.

Se recomienda considerar para el cálculo de la tensión inducida, aproximar segmentando el conductor desenergizado en partes pequeñas que se consideran paralelos a la línea energizada y la sumatoria de la tensión inducida en cada segmento resulta la tensión inducida total.

En la Figura 8 se presenta el siguiente esquema del cruce de líneas:

**Figura 8**

*Inducción en cruce de línea de transmisión.*



Nota: Elaboración propia.

Para realizar el cálculo de la tensión inducida, en primer lugar, se realiza la rotación del segmento "i" de la LT desenergizada al sistema de coordenadas de la LT energizada.

$$z_i = z_0 + b * \cos(\theta) - \frac{(2 * i - 1) * (b + c) * \cos(\theta)}{2 * n} - x'_i * \sin(\theta) \quad (46)$$

$$x_i = \left( b - \frac{(2 * i - 1) * (b + c)}{2 * n} \right) * \text{sen}(\theta) + x'_i * \text{cos}(\theta) \quad (47)$$

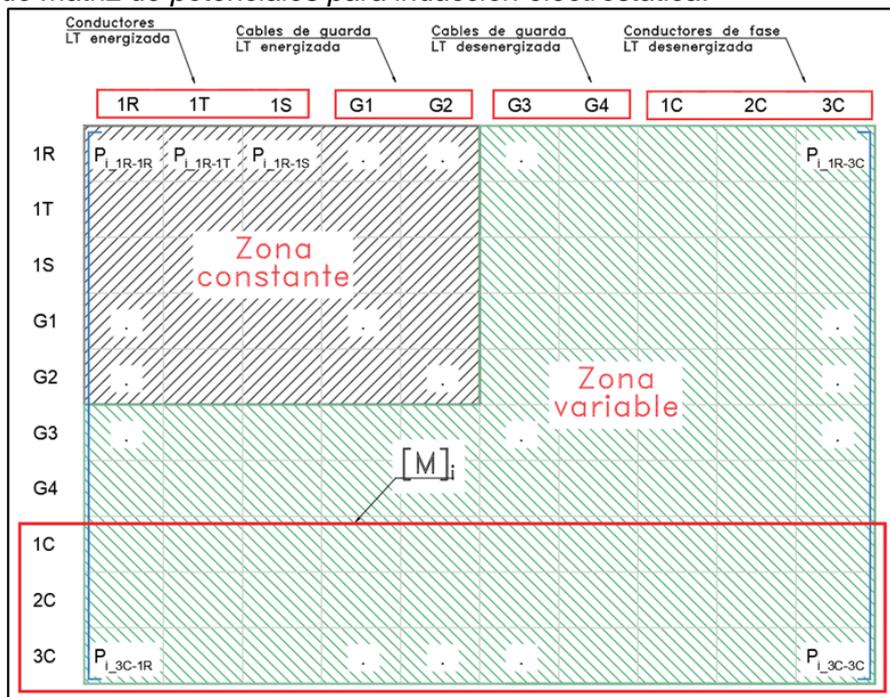
Donde:

- $z_i$ : Proyección del segmento “i” del conductor de la LT desenergizada en el eje Z, (m)
- $z_0$ : Punto de intersección entre eje de líneas en dirección del eje Z, (m)
- $b$ : Longitud desde la intersección hasta el final del vano, (m)
- $c$ : Longitud del vano menos longitud “b”, (m)
- $i$ : Representa el i-ésimo segmento del vano.
- $\theta$ : Ángulo entre eje de líneas
- $n$ : Número de segmentos
- $x'_i$ : Distancia horizontal del segmento “i” respecto del eje. (m)

Luego, se determina la matriz de potenciales para el segmento “i” considerando el orden mostrado en la Figura 9, la inversa de esta matriz representa la matriz de capacitancias.

**Figura 9**

*Esquema de matriz de potenciales para inducción electrostática.*



Nota: Elaboración propia.

$$z_i = z_0 + b * \cos(\theta) - \frac{(2 * i - 1) * (b + c) * \cos(\theta)}{2 * n} - x'_i * \sin(\theta) \quad (48)$$

Donde:

- [C]<sub>i</sub>: Matriz de capacitancias con el segmento "i", (F/m)
- [P]<sub>i</sub>: Matriz de potenciales del segmento "i", (m/F)

A continuación, se realiza el cálculo de matriz de cargas producida por la línea de transmisión energizada

$$[Q]_i = [C]_i * [V] \quad (49)$$

Donde:

- [V]: Matriz de tensiones de la LT energizada, (kV)
- [Q]<sub>i</sub>: Matriz de cargas en el segmento "i", (C/m)

Por otro lado, se determina la tensión inducida en el segmento "i" al realizar el producto entre las siguientes matrices:

$$[V_{ind}]_i = [M]_i * [Q]_i \quad (50)$$

Donde:

- [V<sub>ind</sub>]<sub>i</sub>: Matriz de tensiones inducidas en la línea desenergizada en el segmento "i", (kV)
- [M]<sub>i</sub>: Parte de la matriz de potenciales de la Figura 9, (m/F)

Finalmente, la tensión inducida en cada segmento "i" se determina mediante la sumatoria de las componentes real e imaginaria, el módulo de la resultante corresponde a la tensión inducida total en el vano por cada fase.

$$V_{ind} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n \frac{V_{ind\_Re\_i}}{n}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{V_{ind\_Im\_i}}{n}\right)^2} \quad (51)$$

### 2.1.12.2 Inducción electromagnética.

La inducción electromagnética se presenta cuando los seccionadores a tierra en las subestaciones extremas de la línea desenergizada se encuentran en posición de cerrado. En consecuencia, se produce una tensión inducida mediante la interacción de la inductancia entre los conductores de las líneas que se cruzan y el flujo de la corriente de la línea energizada. Este cálculo considera el criterio que del ítem anterior. La Figura 8 representa el esquema del cruce. Las ecuaciones para el cálculo son las siguientes:

$$\varepsilon_{i_{Re}} = cte * (-k_2 * \text{sen}(\alpha_B) - k_3 * \text{sen}(\alpha_c)) \quad (52)$$

$$\varepsilon_{i_{Im}} = cte * j * (k_1 + k_2 * \text{cos}(\alpha_B) + k_3 * \text{cos}(\alpha_c)) \quad (53)$$

$$cte = \mu_0 * f * I_R \quad (54)$$

$$k_1 = \text{Ln} \left( \frac{1}{d_{i_R}} \right) \quad (55)$$

$$k_2 = \text{Ln} \left( \frac{1}{d_{i_S}} \right) \quad (56)$$

$$k_3 = \text{Ln} \left( \frac{1}{d_{i_T}} \right) \quad (57)$$

Donde:

- $\varepsilon_{i_{Re}}$ : Componente real de la tensión inducida en el segmento "i", (V)
- $\varepsilon_{i_{Im}}$ : Componente imaginaria de la tensión inducida en el segmento "i", (V)
- $\alpha_{R, S, T}$ : Ángulo de desfase de las tensiones de fase R, S y T, (°)
- $\mu_0$ : Constante de permeabilidad magnética
- f: Frecuencia del sistema, (Hz)
- $I_R$ : Módulo de la corriente de la fase R de la línea energizada, (A)
- $d_{i_R}$ : Distancia del segmento "i" a la fase R, (m)

Por último, la tensión inducida en cada segmento “i” se determina mediante la sumatoria de las componentes real e imaginaria, el módulo de la resultante corresponde a la tensión inducida total en el vano por cada fase.

$$\varepsilon_{ind} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n \frac{\varepsilon_{i\_Re}}{n}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{\varepsilon_{i\_Im}}{n}\right)^2} * (b + c) * \cos(\theta) \quad (58)$$

## 2.2 Marco normativo internacional

Las recomendaciones internacionales asociadas a los límites de los efectos electromagnéticos como el campo eléctrico, campo magnético, efecto corona, ruido audible y radio interferencia son considerados de EPRI (2005), CIGRE Working Group B2 (2017) e IEC CISPR TR 18 (2017).

### 2.2.1 Campo eléctrico.

Los límites de campo eléctrico se evalúan dentro y fuera del límite de la franja de servidumbre y a 1 m del suelo, estos límites se presentan en la Tabla 3, donde el caso más desfavorable es el “público en general”, cabe aclarar que la variable “f” representa la frecuencia del sistema.

**Tabla 3**

*Límites de campo eléctrico.*

Limit Values	General public	Occupational
Electric field kV/m	250/f	500/f

*Nota:* Fuente (CIGRE Working Group B2, 2017).

### 2.2.2 Campo magnético

Los límites de campo magnético se evalúan dentro y fuera del límite de la franja de servidumbre y a 1 m del suelo, estos límites se presentan en la Tabla 4, donde el caso más desfavorable es el “público en general”, cabe aclarar que la variable “f” representa la frecuencia del sistema.

**Tabla 4***Límites de campo magnético.*

Limit Values	General public	Occupational
Magnetic field uT	5000/f	25000/f

Nota: Fuente (CIBRE Working Group B2, 2017).

### 2.2.3 Gradiente superficial

El límite para el gradiente superficial del conductor o subconductor del haz, a nivel del mar, es de 17 kVrms/cm o de 24 kVp/cm de acuerdo con CIGRE Working Group (2017) y se corrige multiplicando por la densidad del aire de la Ecuación 37.

### 2.2.4 Ruido audible

Se adoptan las recomendaciones dadas por el Criterio de Perry, Bautista (2021), el cual se presenta en la Tabla 5, se observa que es recomendable no debe superar los 59 dBA, ya que es probable que se generen varios reclamos, el valor calculado debe encontrarse a 1.50 metros del nivel del suelo y fuera de los límites de la franja de servidumbre.

**Tabla 5***Límites de ruido audible.*

Estado	Límite (dBA)
Varios reclamos	Mayor que 59.0
Pocos reclamos	De 52.5 hasta 59.0
Sin reclamos	Menor que 52.5

Nota: Fuente (CIBRE Working Group B2, 2017).

### 2.2.5 Radio interferencia

Los límites se establecen a partir de la calidad de recepción mediante la relación que se da entre la radio interferencia calculada, señal de referencia, la calidad de recepción

según EPRI (2005) e IEC.CISPR TR 18 (2017), para el caso del Perú se considera una señal mínima de referencia de 66 dB. El cálculo del SNR es de la siguiente manera:

$$SNR = Signal - RI \quad (59)$$

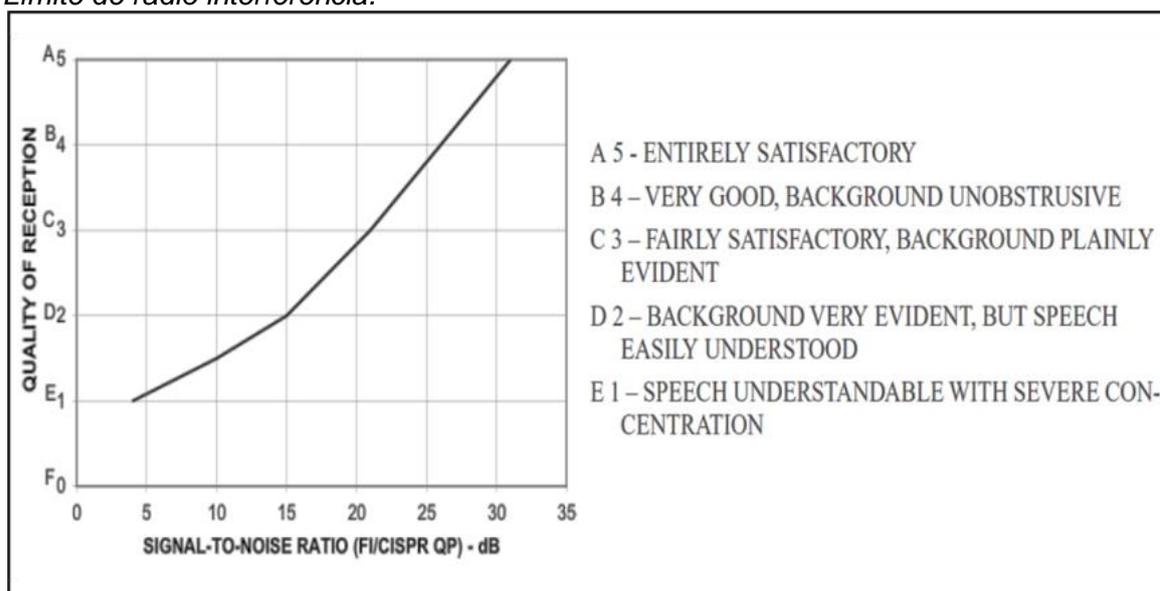
Donde:

- Signal: Señal de referencia, 66 dB Perú
- RI: Radio interferencia al límite de la servidumbre y 2 metros del suelo, (dB)
- SNR: Relación entre calidad y radio interferencia, (dB)

Finalmente, en la Figura 10 se presenta la curva de relación entre el valor calculado y la calidad de recepción, así como su interpretación.

**Figura 10**

*Límite de radio interferencia.*



Nota: Fuente (IEC CISPR TR 18, 2017).

### 2.3 Marco normativa Nacional

Los aspectos relacionados a los límites electromagnéticos se deben cumplir de manera obligatoria establecidas por el (MINEM, 2011), (COES PR-20, 2021) y (MINEM, 2006).

### 2.3.1 Campo eléctrico

Los límites de campo eléctrico se evalúan dentro y fuera del límite de la franja de servidumbre y a 1 m del suelo, estos límites se presentan en la Tabla 6, donde el caso más desfavorable es el “público en general”.

**Tabla 6**

*Límites de campo eléctrico.*

Valores límite	Campo eléctrico (kV/m)
Ocupacional	8.30
Público en general	4.20

*Nota:* Fuente (MINEM, 2011).

### 2.3.2 Campo magnético

Los límites de campo magnético se evalúan dentro y fuera del límite de la franja de servidumbre y a 1 m del suelo, estos límites se presentan en la Tabla 7, donde el caso más desfavorable es el “público en general”.

**Tabla 7**

*Límites de campo magnético.*

Valores límite	Campo magnético (uT)
Ocupacional	416.70
Público en General	83.30

*Nota:* Fuente (MINEM, 2011).

### 2.3.3 Gradiente superficial

Los límites del gradiente superficial del conductor o subconductor del haz, es mostrado en la Tabla 8, donde se tiene un valor de referencia según la zona y su altura respecto del nivel del mar a la cual se encuentra instalado.

**Tabla 8***Límites de gradiente superficial.*

Zona	Gradiente superficial (kVrms/cm)
1) Costa con altitud de hasta: 1 000 m s. n. m.	16.00
2) Selva con altitud de hasta: 1 000 m s. n. m.	18.50
3) Zonas con altitudes mayores a: 1 000 m s. n. m.	18.50 (*)

*Notas:* (\*) El caso 3 Se corrige multiplicando por la densidad del aire corregida. Fuente (COES PR-20, 2021).

### 2.3.4 Ruido audible

El ruido audible producido por una LT depende de la zona y el tipo de horario, es por ello que se considera el horario nocturno por ser el más crítico, esto se muestra en la Tabla 9. Este valor no debe ser superado fuera de los límites de la servidumbre y a 1.50 metros respecto del nivel del terreno.

Para zonas no categorizada en la Tabla 9, es recomendable considerar el entorno como zona industrial.

**Tabla 9***Límites de ruido audible.*

Zona de Aplicación	Valores Expresados en LAeqT (dBA)	
	Horario Diurno	Horario Nocturno
Zona de protección especial	50.00	40.00
Zona residencial	60.00	50.00
Zona comercial	70.00	60.00
Zona industrial	80.00	70.00

*Nota:* Fuente (MINEM, 2006).

### **2.3.5 Radio interferencia**

El límite de radio interferencia se calcula a 2.0 metros del nivel del suelo, adicionalmente, se debe adoptar los criterios del ítem 2.2.5 (COES PR-20, 2021).

## **2.4 Marco conceptual**

### **2.4.1 Dimensionamiento de componentes en la zona de cruce**

Este concepto agrupa los siguientes cálculos:

- Dimensionamiento de componentes en la zona de cruce
- Distancia de seguridad hacia el terreno
- Corrección por tensión y altura
- Distancias en cruce de líneas

Ello debido a que, para realizar el cruce de líneas, es necesario establecer la zona por donde se realizará el cruce por debajo y determinar visualmente los espacios más favorables.

### **2.4.2 Comportamiento mecánico**

Agrupa la teoría necesaria para realizar los cálculos y simular el comportamiento de la catenaria de la línea existente y proyectada en la zona de cruce.

- La catenaria y sus componentes como la flecha, saeta y tiro en el punto de apoyo
- Ecuación de cambio de estado

### **2.4.3 Efectos electromagnéticos**

Los efectos electromagnéticos producidos por una línea de transmisión de alta y extra alta tensión son los siguientes:

- Campo eléctrico
- Campo magnético
- Efecto corona
- Ruido audible
- Radio interferencia
- Interacción de efectos electromagnéticos
- Inducción electromagnética y electroestática

Es importante precisar que los principales efectos son el campo eléctrico y magnético, debido a que, en las formulaciones, todos los demás dependen de los dos primeros.

#### **2.4.4 Superposición de campos**

Es posible representar el principio de superposición de campos en un punto generado por múltiples fuentes utilizando un solo vector. Esto se logra al sumar vectorialmente los campos individuales generados por cada fuente independiente, obteniendo así el campo equivalente resultante (EPRI, 2005).

#### **2.4.5 Signal**

Es la señal de referencia de los dispositivos de comunicación en Perú, las buenas prácticas de ingeniería consideran 66 dB, este valor es aplicado en el presente trabajo.

## Capítulo III. Análisis del comportamiento de la línea existente

Se desarrolla el análisis del comportamiento de un tramo de la LT existente L-5033 Poroma – Yarabambas de 500 kV, con el objetivo de realizar la simulación del tramo involucrado en el cruce proyectado y evaluar bajo la condición más crítica la zona con mayor disponibilidad de espacio para el recorrido por debajo de la línea proyectada.

Para este fin, es necesario recopilar la siguiente información:

- Datos generales (información obtenida de fuentes secundarias)
- Datos del conductor de fase (información obtenida de fuentes secundarias)
- Datos de los cables de guarda (información obtenida de fuentes secundarias)
- Hipótesis de cálculo mecánico (información obtenida de fuentes secundarias)
- Topografía del terreno (información obtenida de fuente primaria, trabajos de campo)
- Silueta de estructuras (información obtenida de fuente primaria, trabajos de campo)

### 3.1 Fuentes secundarias de información

Se describe la información obtenida desde gabinete que corresponde a la L-5033 Poroma – Yarabamba de 500 kV.

#### 3.1.1 *Datos generales*

En la Tabla 10 que se ubica al final de la sección 3.1, se presenta los datos generales de la línea de transmisión 500 kV, la cual es una adaptación de OSINERGMIN (2020), CESEL (2012) e ISA Transmantaro (2015).

El estudio se enfoca en realizar el cruce por debajo de esta línea de transmisión, para ello se recrea la catenaria entre las estructuras tipo anclaje E-585 hasta E-587, tal como se presenta en la vista en planta del Anexo 1, por lo que, se procede a identificar las características de su suministro principal.

En otras palabras, para simular este tramo de línea de transmisión existente, se consideran las torres E-585 del tipo anclaje, E-586 tipo suspensión y E-587 tipo anclaje, ya que solo es posible recrear la catenaria en un tramo anclado.

### **3.1.2 Datos del conductor de fase**

El tipo de conductor de fase y sus datos técnicos se muestran en la Tabla 11, el cual se encuentra al final de la sección 3.1.

### **3.1.3 Datos de los cables de guarda**

Esta línea presenta 2 tipos de cables de guarda, el primero es un cable EHS y el segundo un cable tipo OPGW, los datos técnicos se presentan en la Tabla 12 y Tabla 13 para cada cable respectivamente y se ubica al final de la sección 3.1.

Un aspecto importante que diferencia a ambos cables de guarda, es que el cable tipo OPGW contiene en su núcleo 24 unidades de fibra óptica, por donde se realiza la comunicación entre las subestaciones, mientras que el EHS está compuesto únicamente por hilos de aluminio, en adición a ello, ambos cumplen la función de apantallamiento de la línea de transmisión.

### **3.1.4 Hipótesis de cálculo mecánico**

Esta información es de gran utilidad, debido a que se utiliza como datos de entrada para realizar el cálculo mecánico y visualizar las variaciones de la catenaria, en consecuencia, se obtiene el máximo y mínimo acercamiento hacia el terreno por donde viabilizar el cruce proyectado de la LT 220 kV que se ubicará por debajo de la línea existente.

En la Tabla 14 se muestran las cuatro hipótesis de cálculo mecánico de la L-5033 Poroma – Yarabambas de 500 kV.

**Tabla 10***Datos generales de la LT existente en 500 kV.*

Descripción	Unidades	Tramo
SE Salida		Poroma (Marcona Nueva)
SE Llegada		Yarabamba (Socabaya Nueva)
Código de línea		L-5033
Tensión nominal	kV	500
Tensión máxima	kV	550
Longitud	km	454.4
Puesta en operación	Año	2017
Frecuencia	Hz	60
Capacidad nominal	MVA	1400
Capacidad en contingencia	MVA	1820
Conductores por fase	ud.	4
Cota Mínima	m s.n.m.	200
Cota Máxima	m s.n.m.	2500

*Nota:* Fuente (OSINERMIN, 2020).**Tabla 11***Datos técnicos del conductor L-5033.*

Descripción	Unidades	Valor
Tipo	-	ACAR
Denominación	MCM	800
N.º conductores por fase	ud.	4
Geometría del espaciado	-	Cuadrada
Separación del espaciador	cm	40
Sección	mm <sup>2</sup>	405.16
Diámetro	mm	26.14
Número de hilos AL 1350	-	18
Número de hilos AL 6201	-	19
Peso unitario	kg/m	1.137
Tiro de rotura	kg	9198
Módulo de elasticidad	kg/mm <sup>2</sup>	6403
Coefficiente de dilatación	1/°C (E <sup>-6</sup> )	23
Resistencia AC a 25° C	ohm/km	0.0795
Resistencia AC a 75° C	ohm/km	0.094

*Nota:* Fuente adaptación propia de CESEL (2012) e ISA Transmataro (2015).

**Tabla 12***Datos técnicos del cable de guarda CG 1 - EHS.*

Descripción	Unidades	Valor
Tipo	-	EHS
Sección	mm <sup>2</sup>	70
Número de hilos	Und	7
Diámetro exterior	mm	11.11
Peso unitario	kg/m	0.595
Tiro de rotura	kg	9453
Coeficiente de dilatación lineal	1/°C (E <sup>-6</sup> )	11.5
Módulo de elasticidad	kg/mm <sup>2</sup>	19000

Nota: Fuente adaptación propia de CESEL (2012) e ISA Transmantaro (2015).

**Tabla 13***Datos técnicos del cable de guarda CG 2 - OPGW.*

Descripción	Unidades	Valor
Tipo	-	OPGW
Sección	mm <sup>2</sup>	108
Número de fibras	-	24
Diámetro exterior	mm	14
Peso Unitario	kg/m	0.602
Tiro de rotura	kg	9597
Coeficiente de dilatación lineal	1/°C (E <sup>-6</sup> )	15
Módulo de elasticidad	kg/mm <sup>2</sup>	12000

Nota: Fuente adaptación propia de CESEL (2012) e ISA Transmantaro (2015).

**Tabla 14***Hipótesis de cálculo mecánico.*

Item	Hipótesis de cálculo mecánico		Conductor	C.G. 1	C.G. 2
	Descripción	Unidades	Valor	Valor	Valor
Hipótesis I	EDS				
	Temperatura	°C	20.00	20.00	20.00
	Velocidad del viento	km/h	0.00	0.00	0.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	18.00	7.79	7.76
Hipótesis II	Viento Máximo				
	Temperatura	°C	10.00	10.00	10.00
	Velocidad del viento	km/h	94.00	94.00	94.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	60.00	60.00	60.00
Hipótesis III	Máxima Temperatura				
	Temperatura	°C	75.00	36.35	37.02
	Velocidad del viento	km/h	0.00	0.00	0.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	60.00	60.00	60.00
Hipótesis IV	Mínima Temperatura				
	Temperatura	°C	0.00	0.00	0.00
	Velocidad del viento	km/h	0.00	0.00	0.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	60.00	60.00	60.00

Nota: Fuente adaptación propia de ISA Transmataro (2015).

### 3.2 Fuentes primarias de información

Este tipo de información es obtenida a partir de mediciones directas en campo, con la finalidad de obtener datos de alta precisión conforme construido y la situación actual del entorno.

Son dos los tipos de datos necesarios:

- Topografía del terreno.
- Silueta de estructuras.

### 3.2.1 Topografía del terreno

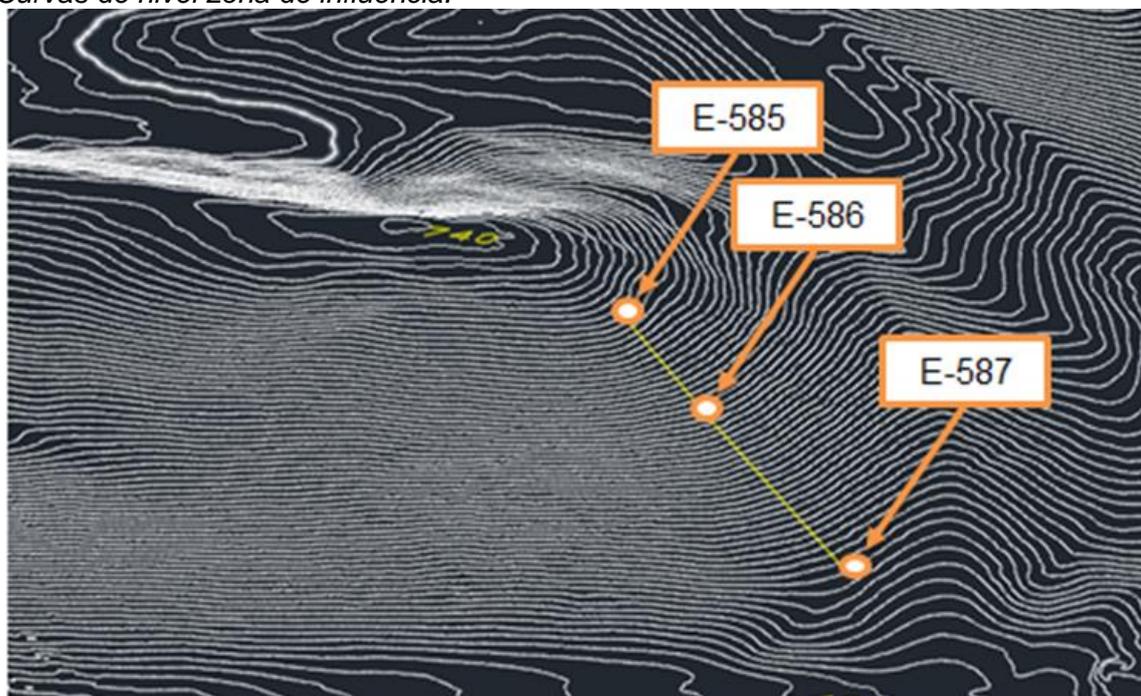
Un procedimiento para el levantamiento topográfico consiste en el uso de drones y su sistema “Real Time Kinematic” (RTK), complementado con el sistema lidar para la obtención de una nube de puntos del terreno y generar las sus curvas de nivel cada 5 metros.

A partir de estas curvas de nivel, la intersección con la L-5033 corresponde al perfil topográfico entre el tramo que une las estructuras “E-585” a la “E-587”. Se debe tener presente las siguientes recomendaciones:

- Se extrae los puntos provenientes de la intersección con el trazo de la LT 500 kV, como se muestra en la Figura 11, estos puntos pertenecen al perfil del terreno en este tramo.
- Las coordenadas obtenidas pertenecen al sistema UTM – WGS 84 de la zona 18K y la data topográfica se encuentran georreferenciadas con la estación de rastreo permanente AQ02 del Instituto Geográfico Nacional.

**Figura 11**

*Curvas de nivel zona de influencia.*



*Nota: Fuente (LUCEAL Ingenieros, 2021).*

Los resultados obtenidos son mostrados en el Anexo 2.

### **3.2.2 Silueta de estructuras**

La información requerida para recrear la silueta de estructuras existentes se enfoca en obtener la separación entre conductores de fase, cables de guarda y su altura con respecto al terreno, para ello es necesario realizar tomas fotográficas considerando lo siguiente:

- Ubicarse a una distancia de la estructura no menor a la mitad del vano.
- Alinearse con el eje de la línea.
- Aplicar zoom y enfocar bien a la estructura.
- Evitar cualquier tipo de movimientos mientras se realiza el registro fotográfico.

Por otro lado, se realiza la toma de puntos estratégicos en las estructuras, por ejemplo, la separación entre patas, altura de los conductores respecto del terreno y su altura total, para ello se hace uso de equipo topográfico equipado para mediciones con láser.

Finalmente, las fotos tomadas se escalan con respecto a puntos de referencia como puede ser la separación entre patas o altura de ciertas componentes y se obtiene las dimensiones requeridas.

En la Figura 12 se muestran las fotografías originales y en la Figura 13 las fotografías procesadas a escala.

Las estructuras involucradas en el caso de estudio son: “E-585” tipo anclaje, “E-586” tipo suspensión y “E-587” tipo anclaje. Las características de este tramo se encuentran en la Tabla 15.

**Figura 12**

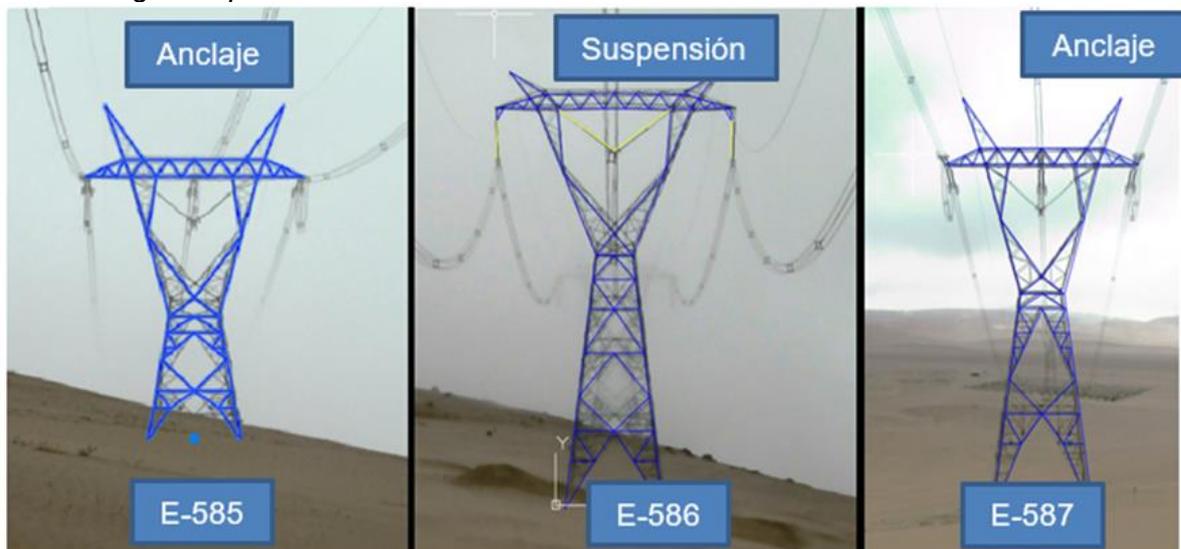
*Toma fotográfica de las estructuras existentes de la L-5033.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 13**

*Toma fotográfica procesada de las estructuras de la L-5033.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 15***Información técnica de estructuras existentes.*

ID		E-585	E-586	E-587
Descripción	Unidades	Valor	Valor	Valor
Material	-	Celosía	Celosía	Celosía
Tipo de Torre	-	Flat	Flat	Flat
Función Típica	-	Anclaje	Suspensión	Anclaje
Separación horizontal - fases	m	11.00	13.63	11.00
Separación horizontal - cable de guarda	m	18.00	24.20	18.00
Altura de conductores de fase	m	24.40	36.00	35.08
Altura de C.G.	m	31.00	44.75	41.68
Material	-	Celosía	Celosía	Celosía
Zona	-	18K	18K	18K
Este	m	708 882.91	709 135.19	709 527.10
Norte	m	8 183 538.63	8 183 314.97	8 182 967.52
Altura de instalación	msnm	683.21	590.84	464.42

Nota: Fuente adaptación de LUCEAL Ingenieros (2021).

Las dimensiones de las siluetas de estructuras existentes de este tramo, se encuentran con mayor detalle en el Anexo 3.

### 3.3 Simulación de la LT existente

Con la información generada y obtenida en los ítems anteriores se realiza la simulación del comportamiento del conductor entre las estructuras tipo anclaje e intermedias, para determinar las variaciones de la flecha del conductor e identificar la máxima y mínima. Para ello se utilizar el software DLT CAD y sus resultados.

#### 3.3.1 Resultados hipótesis I

La hipótesis I es la inicial, porque corresponde a EDS (Every Day Stress), lo cual significa que es la condición ambiental predominante a lo largo del tiempo de vida de la línea de transmisión, en referencia a la velocidad del viento y la temperatura ambiental.

En consecuencia, se visualizan los resultados para el caso del conductor tipo ACAR, cable de guarda tipo EHS y el cable de guarda tipo OPGW en la Tabla 16, Tabla 17 y Tabla 18, respectivamente.

**Tabla 16***Resultados hipótesis I - ACAR.*

Descripción	Unidad	Hipótesis I		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-80.77	-127.34	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.78	459.78	-
Tiro izquierdo	N	-	16360.96	16270.77
Angulo izquierdo	°g	-	-186.92	-183.42
Tiro derecho	N	17261.87	17691.12	-
Angulo derecho	°g	-19.8	-23.35	-
Parámetro de catenaria	m	1456.15	1456.15	-
Longitud de catenaria	m	347.42	541.76	-
Flecha	m	10.04	24.29	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	524.11	452.03	-86.97

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 17***Resultados hipótesis I - EHS.*

Descripción	Unidad	Hipótesis I		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	EHS	EHS	EHS
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	7256.06	7227.54
Angulo izquierdo	°g	-	-185.39	-181.8
Tiro derecho	N	7714.96	7983.36	-
Angulo derecho	°g	-20.55	-25.19	-
Parámetro de catenaria	m	1237.63	1237.63	-
Longitud de catenaria	m	347.21	543.32	-
Flecha	m	11.81	28.63	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	463.99	465.42	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 18***Resultados hipótesis I – OPGW.*

Descripción	Unidad	Hipótesis I		
		E-585	E-586	E-587
<b>ID</b>	<b>-</b>			
Conductor	-	OPGW	OPGW	OPGW
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	7338.18	7309.36
Angulo izquierdo	°g	-	-185.39	-181.79
Tiro derecho	N	7802.48	8074.07	-
Angulo derecho	°g	-20.55	-25.2	-
Parámetro de catenaria	m	1237.09	1237.09	-
Longitud de catenaria	m	347.21	543.33	-
Flecha	m	11.81	28.65	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	463.87	465.42	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**3.3.2 Resultados hipótesis II**

Esta hipótesis corresponde al caso de viento máximo, considerando que el ángulo formado entre el conductor y la dirección del viento forman un ángulo de 90° entre sí. Los resultados de la simulación del conductor tipo ACAR, se presenta en la Tabla 19, el cable de guarda tipo EHS en la Tabla 20 y el cable de guarda tipo OPGW en la Tabla 21.

**Tabla 19***Resultados hipótesis II - ACAR.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-80.77	-127.34	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.78	459.78	-
Tiro izquierdo	N	-	21576.93	21457.77
Angulo izquierdo	°g	-	-186.94	-183.45
Tiro derecho	N	22761.19	23324.84	-
Angulo derecho	°g	-19.78	-23.32	-
Parámetro de catenaria	m	1460.84	1460.84	-
Longitud de catenaria	m	347.42	541.74	-
Flecha	m	10.01	24.21	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	525.23	452.03	-88.1

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 20***Resultados hipótesis II - EHS.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	EHS	EHS	EHS
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	8824.28	8789.61
Angulo izquierdo	°g	-	-185.39	-181.79
Tiro derecho	N	9382.59	9709.17	-
Angulo derecho	°g	-20.55	-25.2	-
Parámetro de catenaria	m	1237.13	1237.13	-
Longitud de catenaria	m	347.21	543.33	-
Flecha	m	11.81	28.65	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	463.87	465.42	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 21***Resultados hipótesis II – OPGW.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
<b>ID</b>	<b>-</b>			
Conductor	-	OPGW	OPGW	OPGW
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	9665.74	9627.94
Angulo izquierdo	°g	-	-185.36	-181.76
Tiro derecho	N	10279.05	10638.08	-
Angulo derecho	°g	-20.57	-25.23	-
Parámetro de catenaria	m	1233.62	1233.62	-
Longitud de catenaria	m	347.22	543.35	-
Flecha	m	11.84	28.73	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	463.07	465.39	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**3.3.3 Resultados hipótesis III**

En esta hipótesis, el conductor opera a una temperatura de 75 °C, es decir, al límite térmico y los cables de guarda en equilibrio con la máxima temperatura ambiente. Los resultados de la simulación del comportamiento mecánico del conductor tipo ACAR se presenta en la Tabla 22, el cable de guarda tipo EHS en la Tabla 23, finalmente, el cable de guarda tipo OPGW en la Tabla 24.

**Tabla 22***Resultados hipótesis III - ACAR.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-80.77	-127.34	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.78	459.78	-
Tiro izquierdo	N	-	14398.03	14327.36
Angulo izquierdo	°g	-	-186.02	-182.01
Tiro derecho	N	15298.93	15747.7	-
Angulo derecho	°g	-20.62	-24.6	-
Parámetro de catenaria	m	1283.71	1283.71	-
Longitud de catenaria	m	347.63	542.55	-
Flecha	m	11.4	27.57	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	483.12	452.22	-45.16

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 23***Resultados hipótesis III - EHS.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	EHS	EHS	EHS
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	7143.7	7116.33
Angulo izquierdo	°g	-	-185.27	-181.61
Tiro derecho	N	7602.6	7872.15	-
Angulo derecho	°g	-20.66	-25.36	-
Parámetro de catenaria	m	1218.71	1218.71	-
Longitud de catenaria	m	347.24	543.44	-
Flecha	m	11.99	29.08	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	459.62	465.27	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 24***Resultados hipótesis III – OPGW.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
<b>ID</b>	-			
Conductor	-	OPGW	OPGW	OPGW
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	7185.48	7158.22
Angulo izquierdo	°g	-	-185.22	-181.54
Tiro derecho	N	7649.78	7922.94	-
Angulo derecho	°g	-20.71	-25.42	-
Parámetro de catenaria	m	1211.67	1211.67	-
Longitud de catenaria	m	347.26	543.49	-
Flecha	m	12.06	29.25	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	458	465.22	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**3.3.4 Resultados hipótesis IV**

Esta hipótesis corresponde a la temperatura mínima ambiente, por lo que la flecha de los conductores se reduce, en consecuencia, se incrementan la distancias hacia el terreno. Los resultados de la simulación para el caso del conductor de fase tipo ACAR, se presenta en la Tabla 25, para el cable de guarda tipo EHS en la Tabla 26 y el cable tipo OPGW en la Tabla 27.

**Tabla 25***Resultados hipótesis IV - ACAR.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM	ACAR-800MCM
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-80.77	-127.34	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.78	459.78	-
Tiro izquierdo	N	-	17282	17184.3
Angulo izquierdo	°g	-	-187.27	-183.97
Tiro derecho	N	18182.9	18604.65	-
Angulo derecho	°g	-19.47	-22.86	-
Parámetro de catenaria	m	1536.96	1536.96	-
Longitud de catenaria	m	347.35	541.47	-
Flecha	m	9.51	23.01	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	543.35	452.02	-106.55

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 26***Resultados hipótesis IV - EHS.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	EHS	EHS	EHS
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	7400.59	7370.66
Angulo izquierdo	°g	-	-185.54	-182.04
Tiro derecho	N	7859.49	8126.49	-
Angulo derecho	°g	-20.41	-24.98	-
Parámetro de catenaria	m	1261.96	1261.96	-
Longitud de catenaria	m	347.17	543.18	-
Flecha	m	11.58	28.08	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	469.61	465.62	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**Tabla 27***Resultados hipótesis IV – OPGW.*

Descripción	Unidad	Hipótesis II		
		E-585	E-586	E-587
Conductor	-	OPGW	OPGW	OPGW
Progresiva	m	0	337.15	860.9
Cota	m	683.21	590.84	464.42
Desnivel de amarre	m	-78.62	-129.49	-
Vano adelante	m	337.15	523.75	-
Vano equivalente	m	459.79	459.79	-
Tiro izquierdo	N	-	7529.98	7499.3
Angulo izquierdo	°g	-	-185.58	-182.1
Tiro derecho	N	7994.28	8264.02	-
Angulo derecho	°g	-20.37	-24.93	-
Parámetro de catenaria	m	1269	1269	-
Longitud de catenaria	m	347.16	543.14	-
Flecha	m	11.51	27.92	-
Vano viento	m	168.57	430.45	261.88
Vano peso	m	471.24	465.68	0

Nota: Fuente elaboración propia.

**3.3.5 Resumen de resultados**

Los resultados principales obtenidos se muestran en la Tabla 28.

**Tabla 28***Resumen de resultados del cálculo mecánico.*

Resumen de resultados entre E-586 y E-587	Unidad	Hipótesis I	Hipótesis II	Hipótesis III	Hipótesis IV
Parámetro de catenaria	m	1456.15	1460.84	1283.71	1536.96
Flecha	m	<b>24.29</b>	<b>24.21</b>	<b>27.57</b>	<b>23.01</b>
Vano viento	m	430.45	430.45	430.45	430.45
Vano peso	m	452.03	452.03	452.22	452.02
Parámetro de catenaria	m	1237.63	1237.13	1218.71	1261.96
Flecha	m	<b>28.63</b>	<b>28.65</b>	<b>29.08</b>	<b>28.08</b>
Vano viento	m	430.45	430.45	430.45	430.45
Vano peso	m	465.42	465.42	465.27	465.62
Parámetro de catenaria	m	1237.09	1233.62	1211.67	1269
Flecha	m	<b>28.65</b>	<b>28.73</b>	<b>29.25</b>	<b>27.92</b>
Vano viento	m	430.45	430.45	430.45	430.45
Vano peso	m	465.42	465.39	465.22	465.68

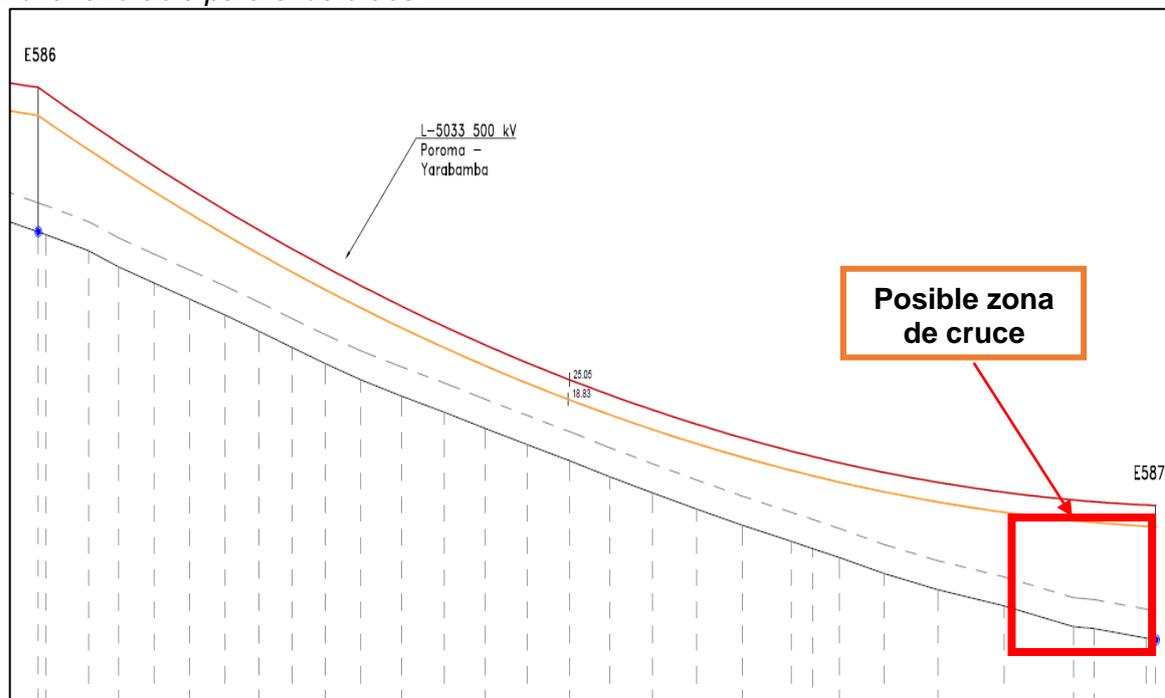
Nota: Fuente elaboración propia.

Se observa que la mayor flecha corresponde a la hipótesis III de máxima temperatura de operación, siendo esta la condición que restringe las distancias para la posible zona de cruce con la LT proyectada de 220 kV. En la Figura 14 se señala la zona más favorable para realizar el cruce por debajo de la L-5033 Poroma – Yarabamba de 500 kV.

Esta zona se encuentra cerca de la estructura “E-587”, la cual es del tipo anclaje, por otro lado, la variación de su posición no será tan sensible debido a que se encuentra alejado del medio vano.

**Figura 14**

*Zona favorable para el de cruce.*



*Nota: Elaboración propia.*

Los detalles gráficos se pueden encontrar en el Anexo 2.

## **Capítulo IV. Diseño de la línea de transmisión proyectada**

Se desarrollan los aspectos relacionados al diseño de la LT proyectada de 220 kV, partiendo de los requerimientos iniciales del proyecto, con la finalidad identificar el equipamiento principal en la zona de cruce.

### **4.1 Requerimientos del proyecto**

La construcción de la nueva línea de transmisión 220 kV se debe a que será instalada la central solar fotovoltaica (CSF) Solimana, se ubica a 1815 m s. n. m. en el departamento de Arequipa, provincia de Camaná, distrito de Ocoña.

El punto de conexión de la CSF Solimana y su subestación elevadora Solimana en 33/220 kV al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) será a través de la ampliación 200/500 kV de la SE Ocoña existente en 500 kV (LUCEAL Ingenieros, 2021).

#### **4.1.1 Trazo de ruta**

La línea de transmisión proyectada en 220 kV cruzará por debajo de la L-5033, donde el tramo comprendido entre las estructuras de anclaje son E-82 y E-85, así como las estructuras intermedias E-83 y E-84, el detalle de la vista de planta de la zona de cruce se presenta en el Anexo 1.

#### **4.1.2 Potencia a transmitir**

La potencia de generación de la central tiene previsto inyectar al SEIN una potencia aparente de 280 MVA, con una potencia activa 252 MW; sin embargo, tendrá una capacidad de diseño de 300 MVA (LUCEAL Ingenieros, 2021).

### **4.2 Datos iniciales del proyecto**

Los datos para el diseño se presentan a continuación:

#### **4.2.1 Generales**

Las características más resaltantes de la nueva línea de transmisión proyectada de 220 kV se muestran en la Tabla 29.

**Tabla 29***Datos generales de la LT proyectada.*

Descripción	Unidades	Tramo
SE Salida	-	Solimana
SE Llegada	-	Ocoña
Tensión nominal	kV	220
Tensión máxima	kV	245
Longitud	km	31.3
Transpuesta	-	No
Vértices	-	17
Estructuras	-	90
Ternas	-	1
Disposición	-	Triangular
Frecuencia	Hz	60
Capacidad nominal/máxima	MVA	300/350
Cota mínima	m s. n. m.	1815.00
Cota máxima	m s. n. m.	399.53

Nota: Fuente adaptación propia de LUCEAL Ingenieros (2021).

#### 4.2.2 Conductor

El conductor seleccionado es de tipo ACAR 1200 MCM, un conductor por fase. Los datos requeridos para el proyecto se muestran en la Tabla 30.

**Tabla 30***Datos técnicos del conductor proyectado.*

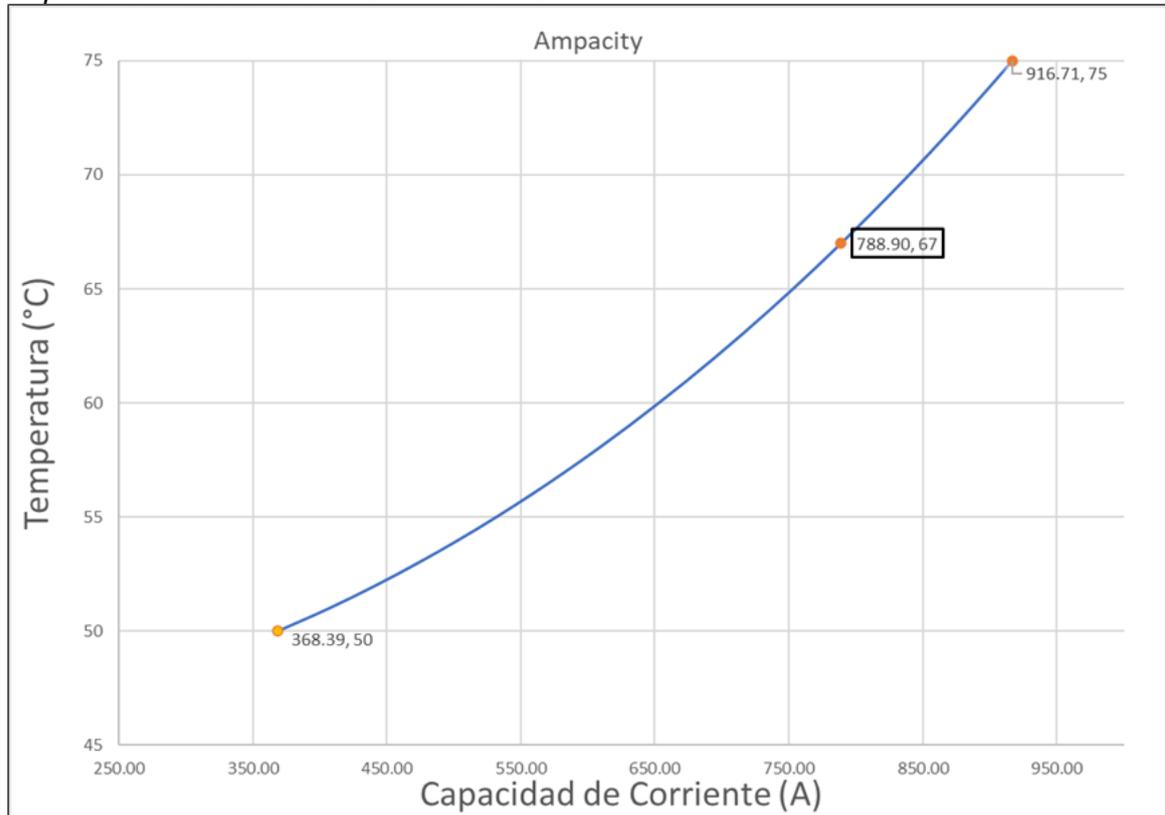
Sector	msnm	0-2000
Descripción	Unidades	Valor
Tipo	-	ACAR
Denominación	MCM	1200
N.º conductores por fase	ud.	1
Disposición espacial	-	Triangular
Sección	mm <sup>2</sup>	608
Diámetro	mm	32
Número de hilos AL 1350	-	33
Número de hilos AL 6201	-	4
Peso unitario	kg/m	1.6772
Tiro de rotura	kg	10270
Módulo de elasticidad	kg/mm <sup>2</sup>	6200
Coefficiente de dilatación	1/°C (E-6)	23
Resistencia AC a 25° C	ohm/km	0.047
Resistencia AC a 75° C	ohm/km	0.061

Nota: Fuente adaptación propia de LUCEAL Ingenieros (2021).

La ampacidad del conductor se presenta en la Figura 15, por lo cual para una corriente de 788.9 A equivalente a la potencia aproximada de 300 MVA se obtiene una temperatura de 67 °C, dando un margen de seguridad respecto del límite térmico de 75 °C.

**Figura 15**

*Ampacidad del conductor ACAR 1200 MCM.*



Nota: Fuente (LUCEAL Ingenieros, 2021).

#### **4.2.3 Cable de guarda**

El cable de guarda aplicado será del tipo OPGW con la finalidad brindar un medio de comunicación entre las subestaciones, sus características mecánicas y eléctricas son mostradas en la Tabla 31.

En la zona de cruce, las estructuras requieren 2 cables de guarda, por lo que el segundo será del tipo EHS, sus datos son mostrados en la Tabla 32.

**Tabla 31***Datos técnicos del cable de guarda 1 en la zona de cruce.*

Sector	msnm	0-2000
Descripción	Unidades	Valor
Tipo	-	OPGW
Cantidad	-	1
Sección	mm <sup>2</sup>	101.2
N° de hilos	Ud.	24
Diámetro exterior	mm	13.3
Peso Unitario	kg/m	0.489
Tiro de rotura	kg	6424
Coeficiente de dilatación lineal	1/°C (E-6)	15.7
Módulo de elasticidad	kg/mm <sup>2</sup>	107.4
Resistencia a 20°C DC	Ohm/km	0.42

Nota: Fuente adaptación propia de LUCEAL Ingenieros (2021).

**Tabla 32***Datos técnicos del cable de guarda 2 en la zona de cruce.*

Sector	msnm	0-2000
Descripción	Unidades	Valor
Tipo		EHS
Cantidad		1
Sección	mm <sup>2</sup>	70
N.º de hilos	Ud.	7
Diámetro exterior	mm	11.11
Peso Unitario	Kg/m	0.595
Tiro de rotura	Kg	9453
Coeficiente de dilatación lineal	1/°C (E-6)	11.5
Módulo de elasticidad	Kg/mm <sup>2</sup>	19000
Resistencia a 20°C DC	Ohm/km	2.27

Nota: Fuente adaptación propia de LUCEAL Ingenieros (2021).

#### **4.2.4 Hipótesis de cálculo mecánico**

Las hipótesis de cálculo mecánico del conductor para el diseño de la línea de transmisión proyectada de 220 kV, compuesta por conductores de fase y dos cables de guarda se presentan en la Tabla 33.

**Tabla 33**

*Hipótesis de cálculo mecánico.*

Item	Hipótesis de cálculo mecánico		Conductor	CG1	CG2
	Descripción	Unidades	Valor	Valor	Valor
<b>EDS</b>					
Hipótesis I	Temperatura	°C	20.00	20.00	20.00
	Velocidad del viento	km/h	0.00	0.00	0.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de rotura	%	18.00	9.87	8.16
<b>Viento Máximo</b>					
Hipótesis II	Temperatura	°C	10.00	10.00	10.00
	Velocidad del viento	km/h	94.00	94.00	94.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	60.00	60.00	60.00
<b>Máxima Temperatura</b>					
Hipótesis III	Temperatura	°C	67.00	42.05	42.05
	Velocidad del viento	km/h	0.00	0.00	0.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	60.00	60.00	60.00
<b>Mínima Temperatura</b>					
Hipótesis IV	Temperatura	°C	0.00	0.00	0.00
	Velocidad del viento	km/h	0.00	0.00	0.00
	Espesor de hielo	mm	0.00	0.00	0.00
	Tiro de seguridad	%	60.00	60.00	60.00

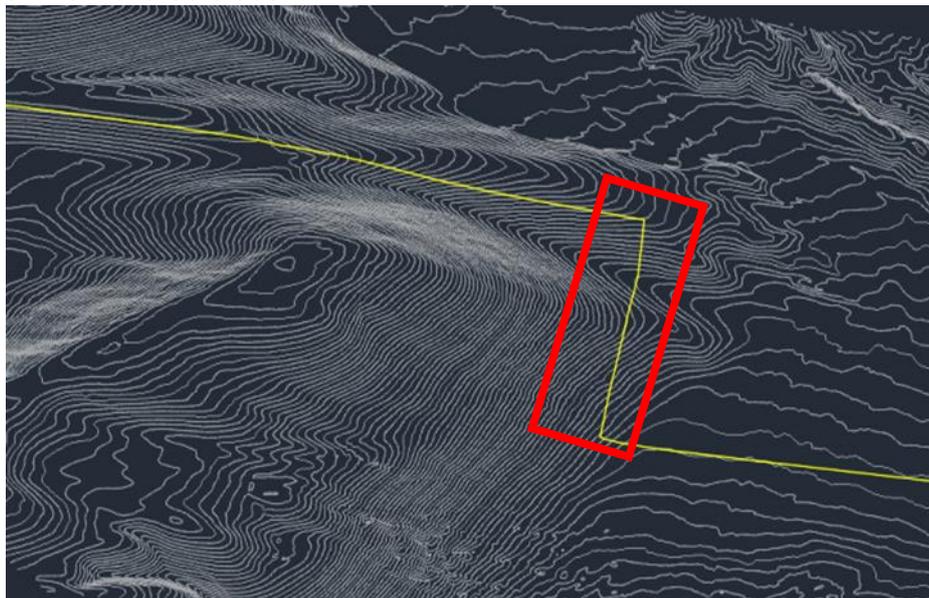
Nota: Fuente adaptación propia de LUCEAL Ingenieros (2021).

#### **4.2.5 Topografía del terreno**

La topografía del terreno correspondiente a la zona de cruce se señala en el recuadro de color rojo de la Figura 16 y el perfil del terreno se extrae al interceptar las curvas de nivel con el trazo de ruta.

**Figura 16**

*Curvas de nivel zona de cruce.*



*Nota: Fuente (LUCEAL Ingenieros, 2021).*

#### **4.2.6 Geometría de las estructuras**

La geometría de las estructuras de la línea de transmisión 220 kV proyectada presenta las características principales de la Tabla 34.

**Tabla 34**

*Geometría de estructuras.*

ID		S220	A220	AT220	E220
Descripción	Unidades	Valor	Valor	Valor	Valor
Material	-	Celosía	Celosía	Celosía	Celosía
Torre Tipo	-	Triangular	Triangular	Triangular	Triangular
Función Típica	-	Suspensión	Angular	Angular 90° y Terminal	Suspensión Especial
Ángulo		0°-3°	3°-40°	0° y 90°	0°-3°
Ubicación fases	m	Ver Anexo D	Ver Anexo D	Ver Anexo D	Ver Anexo D
Ubicación CG	m	Ver Anexo D	Ver Anexo D	Ver Anexo D	Ver Anexo D
Ubicación CG en Cruce	m	-	-	-	Ver Anexo D
Material	-	Celosía	Celosía	Celosía	Celosía
Zona UTM WGS84	-	18K	18K	18K	18K

*Nota: Fuente adaptación propia de LUCEAL Ingenieros (2021).*

En la zona de cruce de líneas se utilizará la estructura tipo E220 debido a que la disposición horizontal de conductores facilita realizar el cruce por debajo de la línea existente.

Los detalles de estas siluetas se encuentran en el Anexo 4.

#### 4.2.7 Resumen de simulación LT 220 kV proyectada

Para realizar el cruce por debajo de la línea existente de 500 kV, se evalúan 3 aspectos, el primero es la distancia vertical entre conductores y para ello se analiza con la hipótesis IV, el segundo aspecto se asocia a la distancia de seguridad hacia el terreno y corresponde a la hipótesis III, finalmente, en el tercer aspecto se analiza la interacción entre los efectos electromagnéticos entre las líneas de transmisión, para ello se considera la hipótesis III.

La Tabla 35 presenta los resultados obtenidos.

**Tabla 35**

*Resumen de resultados LT proyectada.*

Item	Resumen entre E-83 y E-84	Unidad	Hipótesis I	Hipótesis II	Hipótesis III	Hipótesis IV
ACAR	Parámetro de catenaria	m	1102.19	1117.42	969.15	1165.17
	Flecha	m	17.83	17.59	20.29	16.86
	Distancia mínima al terreno	m	13.91	14.14	11.54	14.83
EHS	Parámetro de catenaria	m	1296.67	1117.42	1219.01	1346.01
	Flecha	m	15.15	17.59	16.11	14.59
	Distancia mínima al terreno	m	22.44	22.11	21.54	22.96
OPGW	Parámetro de catenaria	m	1296.41	1283.3	1238.36	1331.99
	Flecha	m	15.15	15.3	15.86	14.74
	Distancia mínima al terreno	m	22.44	22.3	21.77	22.82

Nota: *Elaboración adaptación propia.*

Los detalles gráficos del vano para la zona de cruce se presentan en el Anexo 5.

## Capítulo V. Desarrollo del trabajo de investigación

En el presente capítulo se calcula y valida las distancias de seguridad en la zona de cruce de líneas, luego se procede con el cálculo de los efectos electromagnéticos producido por cada línea de transmisión de manera independiente y se determina la interacción de los efectos electromagnéticos entre ellas, en los puntos críticos previamente identificados. Bajo este procedimiento iterativo se establece el dimensionamiento del cruce.

### 5.1 Dimensionamiento del cruce

El cruce entre líneas de transmisión requiere del dimensionamiento de las siguientes distancias:

- Distancia de seguridad hacia el terreno de la LT 220 kV.
- Distancia de seguridad para el cruce entre conductores de fase entre las líneas de 220 kV y 500 kV.
- Distancia de seguridad para el cruce entre conductores de fase de la LT 500 kV y los cables de guarda de la LT 220 kV.

#### 5.1.1 Distancias al terreno

A las distancias básicas de la Tabla 1 se adiciona el producto de los factores de corrección de la Ecuación 1 y Ecuación 2, que para el caso de estudio en la zona de cruce se tiene una tensión nominal de 220 kV, cuya máxima tensión de operación es 245 kV y una altura de 1000 m sobre el nivel del mar, estos factores son mostrados en la Ecuación 60 y Ecuación 61, así como las nuevas distancias de seguridad hacia el terreno en la Tabla 36.

$$F_{c_V} = (245 - 23) * 10/1000 = 2.22 \text{ m} \quad (60)$$

$$F_{c_H} = \left( 1 + 0.03 * \left( \frac{1000 - 1000}{300} \right) \right) = 1.00 \quad (61)$$

**Tabla 36***Distancias vertical hacia el terreno calculadas de la LT 220 kV.*

<b>Naturaleza de la superficie que se encuentra debajo de los alambres, conductores o cables</b>	<b>Conductores de suministro expuestos, más de 23 kV (m)</b>
<b>Cuando los alambres, conductores o cables cruzan o sobresalen</b>	
1. Vías férreas de ferrocarriles	10.22
2.a Carreteras, caminos sujetos a tráfico de camiones	9.22
2.b Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones	8.72
3. Calzadas, zonas de parqueo y callejones	8.72
4. Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, bosques, huertos, etc	8.72
5.a Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	7.22
5.b Calles y caminos en zonas rurales	8.72
<b>Cuando los conductores recorren a lo largo y dentro de los límites de la carretera, pero no sobresalen del camino</b>	
9.a Carreteras y avenidas	8.72
9.b Caminos, calles o callejones	8.22
9.c Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	7.22
10.a Calles y caminos en zonas rurales	8.22
10.b Caminos no carrozables en zonas rurales	7.22

Nota: Fuente valores actualizados acorde al caso de estudio tomado de MINEM (2011).

El entorno y características del terreno del vano a analizar corresponde a una zona desierta, sin edificaciones y áreas no transitables por vehículos, es decir el caso "9.c" de la Tabla 36, con fines prácticos se redondea a 7.50 m.

En la Tabla 35 y en el Anexo 5, se visualiza que la menor distancia hacia el terreno es de 11.54 m, cubriendo ampliamente la distancia requerida de 7.50 m.

### **5.1.2 Distancia entre conductores que se cruzan**

La zona donde se cruza la línea de transmisión proyectada de 220 kV y existente de 500 kV, se analiza bajo la hipótesis de mínima temperatura y máxima temperatura respectivamente, debido a que se producen los mayores acercamientos entre conductores.

### **5.1.2.1 Fases 500 kV – fases 220 kV.**

Se calcula la distancia vertical entre los conductores que se cruzan utilizando la Ecuación 3 para las máximas tensiones de operación de 245 kV y 550 kV, la distancia actualizada entre fases se obtiene en la Ecuación 62.

$$D_{cruce\_f-f} = 1.20 + \frac{(550 + 245 - 2 * 23) * 10 * 1.00}{1000} = 8.69 \text{ m} \quad (62)$$

La distancia obtenida se puede redondear con fines prácticos a 9.00 m, por otro lado, la menor distancia obtenida gráficamente en el Anexo 5 es de 16.49 m, en consecuencia, el dimensionamiento cubre la distancia requerida.

### **5.1.2.2 Fases 500 kV – cable de guarda 220 kV.**

Para el análisis de este es el caso, se evalúa las condiciones más desfavorables y corresponden cuando la LT de 500 kV se encuentra operando a máxima temperatura, es decir con flecha máxima del conductor y los cables de guarda de la línea de 220 kV a condiciones de mínima flecha, produciendo el mayor acercamiento posible.

El cálculo de la distancia se realiza mediante la Ecuación 4 con la tensión máxima de operación de 550 kV y se presenta en la Ecuación 63.

$$D_{cruce\_f-t} = 1.20 + \frac{(550 - 23) * 10 * 1.00}{1000} = 6.47 \text{ m} \quad (63)$$

La distancia obtenida se puede redondear a 6.50 m y la menor distancia medida en el Anexo 5 es de 8.28 m, en consecuencia, se supera la distancia requerida con un margen de seguridad.

## **5.2 Efectos electromagnéticos**

El análisis de los efectos electromagnéticos en la zona de cruce permite validar la ubicación espacial de los conductores proyectados, así como su secuencia de fases.

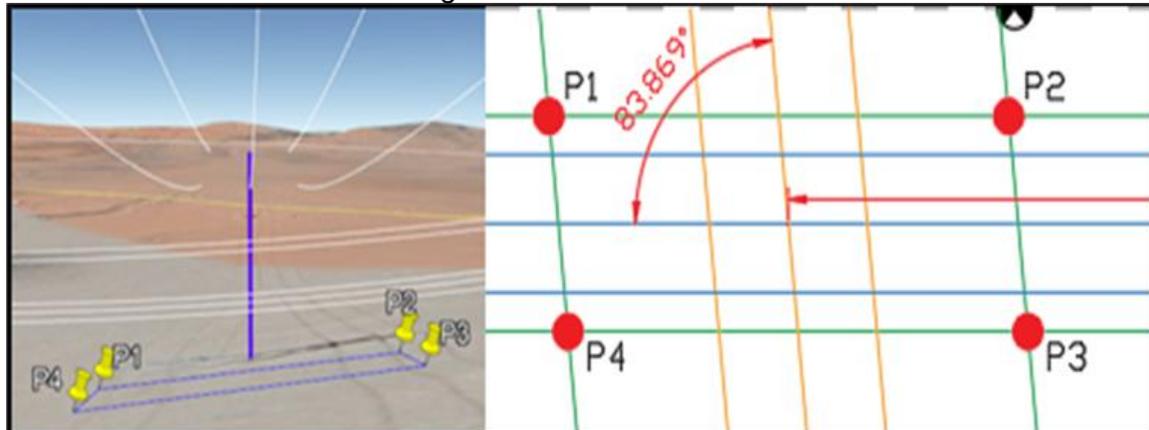
El cálculo se realiza bajo los siguientes criterios:

- Tensión máxima de servicio.
- Corriente máxima de operación.
- Condición de flecha más crítica.

- Dentro de la intersección de los límites de las servidumbres de ambas líneas de transmisión, equivalente a los puntos P1, P2, P3 y P4 de la Figura 17.

**Figura 17**

*Zona de cálculo efectos electromagnéticos.*



*Nota: Fuente elaboración propia*

Esto se debe a que asegura que no se sobrepasen los límites de los efectos electromagnéticos en ninguna otra condición, ya que engloba las condiciones más críticas.

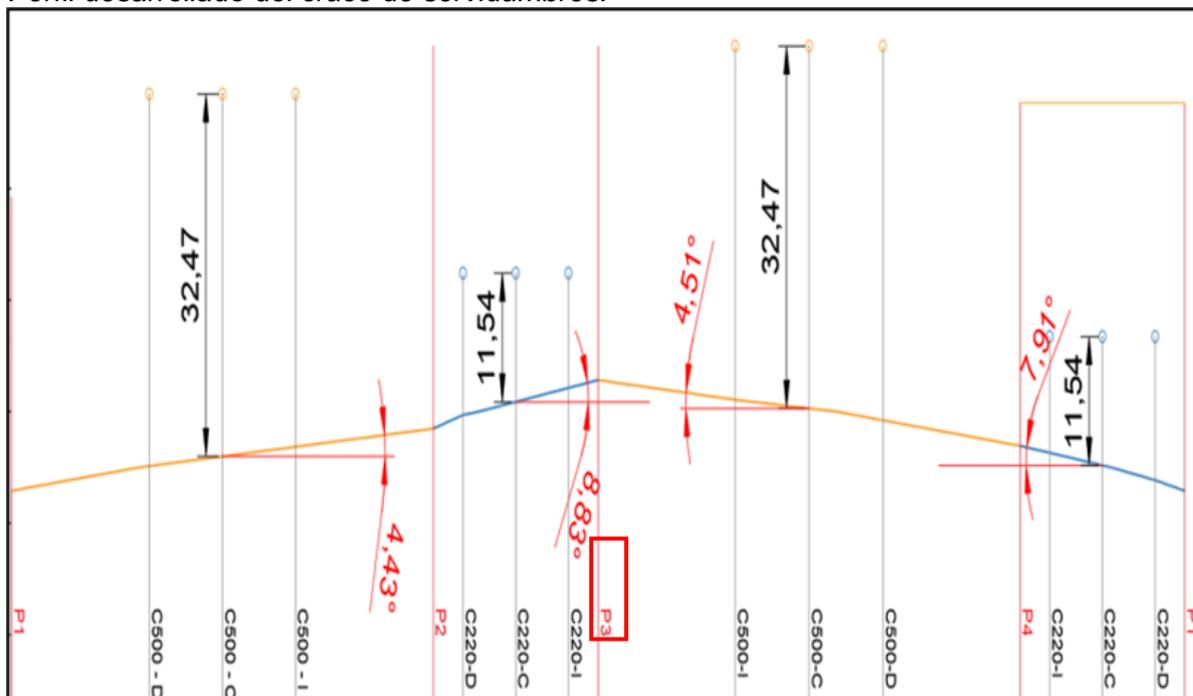
### **5.2.1 Campo eléctrico**

La interacción de campo eléctrico producido por las líneas de transmisión se analiza en los puntos críticos como son los siguientes:

- El punto P3, debido al desnivel del terreno es el que más se aproxima a los conductores de fase. Ver Figura 18.
- El punto P5 formado por la intersección entre los puntos máximos de campo eléctrico producido por ambas líneas de transmisión.

**Figura 18**

*Perfil desarrollado del cruce de servidumbres.*



*Nota: Fuente elaboración propia*

El cálculo del campo eléctrico se realiza considerando que el terreno es plano y, posteriormente, se corrige con el factor de terreno. Los datos de la LT 220 kV son mostrados en la Tabla 37 y de la LT 500 kV en la Tabla 38.

**Tabla 37**

*Datos para calcular el campo eléctrico de LT 220 kV.*

Fase/Guarda	1S	1T	1R	G1	G2
X' (m)	8.00	0.00	-8.00	7.00	-7.00
Y' (m)	11.54	11.54	11.54	21.54	21.54
Diámetro (mm)	32.00	32.00	32.00	13.30	11.11
Conductores por fase	1	1	1	1	1
Espaciamiento (m)	0	0	0	0	0
Tensión fase-tierra (kV)	$245/\sqrt{3}$	$245/\sqrt{3}$	$245/\sqrt{3}$	0	0
Ángulo de fase (°)	240	120	0	0	0

*Nota: Fuente elaboración propia*

**Tabla 38***Datos para calcular el campo eléctrico de LT 500 kV.*

<b>Fase/Guarda</b>	<b>1R</b>	<b>1T</b>	<b>1S</b>	<b>G1</b>	<b>G2</b>
X (m)	-11.00	0.00	11.00	9.00	-9.00
Y (m)	32.47	32.47	32.47	38.85	38.85
Diámetro (mm)	26.14	26.14	26.14	11.11	14.00
Conductores por fase	4	4	4	1	1
Espaciamiento (m)	0.4	0.4	0.4	0	0
Tensión fase-tierar (kV)	$550/\sqrt{3}$	$550/\sqrt{3}$	$550/\sqrt{3}$	0	0
ángulo de fase (°)	0	120	240	0	0

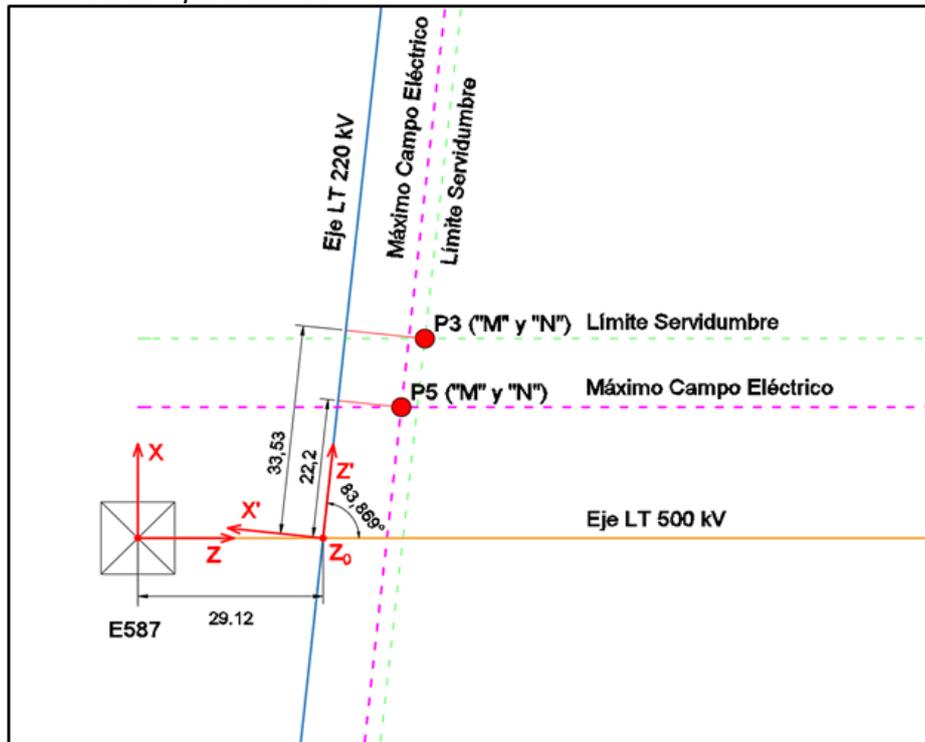
Nota: Fuente elaboración propia

De la Ecuación 23, compuesta por la matriz de potenciales de la Ecuación 24, Ecuación 25 y Ecuación 26, se obtiene la matriz de cargas. De la Ecuación 27, Ecuación 28 y Ecuación 29 se determina el campo eléctrico en los siguientes puntos críticos de la Figura 19.

- En P3, se denomina “M” al campo eléctrico producido en dicho punto por la LT proyectada de 220 kV.
- En P3, se denomina “N” al campo eléctrico producido en dicho punto por la LT proyectada de 500 kV.
- En P5, se denomina “M” al campo eléctrico producido en dicho punto por la LT proyectada de 220 kV.
- En P5, se denomina “N” al campo eléctrico producido en dicho punto por la LT proyectada de 500 kV.

**Figura 19**

*Puntos críticos de campo eléctrico.*



Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.1.1 Línea de transmisión en 220 kV.

La Ecuación 64 representa la matriz de potenciales entre los conductores y cables de guarda. La Ecuación 65 representa la matriz de tensión máxima del sistema entre fase-tierra. Finalmente, la Ecuación 66 presenta la matriz de cargas en cada conductor.

$$[P] = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \begin{bmatrix} 8.78 & 1.17 & 1.19 & 1.02 & 0.70 \\ 1.17 & 8.96 & 0.70 & 1.02 & 1.19 \\ 1.19 & 0.70 & 7.27 & 1.12 & 0.56 \\ 1.02 & 1.02 & 1.12 & 7.27 & 1.12 \\ 0.70 & 1.19 & 0.56 & 1.12 & 7.27 \end{bmatrix} m/F \quad (64)$$

$$[V] = \frac{245}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 1 \angle 240^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \\ 1 \angle 0^\circ \end{bmatrix} kV \quad (65)$$

$$[Q] = 2 * \pi * \epsilon_0 * \begin{bmatrix} 1183.2 \angle 28.3^\circ \\ 1160.8 \angle -148.3^\circ \\ 22097.7 \angle -116.1^\circ \\ 23238.7 \angle -120.0^\circ \\ 22093.8 \angle -3.91^\circ \end{bmatrix} * C/m \quad (66)$$

La Ecuación 67 permite calcular la matriz de campo eléctrico producido por el conductor "i" y en la Ecuación 68 se determina la magnitud del campo eléctrico total.

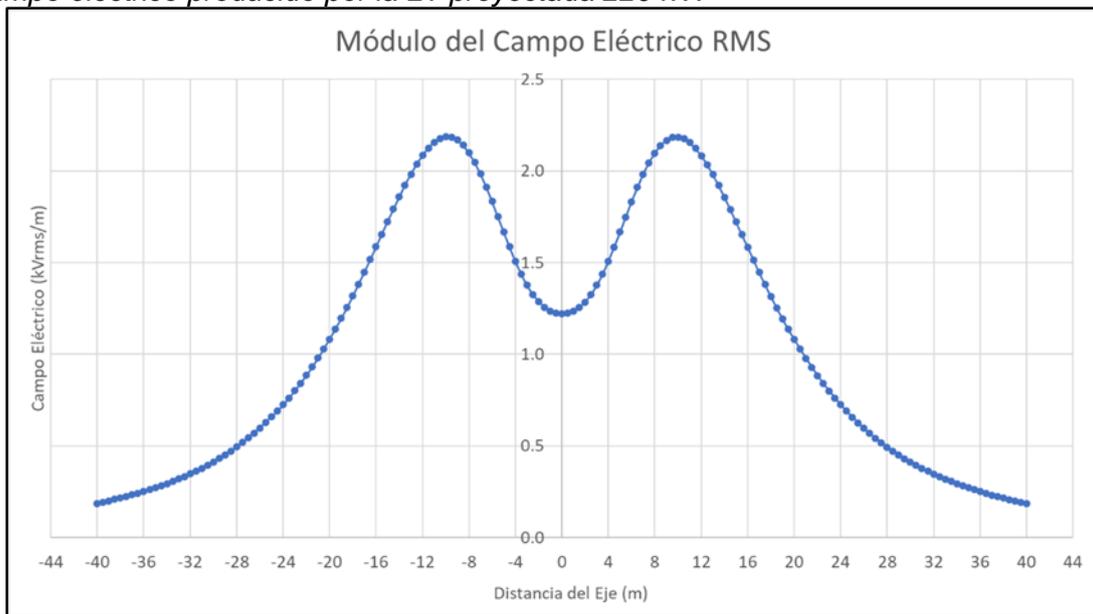
$$[\vec{E}_i] = \frac{[Q]}{2 \pi \varepsilon_0 x r_{iM}} (\vec{u}_M - \vec{u}_i) - \frac{[Q]}{2 \pi \varepsilon_0 x r'_{iM}} (\vec{u}_M - \vec{u}_{i'}) \quad (67)$$

$$\vec{E}_{R_M} = \sqrt{\sum_{i=1}^5 (|\vec{E}_{Re_X_i}|^2 + |\vec{E}_{Im_X_i}|^2 + |\vec{E}_{Re_Y_i}|^2 + |\vec{E}_{Im_Y_i}|^2)} \quad (68)$$

La Figura 20 muestra los resultados del campo eléctrico producido por la LT 220 kV a 1 metro del suelo y dentro de un ancho de 40 m para cada lado del eje de la línea.

**Figura 20**

*Campo eléctrico producido por la LT proyectada 220 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.1.2 Línea de transmisión en 500 kV.

La Ecuación 69 representa la matriz de potenciales entre los conductores y cables de guarda. La Ecuación 70 representa la matriz de tensión máxima del sistema entre fase-tierra. Finalmente, la Ecuación 71 presenta las cargas en cada conductor.

$$[P] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * \begin{bmatrix} 0.121 & -0.007 & -0.009 & -0.022 & -0.039 \\ -0.007 & 0.124 & -0.040 & -0.022 & -0.009 \\ -0.009 & -0.040 & 0.205 & -0.042 & -0.015 \\ -0.022 & -0.022 & -0.042 & 0.211 & -0.043 \\ -0.039 & -0.009 & -0.015 & -0.043 & 0.204 \end{bmatrix} m/F \quad (69)$$

$$[V] = \frac{550}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 1 \angle 0^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \\ 1 \angle 240^\circ \end{bmatrix} kV \quad (70)$$

$$[Q] = 2 * \pi * \epsilon_0 * \begin{bmatrix} 8308.4 \angle 34.7^\circ \\ 8533.0 \angle -154.7^\circ \\ 74396.7 \angle -5.9^\circ \\ 80417.3 \angle 120.0^\circ \\ 74317.6 \angle -114.0^\circ \end{bmatrix} * C/m \quad (71)$$

La Ecuación 72 permite calcular la matriz de campo eléctrico producido por el conductor "i" y la Ecuación 73 determina la magnitud del campo eléctrico total.

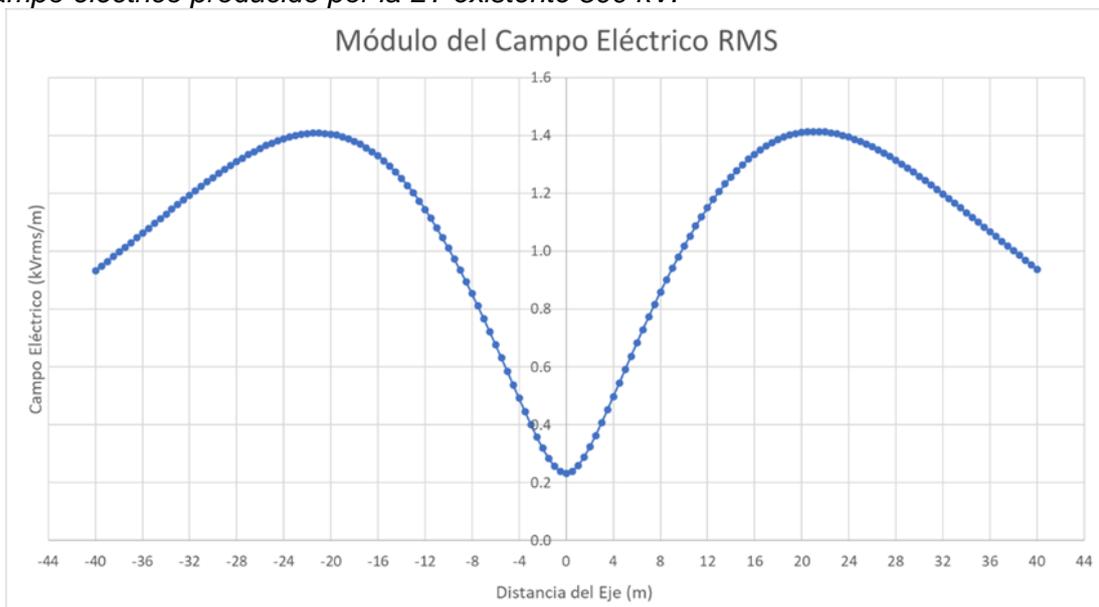
$$[\vec{E}_i] = \frac{[Q]}{2\pi\epsilon_0 * r_{iN}} (\vec{u}_N - \vec{u}_i) - \frac{[Q]}{2\pi\epsilon_0 * r'_{iN}} (\vec{u}_N - \vec{u}_{i'}) \quad (72)$$

$$\vec{E}_{R_N} = \sqrt{\sum_{i=1}^5 (|\vec{E}_{Re_X_i}|^2 + |\vec{E}_{Im_X_i}|^2 + |\vec{E}_{Re_Y_i}|^2 + |\vec{E}_{Im_Y_i}|^2)} \quad (73)$$

La Figura 21 muestra los resultados del campo eléctrico producido por la LT 500 kV a 1 metro del suelo y dentro de un ancho de 40 m para cada lado del eje de la línea.

**Figura 21**

*Campo eléctrico producido por la LT existente 500 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.1.3 Factor de terreno e interacción de campos.

Se determina a partir de las curvas mostradas en la Figura 5 y la pendiente del terreno de la Figura 18, la pendiente es practicamente constantes, En el punto crítico P3 se tiene el ángulo de  $8.83^\circ$ , a la tangente del ángulo le corresponde un factor de terreno de 1.25 para la LT proyectada de 220 kV.

Para el caso de la LT 500 kV la pendiente del terreno mostrado en la Figura 18 es de  $4.51^\circ$ , a la tangente de dicho ángulo se le asigna un factor de terreno de 1.125.

En la Tabla 39 se presenta los resultados del campo eléctrico producido por la LT 220 kV en el punto P3- "M" y P5- "M" considerando el factor de terreno, de igual manera se procede con la LT 500 kV en el punto P3- "N" y P5- "N" en la Tabla 40.

**Tabla 39**

*Campo eléctrico RMS en P3 y P5 LT 220 kV.*

ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	X' (m)	Y' (m)	Z' (m)	ERre_X' (kV/m)	ERim_X' (kV/m)	ERre_Y' (kV/m)	ERim_Y' (kV/m)	ER_M (kV/m)
P3	M	1	220	-12.5	1.0	33.53	-0.087	-0.064	1.966	-0.522	2.037
P5	M	1	220	-10.0	1.0	22.20	0.026	-0.086	-2.067	-0.709	2.1861
<b>Considerando el factor de terreno</b>											
<b>P3</b>	<b>M</b>	1.25	220	-12.5	1.0	33.53	-0.109	-0.08	2.458	-0.653	<b>2.5463</b>
<b>P5</b>	<b>M</b>	1.25	220	-10.0	1.0	22.20	0.033	-0.108	-2.584	-0.886	<b>2.7326</b>

Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 40**

*Campo eléctrico RMS en P3 y P5 LT 500 kV.*

ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	X' (m)	Y' (m)	Z' (m)	ERre_X' (kV/m)	ERim_X' (kV/m)	ERre_Y' (kV/m)	ERim_Y' (kV/m)	ER_M (kV/m)
P3	N	1	500	32.0	1.0	45.1	-0.0256	-0.0191	0.8431	0.8507	1.1981
P5	N	1	500	21.0	1.0	41.4	-0.0089	0.0117	1.0659	0.9292	1.4141
<b>Considerando el factor de terreno</b>											
<b>P3</b>	<b>N</b>	1.125	500	32.0	1.0	45.1	-0.0287	-0.0215	0.9485	0.9571	<b>1.3479</b>
<b>P5</b>	<b>N</b>	1.125	500	21.0	1.0	41.4	-0.0100	0.0132	1.1991	1.0454	<b>1.5909</b>

Nota: Fuente elaboración propia

Para evaluar la interacción de campo eléctrico, se requiere rotar las componentes del campo producido por la LT 220 kV de la Tabla 39 en dirección del sistema cartesiano de la LT 500 kV utilizando la Ecuación 43, Ecuación 44 y Ecuación 45.

Al reemplazar los valores de la Tabla 39 se obtiene la Ecuación 74, Ecuación 75 y Ecuación 76.

La componente real de P3-“M” de la LT 220 kV es:

$$X = \cos(83.869^\circ) * (-0.0109) + \text{sen}(83.869^\circ) * 0 \quad (74)$$

$$Y = 2.458 \quad (75)$$

$$Z = \cos(83.869^\circ) * 0 - \text{sen}(83.869^\circ) * (-0.0109) \quad (76)$$

La componente imaginaria de P3-“M” de la LT 220 kV es:

$$X = \cos(83.869^\circ) * (-0.08) + \text{sen}(83.869^\circ) * 0 \quad (77)$$

$$Y = -2.458 \quad (78)$$

$$Z = \cos(83.869^\circ) * 0 - \text{sen}(83.869^\circ) * (-0.08) \quad (79)$$

En la Tabla 41 se obtienen los valores finales del campo eléctrico P3-“M”, también se realiza la suma de las componentes en conjunto con la LT 500 kV para obtener el valor resultante producido por ambas líneas de transmisión.

**Tabla 41**

*Campo eléctrico RMS total en P3.*

ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	ERre_X (kV/m)	ERim_X (kV/m)	ERre_Y (kV/m)	ERim_Y (kV/m)	ERre_Z (kV/m)	ERim_Z (kV/m)	ER (kV/m)
P3	M	1.25	220	-0.0116	-0.0086	-2.4576	-0.6521	0.1081	0.0796	2.5462
P3	N	1.125	500	-0.0287	-0.0215	0.9485	0.9571	0	0	1.3479
<b>P3</b>	<b>Total</b>	-	-	-0.0404	-0.03	-1.5092	0.305	0.1081	0.0796	<b>1.546</b>

Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 42**

*Campo eléctrico RMS total en P5.*

ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	ERre_X (kV/m)	ERim_X (kV/m)	ERre_Y (kV/m)	ERim_Y (kV/m)	ERre_Z (kV/m)	ERim_Z (kV/m)	ER (kV/m)
P5	M	1.25	220	3.49	-11.42	-2583.4	-886.32	-32.512	106.334	2.7335
P5	N	1.125	500	-0.01	0.0132	1.1991	1.0454	0	0	1.5909
<b>P5</b>	<b>Total</b>	-	-	-0.0065	0.0018	-1.3843	0.1591	-0.0325	0.1063	<b>1.398</b>

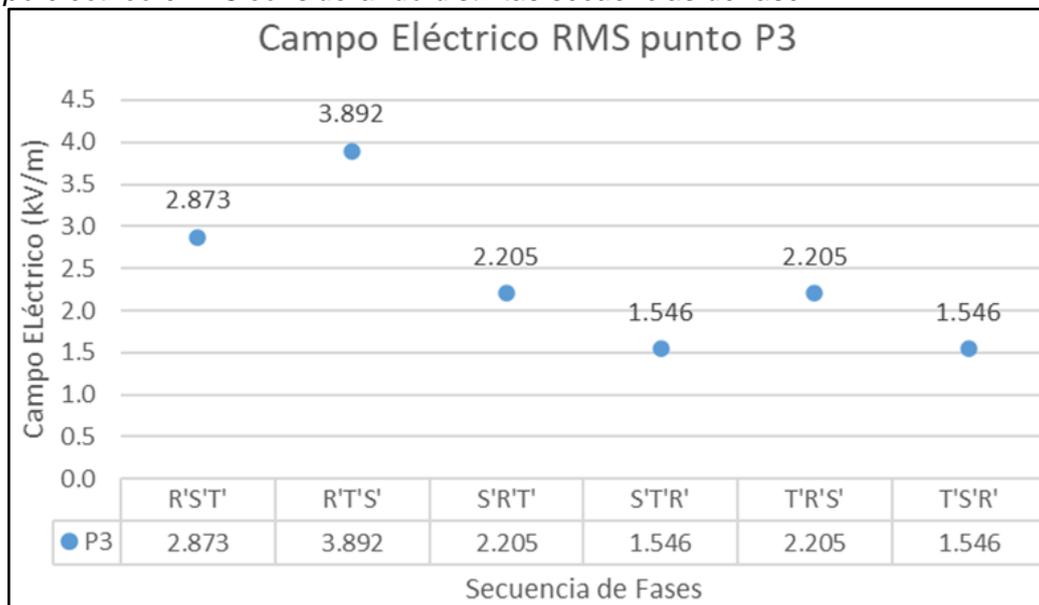
Nota: Fuente elaboración propia

La magnitud del campo eléctrico calculado en los puntos críticos P3 y P5 no sobrepasan las restricciones mostradas en la Tabla 6, donde 4.20 kV/m representa el límite de la franja de servidumbre hacia afuera y 8.30 kV/m, hacia su interior, por lo tanto, la geometría de la silueta de estructura propuesta es la adecuada.

Adicionalmente, en la Figura 22 se presenta la sensibilidad para otros casos de secuencia de fases en el punto P3 ya que presenta los valores más altos.

**Figura 22**

*Campo eléctrico en P3 considerando distintas secuencias de fase.*



Nota: Fuente elaboración propia

Finalmente, se confirma que con la secuencia de fases S'T'R' y T'S'R', se obtuvo los menores niveles de campo eléctrico en el punto P3, donde la secuencia de fases seleccionada para los cálculos previos corresponde a S'T'R' y será utilizada en los cálculos posteriores.

### 5.2.2 Campo magnético

La interacción de campo magnético producido por las líneas de transmisión se analiza en punto más crítico considerando lo siguiente:

- El punto P3, debido al desnivel del terreno es el que más se aproxima a los conductores de fase. Ver Figura 18.
- El punto P5 formado por la intersección entre los puntos máximos de campo magnético producido por ambas líneas de transmisión.

El cálculo del campo magnético se sin considerar el efecto del desnivel de terreno, ya que posteriormente se corrige con el factor de terreno TF. Los datos para el cálculo son mostrados en la Tabla 43 y Tabla 44 y no depende de los cables de guarda.

En la línea de 220 kV se considera la corriente máxima del límite térmico conforme la Figura 15 y la tensión nominal. Para de la línea de 500 kV se considera la potencia nominal de la Tabla 10 y no la de emergencia.

**Tabla 43**

*Datos campo magnético LT 220 kV.*

Fase	1S	1T	1R
X' (m)	8.00	0.00	-8.00
Y' (m)	11.54	11.54	11.54
Potencia (MVA)	≈350	≈350	≈350
Tensión de LT (kV)	220/√3	220/√3	220/√3
Corriente (A)	918.51	918.51	918.51
Ángulo de fase (°)	240	120	0

Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 44**

*Datos campo magnético LT 500 kV.*

Fase	1S	1T	1R
X (m)	-11.00	0.00	11.00
Y (m)	32.47	32.47	32.47
Potencia (MVA)	1400	1400	1400
Tensión de LT (kV)	500/√3	500/√3	500/√3
Corriente (A)	1616.58	1616.6	1616.58
Ángulo de fase (°)	0	120	240

Nota: Fuente elaboración propia

De la Ecuación 30 se determina el módulo del campo magnético, pero la dirección depende de la Ecuación 31 en el punto P6.

### 5.2.2.1 Línea de transmisión en 220 kV.

La Ecuación 80, Ecuación 81 y Ecuación 82 representa el campo magnético producido por el conductor 1, 2 y 3, respectivamente, a una altura de 1 m respecto del nivel del suelo y transversal al eje de la línea de transmisión.

$$\vec{B}_{1_M} = 2 * 10^{-7} * \frac{(918.5 \angle 240.0^\circ)}{(X_M - 8.0)^2 + (1 - 11.5)^2} * (-(1.0 - 11.5), (X_M - 8.0)) \quad (80)$$

$$\vec{B}_{2_M} = 2 * 10^{-7} * \frac{(918.5 \angle 120.0^\circ)}{(X_M - 0.0)^2 + (1 - 11.5)^2} * (-(1.0 - 11.5), (X_M - 0.0)) \quad (81)$$

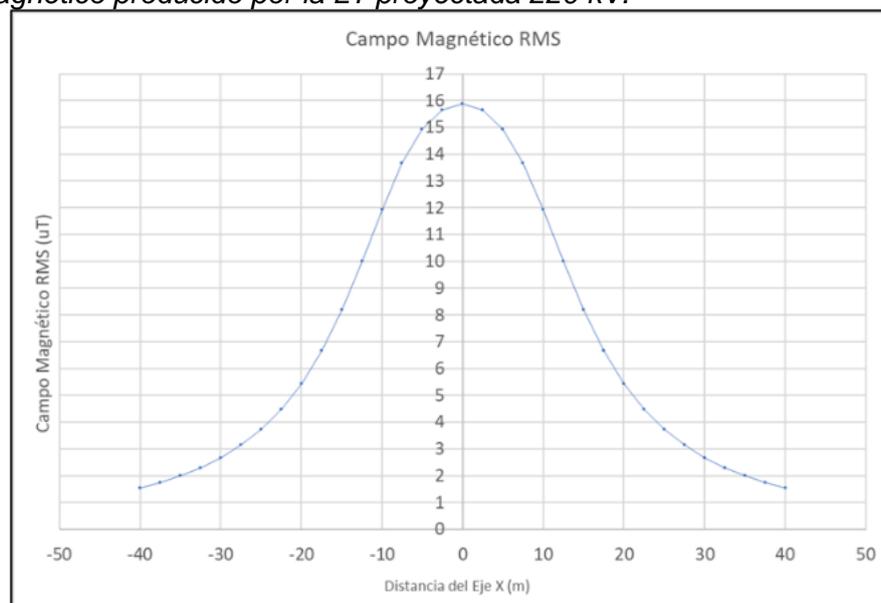
$$\vec{B}_{3_M} = 2 * 10^{-7} * \frac{(918.5 \angle 0.0^\circ)}{(X_M - (-8.0))^2 + (1.0 - 11.5)^2} * (-(1 - 11.5), (X_M - (-8.0))) \quad (82)$$

Luego, se calcula para diversos valores de "X<sub>M</sub>" y se realiza la suma vectorial conforme la Ecuación 83.

$$\vec{B}_{R_M} = \sqrt{\sum_{i=1}^3 (|\vec{B}_{Re_X_i}|^2 + |\vec{B}_{Im_X_i}|^2 + |\vec{B}_{Re_Y_i}|^2 + |\vec{B}_{Im_Y_i}|^2)} \quad (83)$$

**Figura 23**

*Campo magnético producido por la LT proyectada 220 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.2.2 Línea de transmisión en 500 kV.

La Ecuación 84, Ecuación 85 y Ecuación 86 representa el campo magnético producido por el conductor 1, 2 y 3, respectivamente, hacia el punto “N” el cual se ubica a una altura de 1.0 metro respecto del suelo y transversal a cada eje de LT.

$$\vec{B}_{1_N} = 2 * 10^{-7} * \frac{(1616.6 \angle 0^\circ)}{(X_N - (-11.0))^2 + (1 - 32.5)^2} * (-(1 - 32.5), (X_M - (-11.0))) \quad (84)$$

$$\vec{B}_{2_N} = 2 * 10^{-7} * \frac{(1616.6 \angle 120^\circ)}{(X_N - 0)^2 + (1 - 32.5)^2} * (-(1.0 - 32.5), (X_M - 0)) \quad (85)$$

$$\vec{B}_{3_N} = 2 * 10^{-7} * \frac{(1616.6 \angle 240^\circ)}{(X_N - 11.0)^2 + (1 - 32.5)^2} * (-(1.0 - 32.5), (X_M - 11.0)) \quad (86)$$

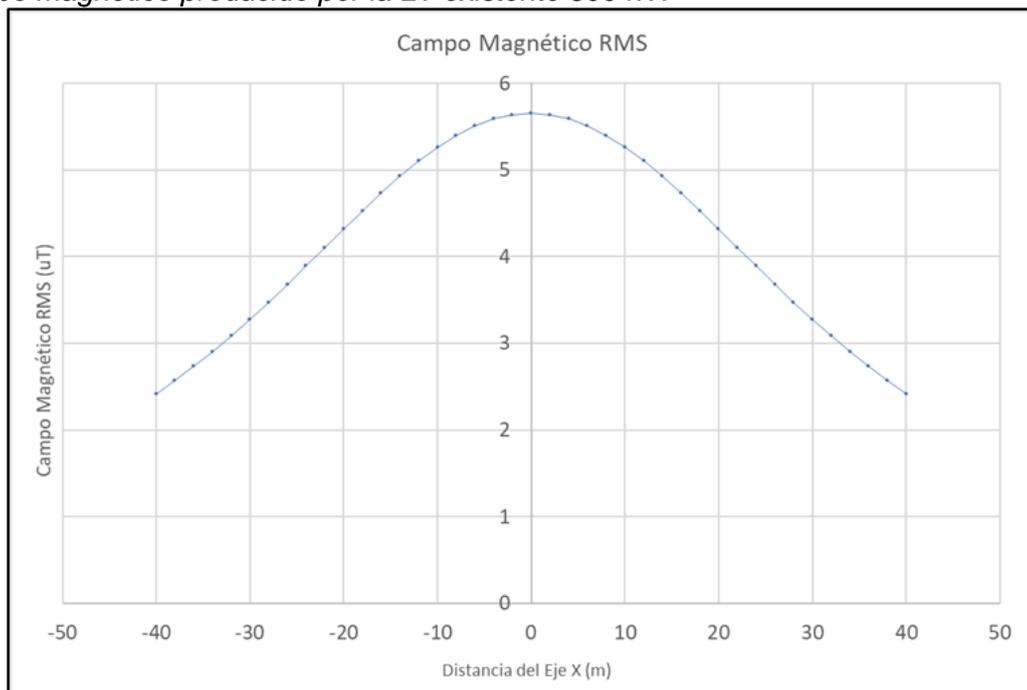
Luego, se realiza el cálculo para diversos valores de “X” y la suma vectorial en la Ecuación 87.

$$\vec{B}_{R_M} = \sqrt{\sum_{i=1}^3 (|\vec{B}_{Re_X_i}|^2 + |\vec{B}_{Im_X_i}|^2 + |\vec{B}_{Re_Y_i}|^2 + |\vec{B}_{Im_Y_i}|^2)} \quad (87)$$

Como resultado, se obtiene la curva de la Figura 24.

**Figura 24**

*Campo magnético producido por la LT existente 500 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

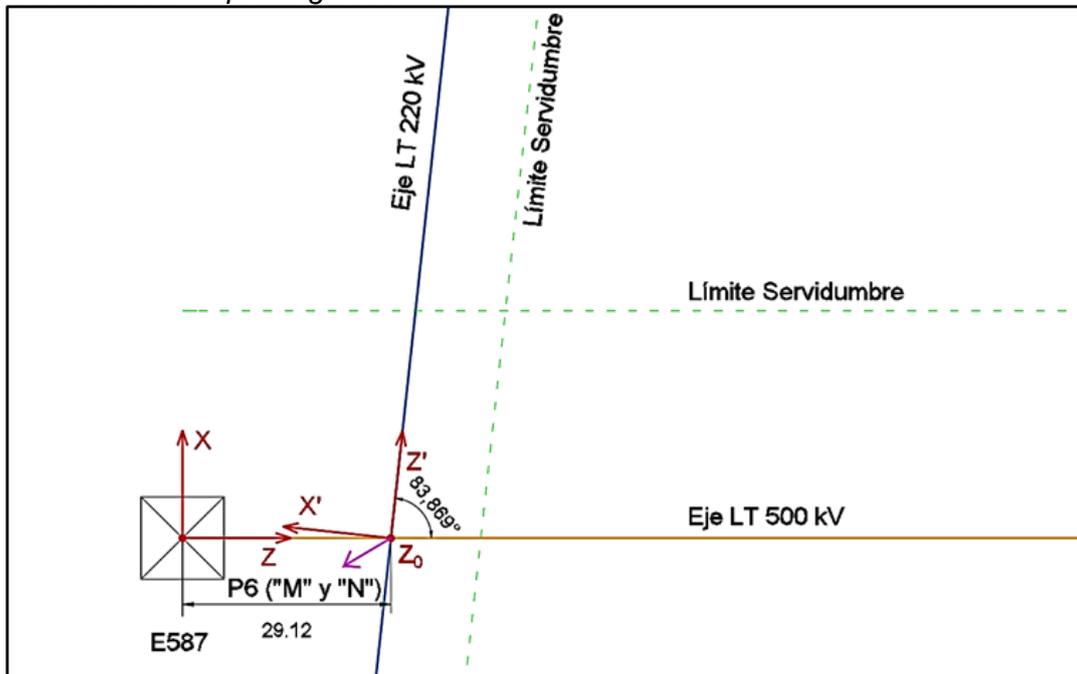
### 5.2.2.3 Factor de terreno e interacción de campos.

La interacción de campo magnético producido por ambas líneas se evalúa en el punto crítico P6, se caracteriza por ser el punto con máximo campo magnético conforme se muestra en la Figura 23 y Figura 24, el nuevo punto P6 se presenta en la Figura 25, los valores del campo magnético de la Tabla 45 y Tabla 46 corresponden a las líneas 220 kV y 500 kV, respectivamente.

El factor de terreno se determinó en el ítem 5.2.1.3 de 1.250 para la LT 220 kV y 1.125 para la LT 500 kV.

**Figura 25**

*Punto crítico de campo magnético.*



Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 45**

*Campo magnético RMS en P6 LT 220 kV.*

ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	X' (m)	Y' (m)	Z' (m)	Bx'-RE (uT)	Bx'-IM (uT)	By'-RE (uT)	By'-IM (uT)	ER_M (uT)
P6	M	1.000	220	0.00	1.00	0.00	-3.190	5.520	12.590	7.270	15.87
<b>P6</b>	<b>M</b>	<b>1.25</b>	<b>220</b>	<b>0.00</b>	<b>1.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-3.982</b>	<b>6.897</b>	<b>15.738</b>	<b>9.086</b>	<b>19.841</b>

Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 46***Campo magnético RMS en P6 LT 500 kV.*

ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	X' (m)	Y' (m)	Z' (m)	Bx'-RE (uT)	Bx'-IM (uT)	By'-RE (uT)	By'-IM (uT)	ER_M (uT)
P6	N	1.0	500	32.00	1.00	29.12	-0.5593	0.9687	4.8002	2.7714	1.1981
<b>P6</b>	<b>N</b>	1.125	500	32.00	1.00	29.12	-0.6292	1.0898	5.4002	3.1178	<b>6.3613</b>

Nota: Fuente elaboración propia

Para realizar la suma vectorial de los valores de la Tabla 45 y Tabla 46, se requiere que los valores de la Tabla 45 se roten y traslade para el sistema de coordenadas de la línea 500 kV, para dicho fin, se utiliza la Ecuación 43, Ecuación 44 y Ecuación 45.

Para el caso de la parte real, se realiza lo siguiente:

$$X = -3.982 * \cos(83.869) + 0 * \sin(83.869) \quad (88)$$

$$Y = 15.738 \quad (89)$$

$$Z = 0 * \cos(83.869) - \sin(83.869) * (-3.982) \quad (90)$$

Para la componente imaginaria se tiene:

$$X = \cos(83.869) * 6.897 + \sin(83.869) * 0 \quad (91)$$

$$Y = 9.086 \quad (92)$$

$$Z = 0 * \cos(83.869) - 6.897 * \sin(83.869) \quad (93)$$

En la Tabla 47 se obtienen los valores finales del campo magnético en P6, así como también la suma resultante en la coordenada (0,1,29.12) producido por ambas.

**Tabla 47***Campo magnético RMS en P6 LT 500 kV.*

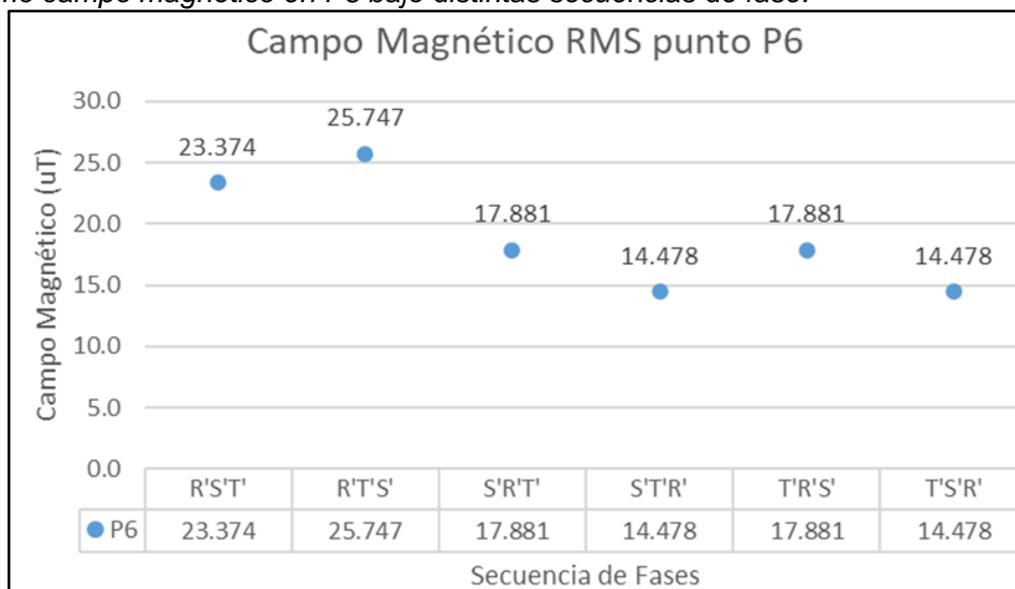
ID	Punto	Factor de terreno	Tensión (kV)	Bx-RE (uT)	Bx-IM (uT)	By-RE (uT)	By-IM (uT)	Bz-RE (uT)	Bz-IM (uT)	ER_M (uT)
P6	M	1.25	220	-0.43	0.74	15.74	9.09	3.9589	-6.8571	19.8406
P6	N	1.125	500	-0.6292	1.0898	5.4002	3.1178	0	0	6.3613
<b>P6</b>	<b>Total</b>	-	-	-1.05	1.83	10.34	5.97	3.96	-6.86	<b>14.478</b>

Nota: Fuente elaboración propia

El valor calculado en el punto crítico se encuentra muy por debajo de los valores límite establecidos en la Tabla 7, donde 416.70 uT es el límite dentro de los límites de la servidumbre y fuera de la servidumbre es 83.30 uT, en consecuencia, este efecto electromagnético no representa ninguna restricción para el diseño del cruce; sin embargo, se realiza la sensibilidad para diversas secuencias de fases y los resultados se encuentran en la Figura 26.

**Figura 26**

*Máximo campo magnético en P6 bajo distintas secuencias de fase.*



*Nota: Fuente elaboración propia*

Como resultado, se selecciona la secuencia de fases tipo S'T'R', debido a que se utilizó previamente para el cálculo del campo eléctrico, ya que, el campo magnético no genera ninguna restricción para la determinación del dimensionamiento en la zona de cruce.

### 5.2.3 Gradiente eléctrico

Es necesario realizar la evaluación de los niveles de campo eléctrico o gradiente superficial de los conductores de fase de la línea de transmisión proyectada de 220 kV, se realiza el cálculo y se considera el valor máximo, este valor será comparado con los límites permitidos, caso contrario se evaluará modificar la configuración horizontal adoptada en el vano para cruce. Los datos para el cálculo son mostrados en la Tabla 48.

**Tabla 48**

*Datos para calcular el gradiente superficial.*

Altura en (m s.n.m.)	Temperatura ambiental (°C)	Rugosidad del conductor (mc)	Factor por lluvia (ma)	Frecuencia (Hz)	Tensión nominal f-f (kV)
1000	20	0.85	0.8	60	220
Fase/Guarda	A (C1)	B (C2)	C (C3)	CG1	CG2
X (m)	8.00	0.00	-8.00	7.00	-7.00
Y (m)	36.00	36.00	36.00	42.00	42.00
Flecha (m)	17.83	17.83	17.83	15.15	15.15
Diámetro (mm)	32.00	32.00	32.00	13.30	11.11

Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.3.1 Gradiente crítico para inicio de corona.

La Ecuación 36 y Ecuación 37 permite calcular el campo crítico para inicio del efecto corona con los datos de la Tabla 48 y se reemplaza como sigue:

$$\delta = \left( \frac{298}{273 + 20} \right) * e^{-\frac{1000}{8150}} = 0.8996 \quad (94)$$

$$E_c^* = 30 * 0.85 * 0.8 * 0.8996 = 18.35 \text{ kVp/cm} \quad (95)$$

### 5.2.3.2 Gradiente eléctrico en la superficie de los conductores.

El gradiente eléctrico en la superficie de los conductores se calcula considerando una altura media de los conductores respecto del suelo, así como la tensión nominal entre fases, por lo que la Ecuación 23, compuesta por la matriz de potenciales de la Ecuación 24, Ecuación 25 y Ecuación 26 se obtiene la matriz de cargas mostrado a continuación:

$$[P] = \frac{1}{2 * \pi * \epsilon_0} * \begin{bmatrix} 9.169 & 1.540 & 1.233 & 1.965 & 1.685 \\ 1.540 & 9.349 & 1.965 & 1.233 & 1.685 \\ 1.233 & 1.965 & 8.011 & 1.156 & 1.810 \\ 1.965 & 1.233 & 1.156 & 8.011 & 1.810 \\ 1.685 & 1.685 & 1.810 & 1.810 & 8.011 \end{bmatrix} \text{ m/F} \quad (96)$$

$$[V] = \frac{220}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 1 \angle 240^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \\ 1 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \text{ kV} \quad (97)$$

$$[Q] = 2 * \pi * \epsilon_0 * \begin{bmatrix} 1.553 \angle - 89.2^\circ \\ 1.553 \angle 89.21^\circ \\ 19.615 \angle - 124.29^\circ \\ 19.622 \angle 124.28^\circ \\ 20.840 \angle 0.01^\circ \end{bmatrix} * C/m \quad (98)$$

Con la Ecuación 34 se determina el campo eléctrico en la superficie de todos los conductores y los resultados previamente calculados se requieren para estimar la carga en los conductores, se obtienen lo siguiente:

$$E_{s\_CG1} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (1.553 \angle - 89.2^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{13.3}{2000}\right)} * 1 = 233.52 \frac{kV}{m} = 2.34 \frac{kV}{cm} \quad (99)$$

$$E_{s\_CG2} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (1.553 \angle 89.21^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{11.11}{2000}\right)} * 1 = 274.24 \frac{kV}{m} = 2.74 \frac{kV}{cm} \quad (100)$$

$$E_{s\_C1} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (19.615 \angle - 124.29^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{32}{2000}\right)} * 1 = 1225.91 \frac{kV}{m} = 12.26 \frac{kV}{cm} \quad (101)$$

$$E_{s\_C2} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (19.622 \angle 124.28^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{32}{2000}\right)} * 1 = 1226.36 \frac{kV}{m} = 12.26 \frac{kV}{cm} \quad (102)$$

$$E_{s\_C3} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (20.840 \angle 0.01^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{32}{2000}\right)} * 1 = 1302.49 \frac{kV}{m} = 13.02 \frac{kV}{cm} \quad (103)$$

Los resultados anteriores deben ser comparados con la referencia de la Tabla 8 donde indica que, para la zona costera con altitud hasta 1000 m sobre el nivel del mar, el límite de gradiente superficial en conductores de fase no debe superar el valor de 16 kV/cm, el valor máximo calculado del diseño cumple de manera satisfactoria dicha restricción para todas las fases, incluso con cierto margen.

#### 5.2.4 Ruido audible

El cálculo del ruido audible producido por ambas líneas de transmisión se realiza en el punto crítico P3 mostrado en la Figura 19. Para el caso de la LT 220 kV se hace uso de la Ecuación 38 debido a que tiene 1 conductor por fase. Por otro lado, para la LT de 500 kV aplica la Ecuación 39 ya que presenta 4 conductores por fase.

Finalmente, la Ecuación 40 permite calcular la magnitud del ruido audible producido por todos los conductores de fase de ambas líneas en el punto crítico P3 de la intersección de servidumbres.

#### 5.2.4.1 Línea de transmisión proyectada 220 kV.

El ruido audible se calcula en el punto P3-“M”, depende principalmente del campo eléctrico en la superficie de los conductores, la cual se determinó en la Ecuación 64, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$E_{s_{CG1}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (1.183 \angle 28.29^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{13.3}{2000}\right)} * 1 = 177.92 \frac{kV}{m} = 1.78 \frac{kV}{cm} \quad (104)$$

$$E_{s_{CG2}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (1.161 \angle -148.29^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{11.11}{2000}\right)} * 1 = 208.96 \frac{kV}{m} = 2.09 \frac{kV}{cm} \quad (105)$$

$$E_{s_{C1}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (22.098 \angle -116.09^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{32}{2000}\right)} * 1 = 1381.10 \frac{kV}{m} = 13.81 \frac{kV}{cm} \quad (106)$$

$$E_{s_{C2}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (23.239 \angle -120.01^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{32}{2000}\right)} * 1 = 1452.42 \frac{kV}{m} = 14.52 \frac{kV}{cm} \quad (107)$$

$$E_{s_{C3}} = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * (22.094 \angle -3.91^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left(\frac{32}{2000}\right)} * 1 = 1380.86 \frac{kV}{m} = 13.81 \frac{kV}{cm} \quad (108)$$

El cálculo del ruido audible se realiza en punto P3 ubicado a 1.5 m respecto del nivel del suelo, adicionalmente, se ingresan datos como la ubicación y diámetro de los conductores de fase mostrado en la Tabla 37 y la pendiente del terreno es de -8.83° hacia el punto P3 conforme la Figura 18.

$$AN_{CG1} = 120 \log(1.78) + 55 \log\left(\frac{13.30}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.40 - 11.40 * \log(\sqrt{(7 - X_M)^2 + (21.54 - (\tan(-8.83^\circ) * X_M + 1.5))^2}) \quad (109)$$

$$AN_{CG2} = 120 \log(2.09) + 55 \log\left(\frac{11.11}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.40 * \\ * \log(\sqrt{(-7 - X_M)^2 + (21.54 - (\tan(-8.83^\circ) * X_M + 1.5))^2}) \quad (110)$$

$$AN_{C1} = 120 \log(13.81) + 55 \log\left(\frac{32}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \\ * \log(\sqrt{(8 - X_M)^2 + (11.54 - (\tan(-8.83^\circ) * X_M + 1.5))^2}) \quad (111)$$

$$AN_{C2} = 120 \log(14.52) + 55 \log\left(\frac{32}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \\ * \log(\sqrt{(0 - X_M)^2 + (11.54 - (\tan(-8.83^\circ) * X_M + 1.5))^2}) \quad (112)$$

$$AN_{C3} = 120 \log(13.81) + 55 \log\left(\frac{32}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \\ * \log(\sqrt{(-8 - X_M)^2 + (11.54 - (\tan(-8.83^\circ) * X_M + 1.5))^2}) \quad (113)$$

Los cálculos se realizan para diversos valores de “X<sub>M</sub>” en un rango de 40 m, y se genera la curva tipo campana de la Figura 27. El punto P3-“M” se ubicado en la intersección de los límites de la servidumbre de líneas de transmisión, para el caso de la LT 220 kV a 12.5 m de su eje, los resultados de ruido audible se presentan en la Tabla 49.

**Tabla 49**

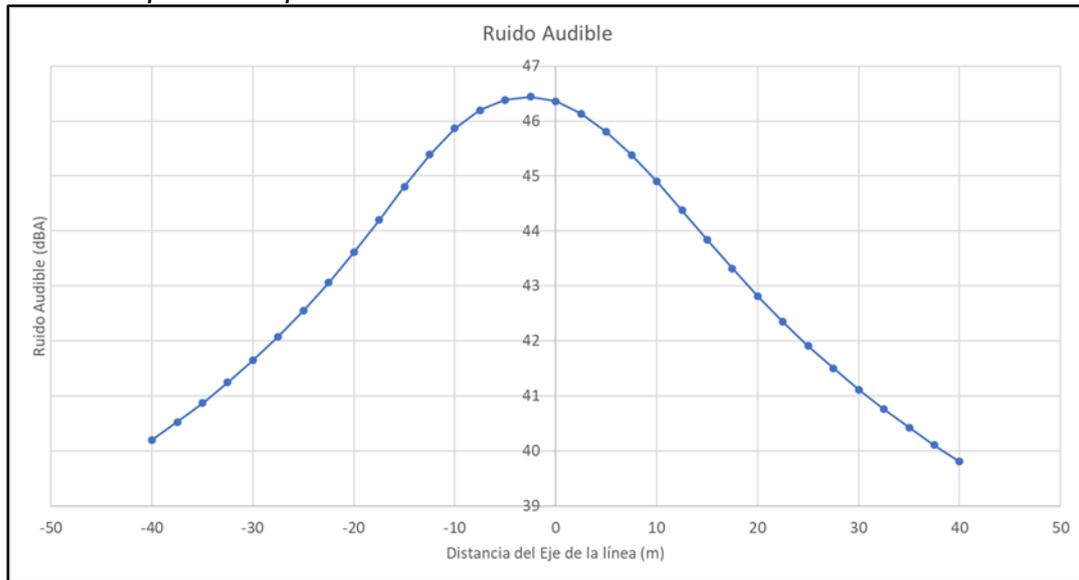
*Datos ruido audible LT 220 kV.*

ID	Xi (m)	Yi (m)	X <sub>M</sub> (m)	Y <sub>M</sub> (m)	Di (m)	di (cm)	Es_i (kV/cm)	An_i (dBA)
1	8	11.54	12.50	3.44	22.04	3.20	13.81	41.52
2	0	11.54	12.50	3.44	14.89	3.20	14.52	41.80
3	-8	11.54	12.50	3.44	9.26	3.20	13.81	37.22
4	7	21.54	12.50	3.44	26.60	1.33	1.78	-89.78
5	-7	21.54	12.50	3.44	18.92	1.11	2.09	-87.39

Nota: Fuente elaboración propia

**Figura 27**

*Ruido audible producido por la LT 220 kV.*



*Nota: Fuente elaboración propia*

El ruido audible producido por la línea de 220 kV en el punto “P3” se calcula mediante la suma logarítmica de la Ecuación 40 con los valores de la LT en estudio.

$$AN_{total} = 10 * \log(10^{41.52*0.1} + 10^{41.80*0.1} + 10^{37.22*0.1} + 10^{-89.78*0.1} + 10^{-87.39*0.1}) = 45.4 \text{ dBA} \quad (114)$$

A partir de los resultados, se puede apreciar que los cables de guarda pueden ser despreciados debido al exponente negativo.

#### **5.2.4.2 Línea de transmisión existente 500 kV.**

El cálculo de ruido audible se analiza en el vano involucrado en el cruce de líneas, esto se da entre las estructuras “E-586” y “E-587”, los valores de ingreso corresponden al gradiente superficial de los subconductores, para ello se considera los resultados de la Ecuación 71, la ubicación espacial de los conductores de fase y cables de guarda son mostrados en la Tabla 50. El cálculo para una LT de 500 kV involucra la configuración de los subconductores, compuesta por 4 conductores por fase con un espaciamiento 40 cm, en consecuencia, se halla el diámetro equivalente del haz mediante la Ecuación 26 y factor de corrección de forma de la Ecuación 35.

$$K_{sub} = \left( \frac{\left( \frac{26.14}{1000} \right) * (4 - 1)}{\frac{0.40}{\text{sen} \left( \frac{\pi}{4} \right)}} + 1 \right) * \left( \frac{1}{4} \right) = 0.285 \quad (115)$$

En seguida se procede a calcular el campo eléctrico superficial:

$$E_{s\_CG1} = \frac{2\pi\epsilon_0 * (8.308 \angle 34.73^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left( \frac{11.11}{2000} \right)} = 14.96 \frac{kV}{cm} \quad (116)$$

$$E_{s\_CG2} = \frac{2\pi\epsilon_0 * (8.533 \angle -154.75^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left( \frac{14.0}{2000} \right)} = 12.19 \frac{kV}{cm} \quad (117)$$

$$E_{s\_C1} = \frac{2\pi\epsilon_0 * (74.397 \angle -5.91^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left( \frac{26.14}{2000} \right)} * 0.285 = 16.20 \frac{kV}{cm} \quad (118)$$

$$E_{s\_C2} = \frac{2\pi\epsilon_0 * (80.417 \angle 119.97^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left( \frac{26.14}{2000} \right)} * 0.285 = 17.51 \frac{kV}{cm} \quad (119)$$

$$E_{s\_C3} = \frac{2\pi\epsilon_0 * (74.318 \angle -114.05^\circ)}{2 * \pi * \epsilon_0 * \left( \frac{26.14}{2000} \right)} * 0.285 = 16.19 \frac{kV}{m} \quad (120)$$

Se debe tener en consideración que el ruido audible se calcula en el punto crítico P3 y a 1.50 m del terreno, de la Tabla 38 aplica los datos de ubicación y diámetro de conductores, también, se requiere la pendiente del terreno en dirección del punto P3 que conforme la Figura 18 es de 4.51°.

$$AN_{CG1} = 120 * \log(14.96) + 55 * \log \left( \frac{11.11}{10} \right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \log \left( \sqrt{(9 - X_M)^2 + (38.85 - (\tan(4.51^\circ) * X_M - 1.5))^2} \right) \quad (121)$$

$$AN_{CG2} = 120 * \log(12.19) + 55 * \log \left( \frac{14.00}{10} \right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \log \left( \sqrt{(-9 - X_M)^2 + (38.85 - (\tan(4.51^\circ) * X_M - 1.5))^2} \right) \quad (122)$$

$$AN_{C1} = 120 * \log(16.20) + 55 * \log\left(\frac{26.14}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \log(\sqrt{(-11 - X_M)^2 + (32.47 - (\tan(4.51^\circ) * X_M - 1.5))^2}) \quad (123)$$

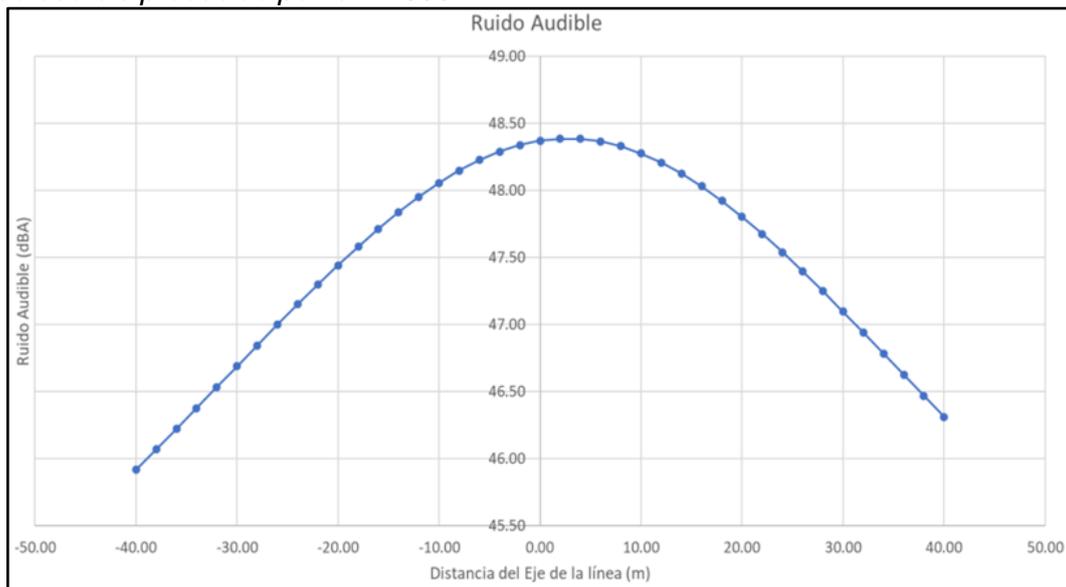
$$AN_{C2} = 120 * \log(17.51) + 55 * \log\left(\frac{26.14}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \log(\sqrt{(0 - X_M)^2 + (32.47 - (\tan(4.51^\circ) * X_M - 1.5))^2}) \quad (124)$$

$$AN_{C3} = 120 * \log(16.19) + 55 * \log\left(\frac{26.14}{10}\right) + \frac{1000}{300} - 115.4 - 11.4 * \log(\sqrt{(11 - X_M)^2 + (32.47 - (\tan(4.51^\circ) * X_M - 1.5))^2}) \quad (125)$$

Entonces, se realiza la variación para diversos valores del eje “X<sub>M</sub>”, dentro de un rango de 40 m de ancho y se obtiene la curva de ruido audible de la Figura 28.

**Figura 28**

*Ruido audible producido por la LT 500 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 50**

*Datos ruido audible LT 500 kV.*

ID	Xi (m)	Yi (m)	X <sub>M</sub> (m)	Y <sub>M</sub> (m)	Di (m)	di (cm)	Es <sub>i</sub> (kV/cm)	An <sub>i</sub> (dBA)
1	-11	32.47	32.00	4.02	51.56	2.61	16.20	39.41
2	0	32.47	32.00	4.02	42.82	2.61	17.51	44.39
3	11	32.47	32.00	4.02	35.36	2.61	16.19	41.22
4	9	38.85	32.00	4.02	41.74	1.11	14.96	12.95
5	-9	38.85	32.00	4.02	53.79	1.40	12.19	6.56

Nota: Fuente elaboración propia

Para el punto P3-“N”, el ruido audible producido por la línea de 500 kV se calcula mediante la suma logarítmica de la Ecuación 40 como se muestra a continuación:

$$AN_{total} = 10 * \log(10^{39.41*0.1} + 10^{44.39*0.1} + 10^{41.22*0.1} + 10^{12.95*0.1} + 10^{6.56*0.1})$$

$$= 46.94 \text{ dBA} \quad (126)$$

#### **5.2.4.3 Interacción.**

El punto P3 representa la zona crítica, es por ello que se calcula la interacción de ruido audible producido por ambas líneas de transmisión, el procedimiento involucra realizar la suma logarítmica producido por cada conductor de línea. Se presenta la Ecuación 40 que aplica los resultados obtenidos en la Tabla 49 y Tabla 50.

$$AN_{total} = 10 * \log(10^{41.52*0.1} + 10^{41.80*0.1} + 10^{37.22*0.1} + 10^{-89.78*0.1}$$

$$+ 10^{-87.39*0.1} + 10^{39.41*0.1} + 10^{44.39*0.1} + 10^{41.22*0.1} + 10^{12.95*0.1}$$

$$+ 10^{6.56*0.1}) = 49.25 \text{ dBA} \quad (127)$$

En seguida se compara los valores límite establecidos en la Tabla 9 según el entorno donde se ubica el cruce de líneas; es una zona desértica; sin embargo, el valor calculado no supera los límites residencial, comercial e industrial, asumiendo para este caso el tipo industrial.

En conclusión, el valor calculado se encuentra muy por debajo del valor límite crítico, que para este caso de 70 dBA.

#### **5.2.5 Radio interferencia**

Es relevante realizar el análisis de los niveles de radio interferencia en el límite de la servidumbre y a una altura de 2 metros del suelo, debido a que cualquier dispositivo receptor de radio ubicado en esa área producirá una interferencia que dificultará la correcta comunicación a través de las ondas de radio con frecuencia menor a 1 MHz. El cruce de líneas intensifica dicho efecto y se calcula con la Ecuación 41 y Ecuación 42.

### 5.2.5.1 Línea de transmisión proyectada 220 kV.

La radio interferencia producida en "P3-M" requiere del gradiente superficial en conductores o subconductores de fase que se calcularon previamente en el ítem 5.2.4.1, para el conductor C1, C2 y C3 se obtiene de la Ecuación 106, Ecuación 107 y la Ecuación 108, respectivamente. Los datos geométricos se extraen de la Tabla 37, entonces, se obtiene la siguiente expresión:

$$RI_{C1} = 3.5 * 13.81 + 6 * 3.2 - 33 * \log \left( \frac{\sqrt{(8 - X_M)^2 + (11.54 - (2 + X_M * \tan(-8.83^\circ)))^2}}{20} \right) - 30 \quad (128)$$

$$RI_{C2} = 3.5 * 14.52 + 6 * 3.2 - 33 * \log \left( \frac{\sqrt{(0 - X_M)^2 + (11.54 - (2 + X_M * \tan(-8.83^\circ)))^2}}{20} \right) - 30 \quad (129)$$

$$RI_{C3} = 3.5 * 13.81 + 6 * 3.2 - 33 * \log \left( \frac{\sqrt{(-8 - X_M)^2 + (11.54 - (2 + X_M * \tan(-8.83^\circ)))^2}}{20} \right) - 30 \quad (130)$$

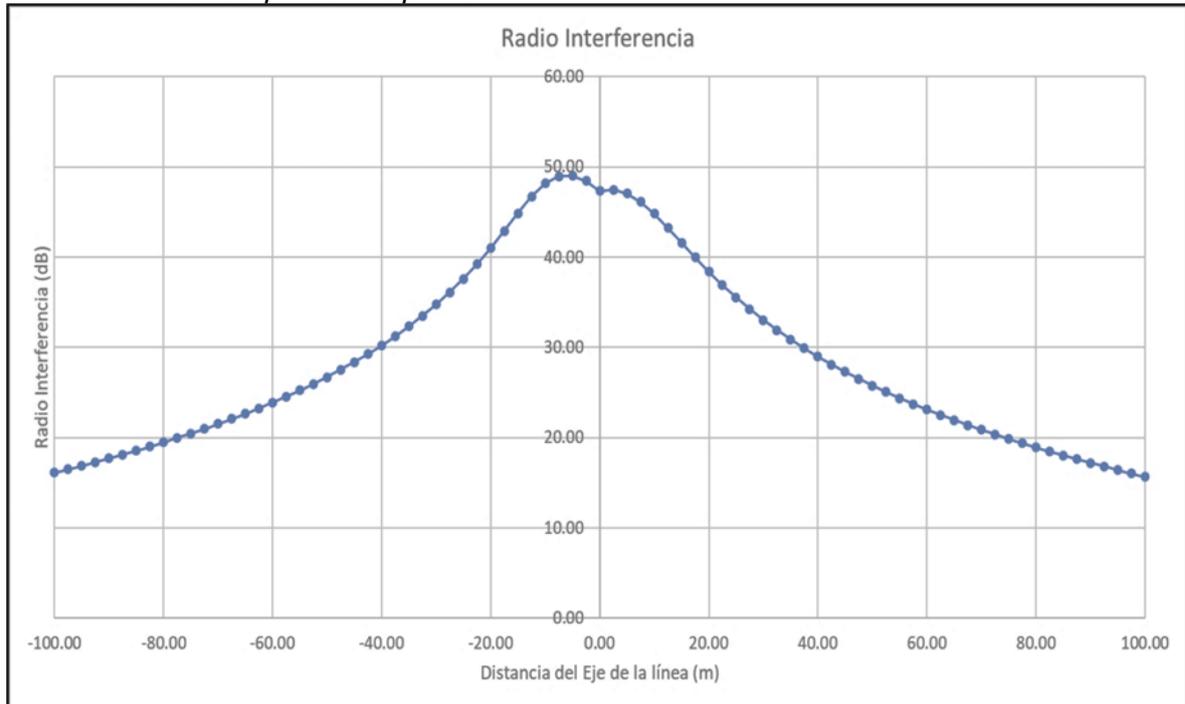
El punto "P3-M" está situado en el eje "X" a una distancia de -12.5 m, la radio interferencia  $RI_{C1}$ ,  $RI_{C2}$  y  $RI_{C3}$  producida por cada conductor es 36.26 dB, 44.52 dB y 49.25 dB respectivamente, la diferencia entre estos valores calculados es mayor a 3 dB, por lo tanto, se consideran los 2 valores más altos y se promedia conforme la Ecuación 42, teniendo en cuenta la corrección adicional por altura respecto del nivel del mar.

$$RI_{total} = 0.5 * (49.25 + 44.52) + 1.5 + \frac{1000}{300} - 5 = 46.72 \text{ dB} \quad (131)$$

Para obtener la curva, se realiza la variación de  $X_M$  en un ancho de 100 m a cada lado del eje y se obtiene los resultados de la Figura 29.

**Figura 29**

*Radio Interferencia producida por la LT 220 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

### **5.2.5.2 Línea de transmisión proyectada 500 kV.**

La radio interferencia producida por la Línea de 500 kV en el punto crítico “P3-N” requiere el campo eléctrico en la superficie de los conductores de fase calculados en el ítem 5.2.4.2, es por ello que para el conductor C1 se obtiene de la Ecuación 118, para C2 la Ecuación 119 y para el conductor C3 la Ecuación 120. Los datos geométricos se extraen de la Tabla 37 y la ubicación de los conductores de la Tabla 38. En consecuencia, se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$RI_{C1} = 3.5 * 16.2 + 6 * 2.61 - 33 * \log \left( \frac{\sqrt{(-11 - X_N)^2 + (32.47 - (2 + X_N * \tan(4.51^\circ)))^2}}{20} \right) - 30 \quad (132)$$

$$RI_{C2} = 3.5 * 17.5 + 6 * 2.61 - 33 * \log \left( \frac{\sqrt{(0 - X_N)^2 + (32.47 - (2 + X_N * \tan(4.51^\circ)))^2}}{20} \right) - 30 \quad (133)$$

$$RI_{C3} = 3.5 * 16.2 + 6 * 2.61 - 33 * \log\left(\frac{\sqrt{(11 - X_N)^2 + (32.47 - (2 + X_N * \tan(4.51^\circ)))^2}}{20}\right) - 30 \quad (134)$$

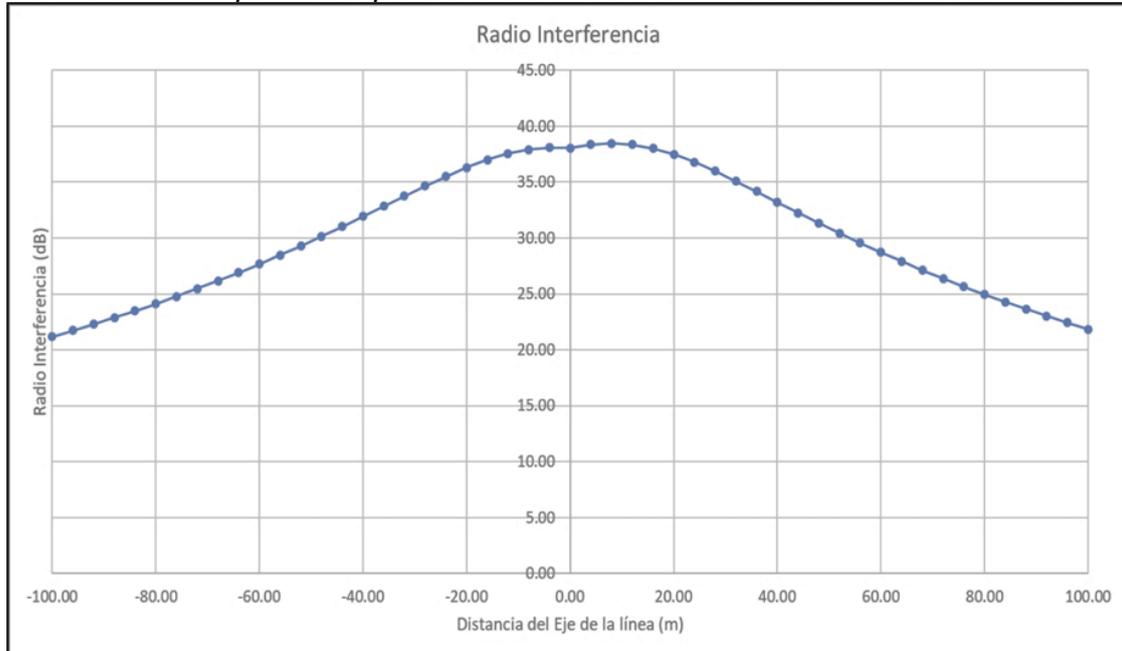
Donde, "P3-N" está situado en el eje "X" a una distancia de 32 m, la radio interferencia  $RI_{C1}$ ,  $RI_{C2}$  y  $RI_{C3}$  generada por cada conductor es 28.90 dB, 36.19 dB y 34.33 dB respectivamente; la diferencia entre estas mediciones supera los 3 dB, por lo tanto, se consideran los valores dos valores más altos y se realiza un promedio como se muestra en la Ecuación 42, teniendo en cuenta también la corrección adicional por la altitud de 1000 metros sobre el nivel del mar.

$$RI_{total} = 0.5 * (36.19 + 34.33) + 1.5 + \frac{1000}{300} - 5 = 35.09 \text{ dB} \quad (135)$$

En el punto "P3-N" se realiza la variación de  $X_N$  en un ancho de 100 m a cada lado del eje y se obtiene los resultados de la Figura 30.

**Figura 30**

*Radio interferencia producida por la LT 500 kV.*



Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.5.3 Interacción.

La evaluación en el punto crítico P3 se basa en el criterio de seleccionar los dos valores más altos de interferencia de radio, siempre y cuando la diferencia entre ellos sea

mayor a 3 dB. De acuerdo con los resultados obtenidos en los ítems 5.2.5.1 y 5.2.5.2, los dos valores más altos corresponden a la línea proyectada de 220 kV:  $RI_{C2}$  con un valor de 44.52 dB y  $RI_{C3}$  con un valor de 49.25 dB. Por lo tanto, el resultado se obtiene aplicando también la Ecuación 131. Este valor se debe comparar con el límite establecido, el cual se determina utilizando la relación señal-ruido de la Ecuación 59 de la siguiente manera:

$$SNR = Signal - 46.7 = 66 - 46.7 = 19.3 \quad (136)$$

El resultado final se ubica en la Figura 10 y corresponde a la categoría D2, lo que significa que se puede oír claramente los mensajes, en consecuencia, el cruce supera satisfactoriamente la prueba de la radio interferencia.

### **5.2.6 Inducción electrostática**

Este efecto se produce en la zona de cruce debido al campo eléctrico producido por la línea energizada de 500 kV sobre los conductores desenergizados de la LT 220 kV cuando los seccionadores a tierra en las subestaciones extremas se encuentran en apertura.

El cálculo de la tensión inducida permite prever el grado de protección del personal de mantenimiento para evitar una posible electrocución, para ello se utiliza la Ecuación 46 y Ecuación 47, los cuales permiten rotar las coordenadas del segmento "i" al sistema de coordenadas de la LT 500 kV, la Ecuación 48 y Ecuación 49 permite calcular la carga en el segmento "i".

En la Figura 31 se muestra la recomendación para formar la matriz de potenciales, se caracteriza por presentar dos zonas, la primera corresponde a la zona constante, aquí se agrupan los conductores energizados y la segunda zona agrupa a los conductores de la línea desenergizada, comenzando por el segmento "i" de los cables de guarda y finaliza en los conductores.

Los datos necesarios de la LT de 220 kV y 500 kV son mostrados en la Tabla 51, finalmente, los datos principales en la zona de cruce de líneas en la Tabla 52.

**Tabla 51**

*Datos tensión inducida electrostática.*

		Conductor	1R	1T	1S	G1	G2
LT 500 kV energizada	X (m)		-11.00	0.00	11.00	9.00	-9.00
	Y (m)		32.47	32.47	32.47	38.85	38.85
	Diámetro (mm)		26.14	26.14	26.14	11.11	14.00
	Conductores por fase		4	4	4	1	1
	Espaciamiento (m)		0.40	0.40	0.40	0.00	0.00
	Tensión f-f (kV)		$550/\sqrt{3}$	$550/\sqrt{3}$	$550/\sqrt{3}$	0	0
	Ángulo de fase (°)		0	120	240	0	0
		Conductor	1C	2C	3C	G3	G4
LT 220 kV desenergizada	X' (m)		8.00	0.00	-8.00	7.00	-7.00
	Y (m)		11.54	11.54	11.54	21.54	21.54
	Diámetro (mm)		32.00	32.00	32.00	13.30	11.11
	Tensión f-f (kV)		0	0	0	0	0
	Ángulo de fase (°)		0	0	0	0	0

Nota: Fuente elaboración propia

**Tabla 52**

*Datos zona de cruce.*

Datos de la zona de cruce		
Ángulo (Θ)	Ángulo del cruce de líneas	83.869 °
Z <sub>0</sub>	Distancia del punto de cruce a estructura más cercana	29.12 m
b	Longitud de vano de un lado del cruce por Z <sub>0</sub>	764 m
c	Longitud de vano del otro lado del cruce por Z <sub>0</sub>	486 m
a	Longitud del segmento de vano de la línea desenergizada	12.5 m

Nota: Fuente elaboración propia

Como punto de partida se inicia sustituyendo los valores de las tablas precedentes y obtener las coordenadas del segmento genérico “i” de la LT desenergizada, esto facilita las operaciones ya que se encuentra en el mismo sistema de coordenadas de la línea energizada.

$$z_i = 29.12 + \cos(83.87) * 764 - \frac{(2 * i - 1) * \cos(83.87) * (764 + 486)}{\left(\frac{764 + 486}{12.5}\right) * 2} - x'_i * \sin(83.87) \quad (137)$$

$$x_i = \left(764 - \frac{(2 * i - 1) * (764 + 486)}{\left(\frac{764 + 486}{12.5}\right) * 2}\right) * \sin(83.87) + x'_i * \cos(83.87) \quad (138)$$

**Figura 31**

*Esquema de matriz para inducción electrostática.*

	Conductores LT Energizados			Cables de guarda LT energizada		Cables de guarda LT desenergizada		Conductores de fase LT desenergizada		
	1R	1T	1S	G1	G2	G3	G4	1C	2C	3C
1R	5.86	1.79	1.14	1.26	2.37	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
1T	1.79	5		1.87	1.87	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
1S	1.14	1	1	2.37	1.26	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
G1	1.26	1.87	2.37	9.55	1.49	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
G2	2.37	1.87	1.26	1.49	9.31	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
G3	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	8		1.19	1.02	0.70
G4	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	1		0.70	1.02	1.19
1C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.19	0.70	7.27	1.12	0.56
2C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02	1.02	1.12	7.27	1.12
3C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70	1.19	0.56	1.12	7.27

Nota: Fuente elaboración propia

El factor "x'" depende de la posición del conductor a analizar en caso de la línea desenergizada, en consecuencia, toma los valores de 8 m, 0 m, -8 m, 7 m y -7 m.

Debido a la gran cantidad de segmentos se muestra los resultados del cálculo de tensión inducida en el segmento i=55.

$$[P]_{55} = \begin{bmatrix} 5.858 & 1.790 & 1.137 & 1.261 & 2.368 & 0.136 & 0.140 & 0.075 & 0.076 & 0.077 \\ 1.790 & 5.858 & 1.790 & 1.874 & 1.874 & 0.168 & 0.173 & 0.093 & 0.094 & 0.096 \\ 1.137 & 1.790 & 5.858 & 2.368 & 1.261 & 0.212 & 0.219 & 0.118 & 0.120 & 0.123 \\ 1.261 & 1.874 & 2.368 & 9.546 & 1.489 & 0.228 & 0.236 & 0.126 & 0.129 & 0.131 \\ 2.368 & 1.874 & 1.261 & 1.489 & 9.315 & 0.162 & 0.166 & 0.089 & 0.090 & 0.092 \\ 0.140 & 0.168 & 0.212 & 0.228 & 0.162 & 8.776 & 1.174 & 1.192 & 1.019 & 0.701 \\ 0.136 & 0.173 & 0.219 & 0.236 & 0.166 & 1.174 & 8.956 & 0.701 & 1.019 & 1.192 \\ 0.075 & 0.093 & 0.118 & 0.126 & 0.089 & 1.192 & 0.701 & 7.274 & 1.116 & 0.563 \\ 0.076 & 0.094 & 0.120 & 0.129 & 0.090 & 1.019 & 1.019 & 1.116 & 7.274 & 1.116 \\ 0.077 & 0.096 & 0.123 & 0.131 & 0.092 & 0.701 & 1.192 & 0.563 & 1.116 & 7.274 \end{bmatrix} \quad (139)$$

La matriz de capacitancias es igual a la inversa de la matriz de potenciales mostrado en la Ecuación 48, donde solo se consideran los conductores de fase y cables de guarda,

de las primeras 7 filas y columnas, entonces se procede con el cálculo de la matriz de cargas con la Ecuación 49.

$$[C]_{55} = -1 * \begin{bmatrix} 0.205 & -0.042 & -0.014 & -0.009 & -0.040 & -0.001 & -0.001 \\ -0.042 & 0.211 & -0.042 & -0.022 & -0.022 & -0.001 & -0.001 \\ -0.014 & -0.042 & 0.204 & -0.039 & -0.009 & -0.002 & -0.002 \\ -0.009 & -0.022 & -0.039 & 0.121 & -0.007 & -0.001 & -0.001 \\ -0.040 & -0.022 & -0.009 & -0.007 & 0.124 & -0.001 & -0.001 \\ -0.001 & -0.001 & -0.002 & -0.001 & -0.001 & -0.116 & -0.015 \\ -0.001 & -0.001 & -0.002 & -0.001 & -0.001 & -0.015 & 0.114 \end{bmatrix} \quad (140)$$

$$[Q]_{55} = [C]_{55} * \frac{1}{\sqrt{3}} * \begin{bmatrix} 550 \angle 0^\circ \\ 550 \angle 120^\circ \\ 550 \angle 240^\circ \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 74 - 7.67 * j \\ -40.18 + 69.66 * j \\ -31.30 - 67.88 * j \\ 6.82 + 4.72 * j \\ -7.72 - 3.65 * j \\ 0.28 + 0.32 * j \\ 0.29 + 0.33 * j \end{bmatrix} \quad (141)$$

Por último, se extrae la matriz de potenciales de las tres últimas filas y las siete primeras columnas de la siguiente ecuación, debido a que representa los potenciales entre los conductores de fase y los cables de guarda hacia los conductores desenergizados de la línea de transmisión 220 kV que realiza el cruce por la parte inferior de la línea existente de 500 kV.

$$[V_{ind}]_{55} = \begin{bmatrix} 0.07 & 0.09 & 0.12 & 0.13 & 0.09 & 1.19 & 0.70 \\ 0.08 & 0.09 & 0.12 & 0.13 & 0.09 & 1.02 & 1.02 \\ 0.08 & 0.10 & 0.12 & 0.13 & 0.09 & 0.70 & 1.19 \end{bmatrix} * [Q]_{55} \quad (142)$$

$$= \begin{bmatrix} -1.057 - 1.213 * j \\ -1.056 - 1.209 * j \\ -1.138 - 1.302 * j \end{bmatrix}$$

De igual modo se calcula para los “n” segmentos, en este caso se optó por segmentar el vano en 100 partes, mediante la Ecuación 51 se determina la tensión inducida total de los “n” segmentos a lo largo de cada fase en la zona de cruce.

$$V_{ind_{1c}} = \sqrt{\left(\frac{9.81}{100}\right)^2 + \left(\frac{-17.60}{100}\right)^2} = 0.202 \text{ kV} \quad (143)$$

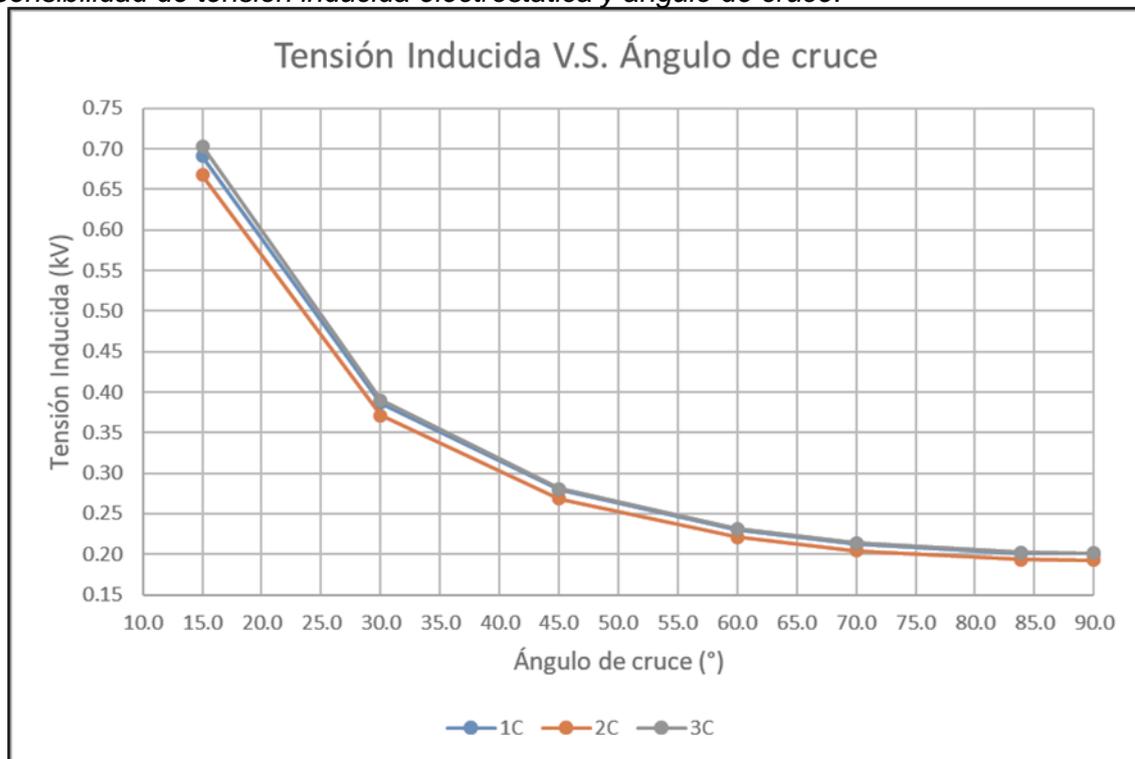
$$V_{ind\_2C} = \sqrt{\left(\frac{9.33}{100}\right)^2 + \left(\frac{-16.95}{100}\right)^2} = 0.193 \text{ kV} \quad (144)$$

$$V_{ind\_3C} = \sqrt{\left(\frac{9.66}{100}\right)^2 + \left(\frac{-17.77}{100}\right)^2} = 0.202 \text{ kV} \quad (145)$$

A continuación, en la Figura 32 se muestran los resultados de la sensibilidad ante el efecto del ángulo de cruce y se observa que a partir de los 45° hasta los 90°, aproximadamente se genera una tensión inducida similar.

**Figura 32**

*Sensibilidad de tensión inducida electrostática y ángulo de cruce.*



Nota: Fuente elaboración propia

### 5.2.7 Inducción electromagnética

El efecto de la tensión inducida por el campo magnético de la LT energizada existente de 500 kV sobre los conductores desenergizados de la LT 220 kV se manifiesta en todo momento mientras los seccionadores a tierra en las subestaciones extremas se encuentren cerradas o cuando el vano desenergizado en el cruce se encuentre conectada a la puesta a tierra temporal

La componente real e imaginaria de la tensión inducida se calcula mediante la Ecuación 52 y Ecuación 53, los cuales requieren de los factores de la Ecuación 54, Ecuación 55, Ecuación 56 y Ecuación 57.

Los datos geométricos de la estructura de la LT desenergizada de 220 kV son tomados de la Tabla 51, y para la LT energizada de 500 kV, de la Tabla 44 y Tabla 51. La información requerida del vano para cruce se extrae se encuentra en la Tabla 52.

La Ecuación 46 y Ecuación 47 permite calcular la ubicación relativa de cada segmento "i" de la línea energizada.

Reemplazando los valores:

$$\varepsilon_{i\_Re} = cte * (-k_2 * \text{sen}(120^\circ) - k_3 * \text{sen}(240^\circ)) \quad (146)$$

$$\varepsilon_{i\_Im} = cte * j * (k_1 + k_2 * \text{cos}(120^\circ) + k_3 * \text{cos}(240^\circ)) \quad (147)$$

$$cte = 4\pi * 10^{-7} * 60 * 1616.6 \quad (148)$$

$$k_{1R\_i} = \text{Ln} \left( \frac{1}{\sqrt{(X_{1C\_i} - X_{1R})^2 + (Y_{1C} - Y_{1R})^2}} \right) \quad (149)$$

$$k_{1S\_i} = \text{Ln} \left( \frac{1}{\sqrt{(X_{1C\_i} - X_{1S})^2 + (Y_{1C} - Y_{1S})^2}} \right) \quad (150)$$

$$k_{1T\_i} = \text{Ln} \left( \frac{1}{\sqrt{(X_{1C\_i} - X_{1T})^2 + (Y_{1C} - Y_{1T})^2}} \right) \quad (151)$$

A continuación, se lleva a cabo el ejemplo para el segmento "i" con un valor de 55 para el conductor desenergizado 1C.

$$\varepsilon_{55\_Re} = cte * (-k_2 * \text{sen}(120^\circ) - k_3 * \text{sen}(240^\circ)) = -0.0140 \text{ V} \quad (152)$$

$$\varepsilon_{55_{Im}} = cte * j * (k_1 + k_2 * \cos(120^\circ) + k_3 * \cos(240^\circ)) = -0.0224 V \quad (153)$$

$$cte = 4\pi * 10^{-7} * 60 * 1616.6 = 0.1219 \quad (154)$$

$$x_{55} = \left( 764 - \frac{(2 * 55 - 1)(764 + 486)}{\left(\frac{764 + 486}{12.5}\right) * 2} \right) * \text{sen}(83.869) + 8 * \cos(83.869) = 8.56 \quad (155)$$

$$k_{1R_{55}} = \text{Ln} \left( \frac{1}{\sqrt{(83.13 - (-11))^2 + (11.54 - 32.47)^2}} \right) = -4.569 \quad (156)$$

$$k_{1S_{55}} = \text{Ln} \left( \frac{1}{\sqrt{(83.13 - 11)^2 + (11.54 - 32.47)^2}} \right) = -4.319 \quad (157)$$

$$k_{1T_{55}} = \text{Ln} \left( \frac{1}{\sqrt{(82.28 - 0)^2 + (11.54 - 32.47)^2}} \right) = -4.451 \quad (158)$$

De igual modo, se realiza el cálculo para los “n” segmentos, se optó por dividir el vano en 100 partes a lo largo del tramo y utilizando la Ecuación 58 se determina la tensión inducida total en cada fase desenergizada.

$$\varepsilon_{ind_{1C}} = \sqrt{\left(\frac{0.0407}{100}\right)^2 + \left(\frac{-0.0746}{100}\right)^2} * (764 + 486) * \cos(83.869) = 0.113 V \quad (159)$$

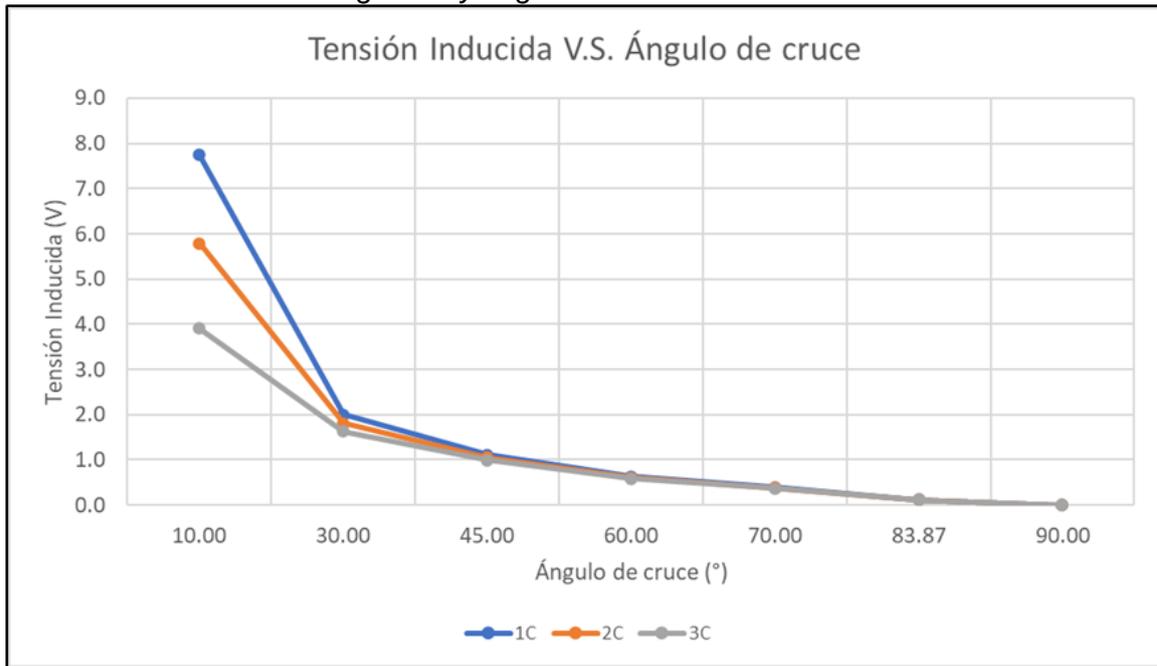
$$\varepsilon_{ind_{2C}} = \sqrt{\left(\frac{-0.0405}{100}\right)^2 + \left(\frac{-0.0741}{100}\right)^2} * (764 + 486) * \cos(83.869) = 0.113 V \quad (160)$$

$$\varepsilon_{ind_{3C}} = \sqrt{\left(\frac{0.0402}{100}\right)^2 + \left(\frac{-0.0737}{100}\right)^2} * (764 + 486) * \cos(83.869) = 0.012 V \quad (161)$$

Al realizar la sensibilidad de la tensión inducida considerando diversos ángulos de cruce, se obtiene la Figura 33.

**Figura 33**

*Tensión inducida electromagnética y ángulo de cruce.*



*Nota: Fuente elaboración propia*

Con ello se demuestra que las tensiones inducidas son similares para ángulos entre 45° y 90°. El orden de magnitud de las tensiones inducidas de origen electromagnético es de 1 V en los conductores energizados de la LT 220 kV.

## Capítulo VI. Análisis y discusión de resultados

### 6.1 Resumen de resultados

El resumen de resultados obtenidos en los ítems 5.1 y 5.2 del capítulo V, son mostrados en la Tabla 53.

**Tabla 53**

*Resumen de resultados.*

ID	Descripción	Requerido		Aplicado		Un.	Holgura		Estado
		Mín.	Max.	Mín.	Max.		Diferencia	%	
1	Distancias al terreno	7.50	-	11.54	-	m	4.04	54%	Cumple
2	Distancias en cruce de fases	9.00	-	16.49	-	m	7.49	83%	Cumple
3	Distancias en cruce conductor-cable de guarda	6.50	-	8.28	-	m	1.78	27%	Cumple
4	Campo eléctrico en punto P3	-	4.20	1.55	3.89	kV/m	2.65/0.31	63%/7%	Cumple
5	Campo eléctrico en punto P5	-	8.30	1.40	-	kV/m	6.90	83%	Cumple
6	Campo magnético en punto P6	-	416.70	14.48	25.75	uT	390.95	94%	Cumple
7	Gradiente eléctrico en vano para cruce	-	16.00	12.26	13.02	kV/cm	2.98	19%	Cumple (*)
8	Ruido audible en punto P3	70.00	80.00	-	49.25	dB	20.75	30%	Cumple
9	Radio interferencia en punto P3	10.00	30.00	19.30	-	dB	9.30	93%	Cumple
10	Inducción electrostática	-	-	0.19	0.20	kV			(**)
11	Inducción electromagnética	-	-	0.11	0.11	V			(**)

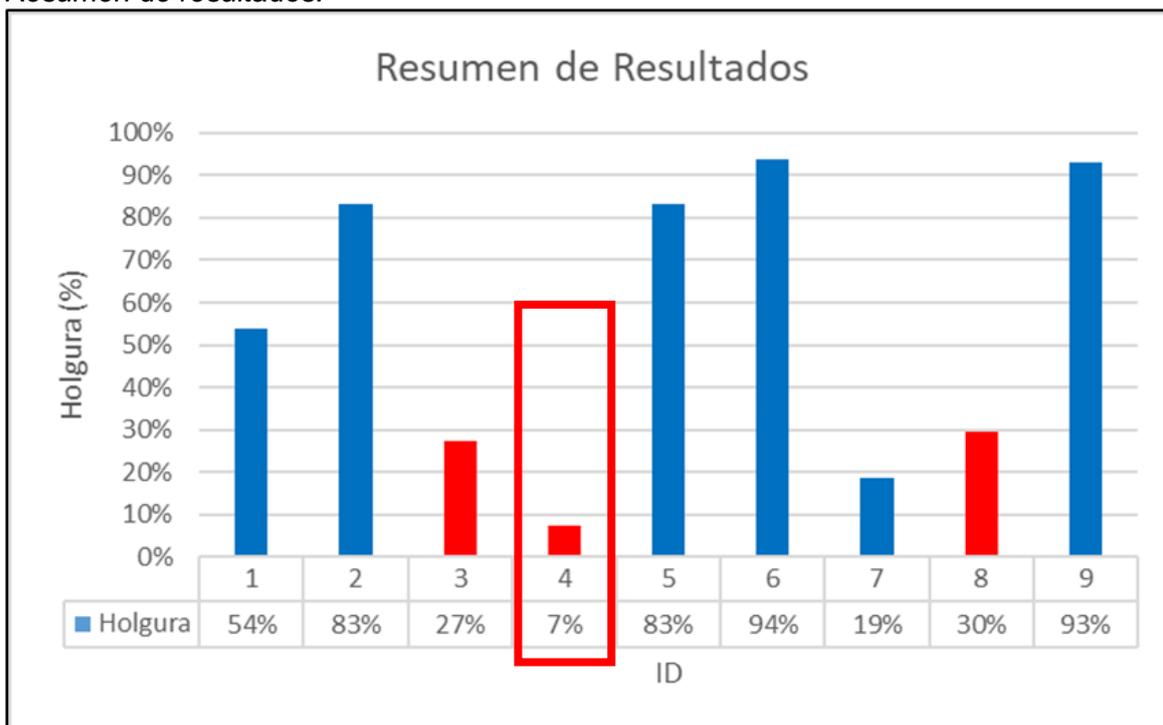
*Nota: Fuente elaboración propia. (\*) La holgura aplicada para el gradiente superficial conforme las buenas prácticas de ingeniería son del 5%. (\*\*) Son valores estimados para la seguridad del personal y sus equipos de protección personal durante el montaje y mantenimiento de la línea de transmisión proyectada de 220 kV.*

## 6.2 Análisis y discusión de resultados

Para el análisis de los resultados, se presenta la Figura 34, donde visualmente se aprecia los resultados del dimensionamiento y efectos electromagnéticos respecto de límites permitidos y la holgura obtenida.

**Figura 34**

*Resumen de resultados.*



*Nota: Se consideró graficar la holgura del campo eléctrico más desfavorable de 7%, si se tomara en cuenta el óptimo, la holgura se incrementa al 63%. Todos los demás resultados corresponden a los resultados basados en el campo eléctrico óptimo o de mayor holgura (63%). Fuente elaboración propia*

Se observa que son tres los aspectos críticos y son los siguientes

- Distancia vertical en la zona de cruce entre los conductores de la LT 500 kV y los cables de guarda de la LT 220 kV.
- Campo eléctrico en la zona de cruce de servidumbres de ambas líneas de transmisión.
- Ruido audible en la zona de cruce de servidumbres de ambas líneas de transmisión.

Determinar el campo eléctrico en la zona de cruce de servidumbres representa la ruta crítica en para la validación del dimensionamiento del cruce ya que adoptar una secuencia de fases adecuada permite optimizar el valor calculado.

El ruido audible depende directamente del campo eléctrico, entonces, a menor campo eléctrico este efecto electromagnético incrementa su holgura respecto del límite permitido.

Finalmente, la holgura del campo eléctrico se optimiza seleccionando adecuadamente la secuencia de fases, por lo que pasa de una holgura de 7% a 63% considerando una óptima secuencia de fases.

## Conclusiones

Los efectos electromagnéticos dependen de la geometría de las estructuras para el cruce de líneas, por lo que algún cambio en las torres influye directamente en los cálculos.

Es posible determinar la secuencia de fases que permite reducir los niveles de campo eléctrico en la zona de cruce de servidumbres, por lo que las distancias para el dimensionamiento de cruce de líneas son verificadas.

Al desenergizar la línea de 220 kV, la tensión inducida representativa en magnitud es la de origen electrostático, sin embargo, este efecto se minimiza con el cierre de seccionadores a tierra en las subestaciones extremas; a partir de ese momento, la de origen electromagnético se manifiesta y su magnitud es del orden de 1 V.

El ángulo de cruce adecuado es aquel que reduce las tensiones inducidas y se encuentra entre 45° y 90°.

## **Recomendaciones**

Para el análisis de otros casos de cruce, será suficiente evaluar el campo eléctrico en los puntos críticos para determinar la secuencia de fases óptima.

Se recomienda coincidir el montaje de este tramo para cruce de líneas, cuando la línea existente se encuentre desenergizada o en mantenimiento para mitigar las tensiones inducidas.

En caso de realizar el cruce por debajo, este se facilita mediante una disposición horizontal de conductores y cerca de alguna de las estructuras existentes.

## Referencias bibliográficas

- Bautista, J. (2009). *Líneas de transmisión de potencia aspectos mecánicos conductores y soportes* (Pre Edición).
- Bautista, J. (2021). *Notas de clase del curso líneas de transmisión*.
- CESEL. (2012). *Anteproyecto LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo y subestaciones*.
- CIBRE Working Group B2. (2017). *Overhead Lines*. <http://www.springer.com/series/15209>
- COES PR-20. (2021). *Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN*. <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- EPRI. (2005). *AC transmission line reference book-200 kV and above*. [www.epri.com](http://www.epri.com)
- Horton, R., Halpin, M., Member, S., & Wallace, K. (2006). *Induced Voltage in Parallel Transmission Lines Caused by Electric Field Induction*.
- IEC CISPR TR 18. (2017). *Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment*.
- ISA Transmantaro. (2015). *Informe de diseño de la línea de transmisión a 500 kV Colcabamba-Poroma-Yarabamba-Montalvo*.
- Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J. F., & Kaintzyk, U. (2003). *Overhead Power Lines, Planning, Design and Construction*. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-97879-1>
- LUCEAL Ingenieros. (2021). *Expediente de Ingeniería EPO CSF Solimana*.
- MINEM. (2006). *Código Nacional de Electricidad (Utilización)*. [https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898623/C%C3%B3digo\\_Nacional\\_de\\_Electricidad\\_Utilizaci%C3%B3n\\_.pdf](https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898623/C%C3%B3digo_Nacional_de_Electricidad_Utilizaci%C3%B3n_.pdf)
- MINEM. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro)*. <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/R%20M%20%20y%20CNE%202011.pdf>
- OSINERMIN. (2020). *Ficha técnica LT 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo*.

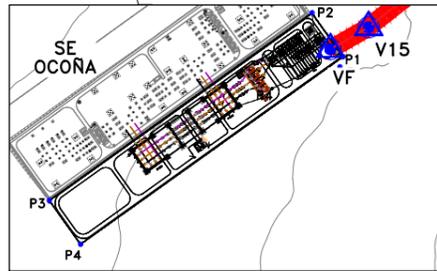
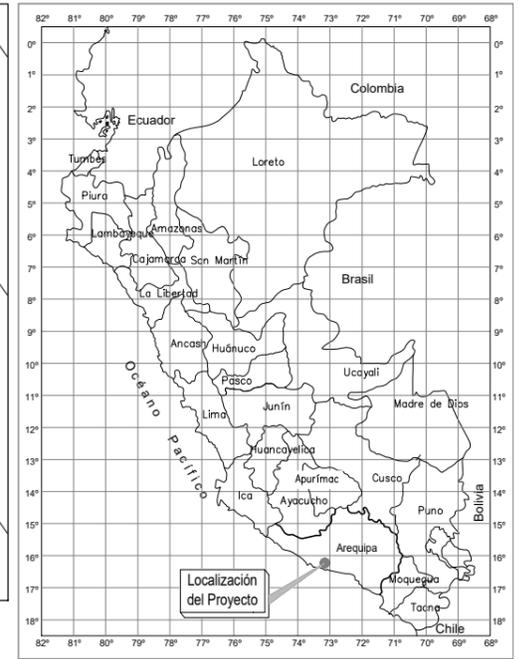
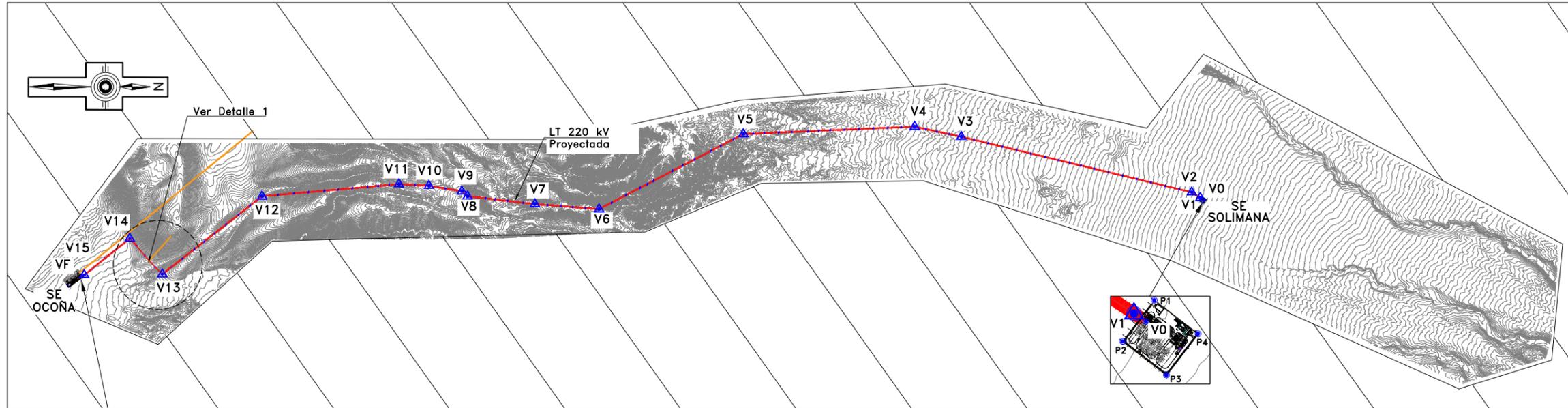
Yuze, L., Xiaofeng, K., & Bo, Z. (2019). Calculation of induced voltage and current on a crossing transmission line under UHV AC transmission lines. *The Asia Power and Energy Engineering Conference*.

## **Anexos**

Anexo 1: Trazo de ruta LT existente y proyectada .....	1
Anexo 2: Distribución de estructuras existentes LT 500 kV.....	4
Anexo 3: Silueta de estructuras existentes LT 500 kV 585-586-587 .....	7
Anexo 4: Silueta de estructuras 220 kV S220, A220, AT220 y E220.....	11
Anexo 5: Detalle de la zona de cruce 220 kV Y 500 kV .....	16

# **Anexo 1**

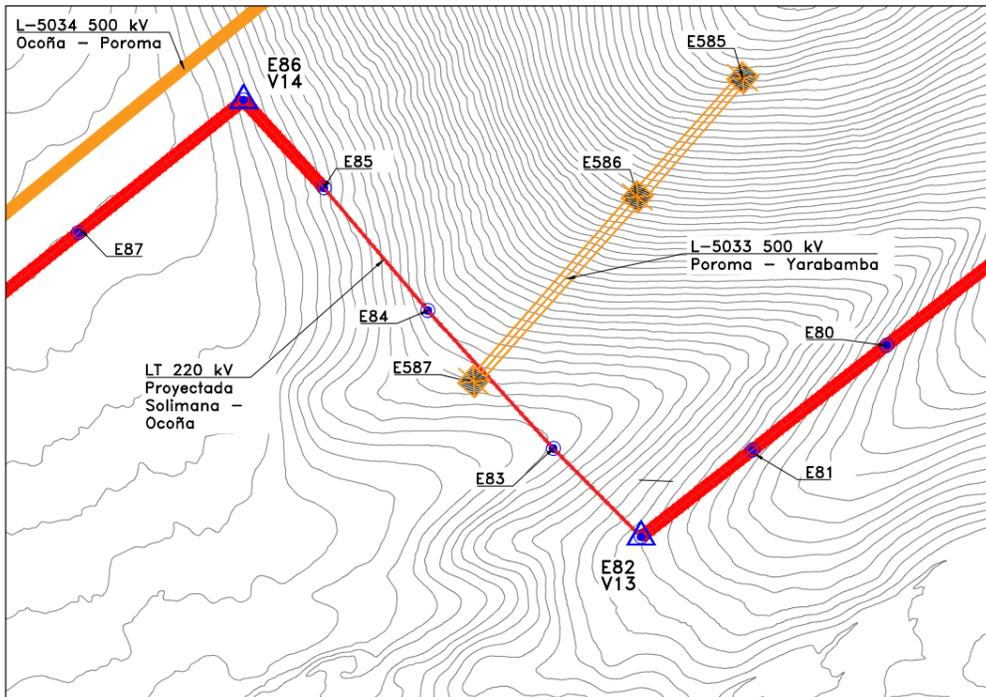
**Trazo de ruta LT existente y proyectada**



Planta  
Esc. 1:125,000

Ubicación del Proyecto

Departamento : Arequipa  
Provincia : Camaná  
Distrito : Ocoña



Detalle 1  
Esc. 1:15

Cuadro de Coordenadas  
Línea 220 kV  
UTM-WGS84

COORDENADAS UTM WGS 84 - 18K SE SOLIMANA - SE OCOÑA								
N°	ID	Vértice	Este	Norte	Cota	Ángulo de línea	Parcial (m)	Acumulada (m)
1	Solimana	V0	707,894.87	8,210,289.91	1,815	-	0.00	0.00
2	E-1	V1	707,878.29	8,210,264.91	1,815	00°00'00"	30.00	30.00
3	E-2	V2	707,731.18	8,210,043.15	1,805	-20°01'44"	266.12	296.12
4	E-19	V3	706,292.07	8,204,061.78	1,570	-01°24'58"	6152.06	6448.18
5	E-23	V4	706,032.04	8,202,850.05	1,520	-14°34'30"	1239.32	7687.50
6	E-36	V5	706,223.27	8,198,404.10	1,370	-25°00'12"	4450.06	12137.55
7	E-48	V6	708,169.27	8,194,660.49	1,220	31°55'48"	4219.18	16356.74
8	E-53	V7	708,039.21	8,192,994.38	1,135	02°12'52"	1671.18	18027.92
9	E-58	V8	707,834.53	8,191,246.22	995	34°34'56"	1760.10	19788.02
10	E-59	V9	707,704.67	8,191,098.21	990	-31°55'55"	196.90	19984.92
11	E-61	V10	707,564.29	8,190,243.59	955	-06°10'11"	866.07	20850.99
12	E-63	V11	707,521.31	8,189,464.76	920	-08°12'49"	780.02	21631.00
13	E-73	V12	707,835.46	8,185,913.08	665	-32°54'36"	3565.54	25196.55
14	E-82	V13	709,856.66	8,183,322.78	505	83°04'13"	3285.56	28482.11
15	E-86	V14	708,930.41	8,182,478.84	420	-86°13'45"	1253.07	29735.17
16	E-90	V15	709,877.00	8,181,297.00	405	08°46'07"	1514.20	31249.37
17	Ocoña	VF	709,908.12	8,181,242.94	400	-	62.37	31311.75

Longitud: 31.3 km

Cuadro de Coordenadas de SE Solimana  
UTM-WGS84 18K

Vértice	Este	Norte
P1	707850.98	8210306.791
P2	707936.23	8210241.46
P3	708005.63	8210332.02
P4	707920.39	8210397.350

Cuadro de Coordenadas de SE Ocoña  
UTM-WGS84 18K

Vértice	Este	Norte
P1	709918.69	8181261.02
P2	709856.75	8181216.83
P3	710122.03	8180844.96
P4	710183.98	8180889.16

Cuadro de Coordenadas de Estructuras Existentes 500 KV

Torre	Este	Norte
E585	708882.91	8183538.63
E586	709135.19	8183314.97
E587	709527.10	8182967.52

Cuadro de Coordenadas de Estructuras Propuestas 220 kV para cruce con LT 500 kV existente

Torre	Este	Norte
E82	709856.66	8183322.78
E83	709669.20	8183136.01
E84	709376.65	8182869.72
E85	709116.49	8182649.14
E86	708930.41	8182478.84

Leyenda:

- Línea Aérea en 500 kV Existente
- Línea Aérea 220 kV Propuesta
- Vértices
- Estructuras
- Estructuras existentes 500 KV

Notas:

1. Todas las medidas están expresadas en metros (m).
2. Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.).



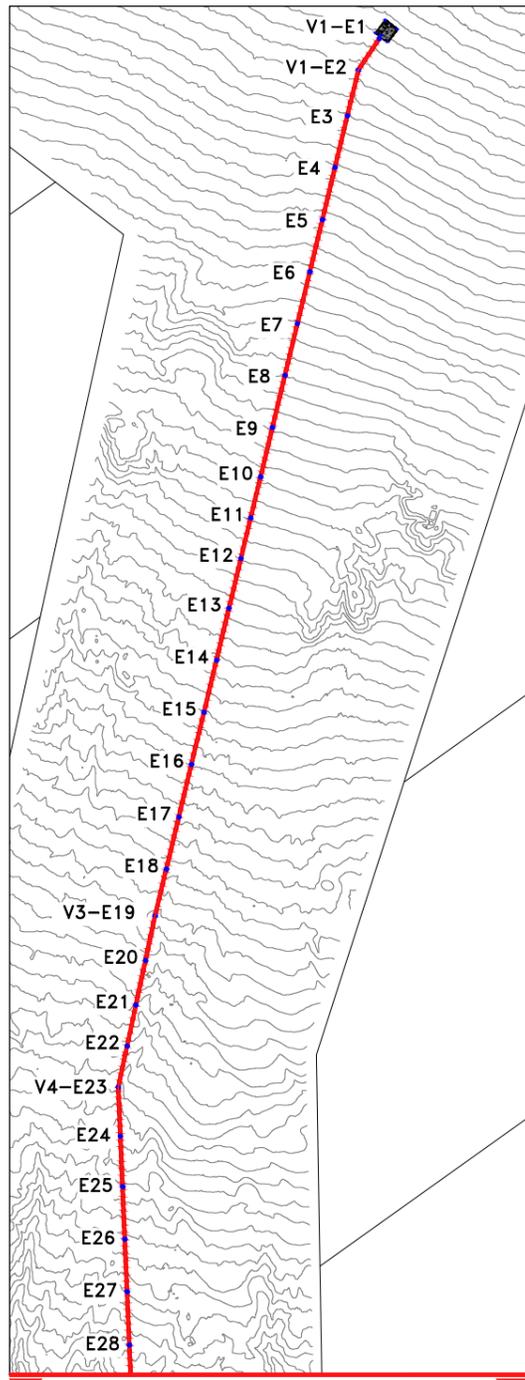
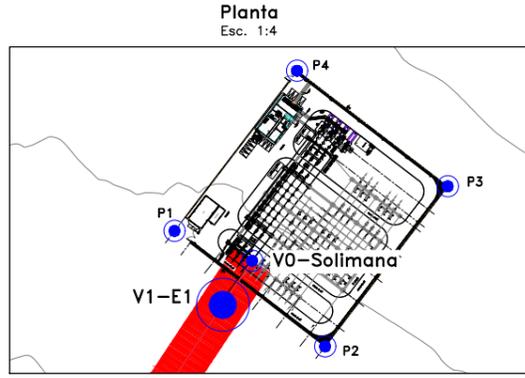
REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

TESIS:  
ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 KV Y 500 KV

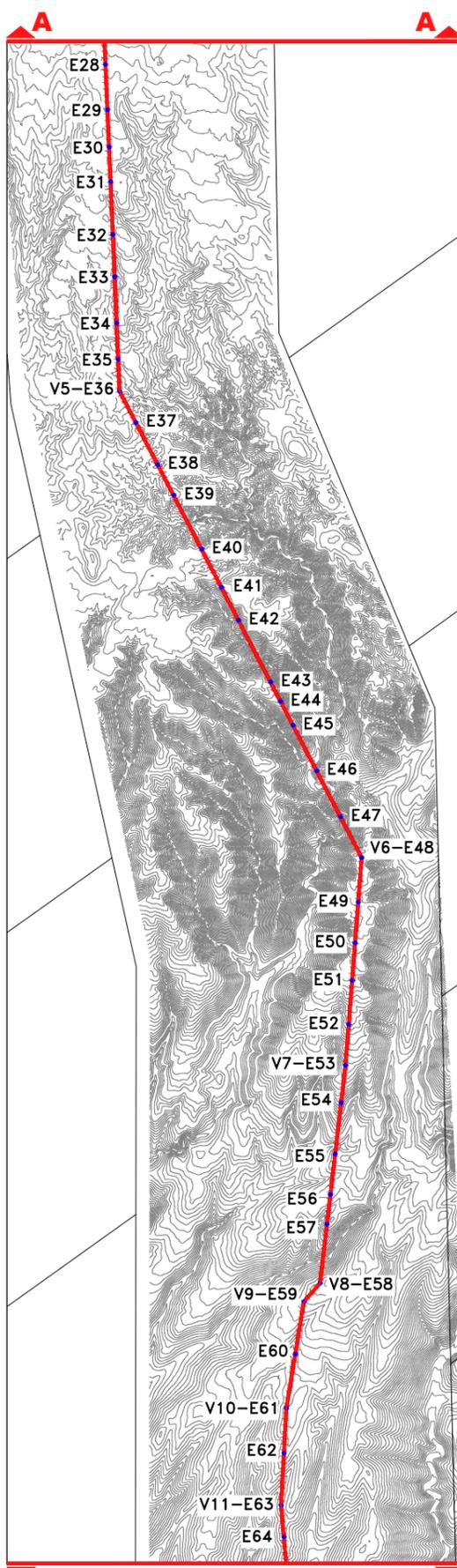
TÍTULO:  
Trazo de ruta LT Existente y Propuesta



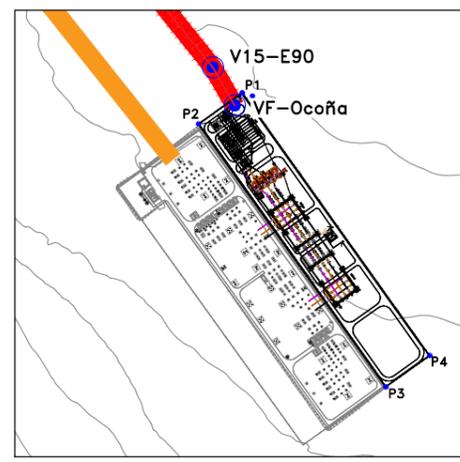
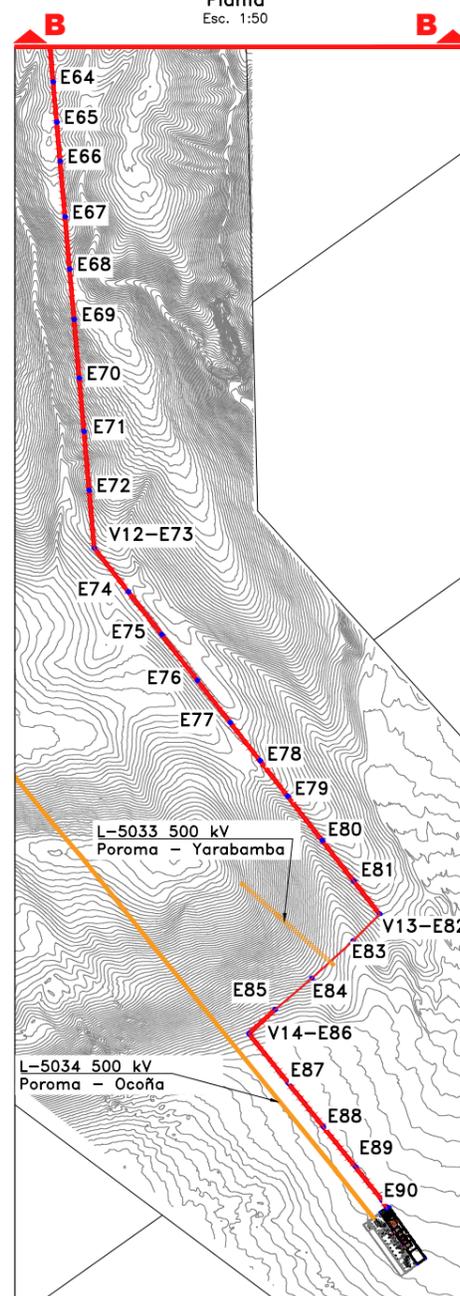
UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	PLANO: 1 de 2 <b>ANEXO A</b>
FACULTAD: FIEE	ESPECIALIDAD: L1
DIBUJO: J.J.P.E.	FECHA: Octubre 2021
REV.: B	ESCALA: Indicada



Planta Esc. 1:50



Planta Esc. 1:50



Planta Esc. 1:10

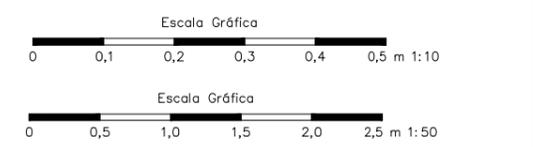
**Cuadro de Coordenadas**  
Línea 220 kV  
UTM-WGS84

COORDENADAS UTM WGS 84 - 18K SE SOLIMANA - SE OCOÑA								
N°	ID	Vértice	Este	Norte	Cota	Ángulo de línea	Parcial (m)	Acumulada (m)
1	Solimana	V0	707,894.87	8,210,289.91	1,815	-	0.00	0.00
2	E-1	V1	707,878.29	8,210,264.91	1,815	00°00'00"	30.00	30.00
3	E-2	V2	707,731.18	8,210,043.15	1,805	-20°01'44"	266.12	296.12
4	E-3		707,653.22	8,209,719.09	1,789	00°00'00"	333.30	629.42
5	E-4		707,565.64	8,209,355.12	1,774	00°00'00"	374.36	1003.78
6	E-5		707,476.37	8,208,984.07	1,757	00°00'00"	381.64	1385.42
7	E-6		707,387.95	8,208,616.56	1,743	00°00'00"	378.00	1763.42
8	E-7		707,299.52	8,208,249.04	1,729	00°00'00"	378.00	2141.42
9	E-8		707,211.69	8,207,883.96	1,715	00°00'00"	375.50	2516.92
10	E-9		707,122.91	8,207,514.99	1,701	00°00'00"	379.50	2896.42
11	E-10		707,039.05	8,207,166.46	1,687	00°00'00"	358.48	3254.90
12	E-11		706,969.32	8,206,876.62	1,676	00°00'00"	298.11	3553.01
13	E-12		706,899.95	8,206,588.29	1,665	00°00'00"	296.56	3849.57
14	E-13		706,815.42	8,206,236.97	1,652	00°00'00"	361.34	4210.91
15	E-14		706,726.82	8,205,868.73	1,638	00°00'00"	378.75	4589.66
16	E-15		706,638.19	8,205,500.36	1,625	00°00'00"	378.88	4968.54
17	E-16		706,549.65	8,205,132.32	1,610	00°00'00"	378.54	5347.08
18	E-17		706,460.07	8,204,760.04	1,597	00°00'00"	382.91	5729.99
19	E-18		706,371.48	8,204,391.80	1,582	00°00'00"	378.75	6108.74
20	E-19	V3	706,292.07	8,204,061.78	1,570	-01°24'58"	339.44	6448.18
21	E-20		706,224.21	8,203,745.54	1,558	00°00'00"	323.44	6771.62
22	E-21		706,156.48	8,203,429.95	1,545	00°00'00"	322.77	7094.39
23	E-22		706,094.44	8,203,140.81	1,534	00°00'00"	295.72	7390.11
24	E-23	V4	706,032.04	8,202,850.05	1,520	-14°34'30"	297.39	7687.50
25	E-24		706,046.99	8,202,502.47	1,510	00°00'00"	347.90	8035.40
26	E-25		706,062.31	8,202,146.14	1,499	00°00'00"	356.66	8392.06
27	E-26		706,078.29	8,201,774.67	1,484	00°00'00"	371.81	8763.87
28	E-27		706,094.27	8,201,403.20	1,471	00°00'00"	371.81	9135.68
29	E-28		706,110.48	8,201,026.35	1,456	00°00'00"	377.20	9512.88
30	E-29		706,126.11	8,200,663.04	1,451	00°00'00"	363.65	9876.53
31	E-30		706,139.03	8,200,362.61	1,442	00°00'00"	300.71	10177.24
32	E-31		706,150.93	8,200,085.96	1,431	00°00'00"	276.90	10454.14
33	E-32		706,169.24	8,199,660.22	1,420	00°00'00"	426.14	10880.28
34	E-33		706,183.76	8,199,322.56	1,402	00°00'00"	337.97	11218.25
35	E-34		706,199.72	8,198,951.52	1,400	00°00'00"	371.38	11589.63
36	E-35		706,212.28	8,198,659.70	1,371	00°00'00"	292.09	11881.72
37	E-36	V5	706,223.27	8,198,404.10	1,370	-25°00'12"	255.84	12137.55
38	E-37		706,353.35	8,198,153.85	1,375	00°00'00"	282.04	12419.59
39	E-38		706,529.00	8,197,815.96	1,350	00°00'00"	380.82	12800.41
40	E-39		706,657.21	8,197,569.31	1,365	00°00'00"	277.98	13078.39
41	E-40		706,881.77	8,197,137.32	1,365	00°00'00"	486.87	13565.26
42	E-41		707,040.50	8,196,831.96	1,350	00°00'00"	344.15	13909.41
43	E-42		707,178.84	8,196,565.82	1,320	00°00'00"	299.95	14209.36
44	E-43		707,436.47	8,196,070.21	1,295	00°00'00"	558.57	14767.93
45	E-44		707,516.93	8,195,915.42	1,285	00°00'00"	174.45	14942.38
46	E-45		707,616.41	8,195,724.05	1,253	00°00'00"	215.68	15158.06
47	E-46		707,806.11	8,195,359.12	1,185	00°00'00"	411.30	15569.36
48	E-47		707,998.80	8,194,988.44	1,155	00°00'00"	417.77	15987.13

COORDENADAS UTM WGS 84 - 18K SE SOLIMANA - SE OCOÑA								
N°	ID	Vértice	Este	Norte	Cota	Ángulo de línea	Parcial (m)	Acumulada (m)
49	E-48	V6	708,169.27	8,194,660.49	1,220	31°55'48"	369.60	16356.74
50	E-49		708,141.41	8,194,303.64	1,212	00°00'00"	357.94	16714.68
51	E-50		708,115.99	8,193,977.96	1,206	00°00'00"	326.67	17041.35
52	E-51		708,092.27	8,193,674.10	1,195	00°00'00"	304.78	17346.13
53	E-52		708,064.83	8,193,322.59	1,166	00°00'00"	352.58	17698.71
54	E-53	V7	708,039.21	8,192,994.38	1,135	02°12'52"	329.21	18027.92
55	E-54		708,004.10	8,192,694.55	1,097	00°00'00"	301.88	18329.80
56	E-55		707,955.96	8,192,283.39	1,040	00°00'00"	413.97	18743.77
57	E-56		707,917.93	8,191,958.56	1,030	00°00'00"	327.05	19070.82
58	E-57		707,889.73	8,191,717.74	1,015	00°00'00"	242.46	19313.28
59	E-58	V8	707,834.53	8,191,246.22	995	34°34'56"	474.74	19788.02
60	E-59	V9	707,704.67	8,191,098.21	990	-31°55'55"	196.90	19984.92
61	E-60		707,635.50	8,190,677.07	955	00°00'00"	426.78	20411.70
62	E-61	V10	707,564.29	8,190,243.59	955	-06°10'11"	439.29	20850.99
63	E-62		707,544.28	8,189,881.00	945	00°00'00"	363.14	21214.13
64	E-63	V11	707,521.31	8,189,464.76	920	-08°12'49"	416.88	21631.00
65	E-64		707,543.91	8,189,209.22	920	00°00'00"	256.54	21887.54
66	E-65		707,569.07	8,188,924.81	910	00°00'00"	285.52	22173.06
67	E-66		707,593.48	8,188,648.84	900	00°00'00"	277.05	22450.11
68	E-67		707,628.38	8,188,254.23	882	00°00'00"	396.15	22846.26
69	E-68		707,661.04	8,187,885.09	844	00°00'00"	370.58	23216.84
70	E-69		707,692.52	8,187,529.09	822	00°00'00"	357.39	23574.23
71	E-70		707,729.24	8,187,113.98	764	00°00'00"	416.73	23990.96
72	E-71		707,762.62	8,186,736.58	720	00°00'00"	378.87	24369.83
73	E-72		707,799.37	8,186,321.19	700	00°00'00"	417.01	24786.84
74	E-73	V12	707,835.46	8,185,913.08	665	-32°54'36"	409.70	25196.55
75	E-74		708,076.78	8,185,603.82	640	00°00'00"	392.27	25588.82
76	E-75		708,312.74	8,185,301.43	637	00°00'00"	383.56	25972.38
77	E-76		708,566.15	8,184,976.66	636	00°00'00"	411.94	26384.32
78	E-77		708,798.66	8,184,678.69	635	00°00'00"	377.95	26762.27
79	E-78		709,009.48	8,184,408.50	620	00°00'00"	342.70	27104.97
80	E-79		709,205.91	8,184,156.76	594	00°00'00"	319.31	27424.28
81	E-80		709,449.97	8,183,843.99	545	00°00'00"	396.73	27821.01
82	E-81		709,672.59	8,183,558.67	520	00°00'00"	361.89	28182.90
83	E-82	V13	709,856.66	8,183,322.78	505	83°04'13"	299.21	28482.11
84	E-83		709,669.20	8,183,136.01	450	02°35'06"	264.62	28746.73
85	E-84		709,376.65	8,182,869.72	475	02°00'58"	395.59	29142.32
86	E-85		709,116.45	8,182,519.41	432	-02°01'13"	341.09	29483.41
87	E-86	V14	708,930.41	8,182,478.84	420	-86°13'45"	252.24	29735.66
88	E-87		709,211.53	8,182,127.85	400	00°00'00"	449.70	30185.36
89	E-88		709,458.53	8,181,819.47	401	00°00'00"	395.10	30580.46
90	E-89		709,685.23	8,181,536.43	403	00°00'00"	362.63	30943.09
91	E-90	V15	709,877.00	8,181,297.00	405	08°46'07"	306.77	31249.85
92	Ocoña	VF	709,908.12	8,181,242.94	400	-	62.37	31312.23

- Legenda:**
- Línea Aérea en 500 kV Existente
  - Línea Aérea 220 kV Proyectada
  - Estructuras

- Notas:**
- Todas las medidas están expresadas en metros (m).
  - Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.).



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitted para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitted para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

TÍTULO: ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV

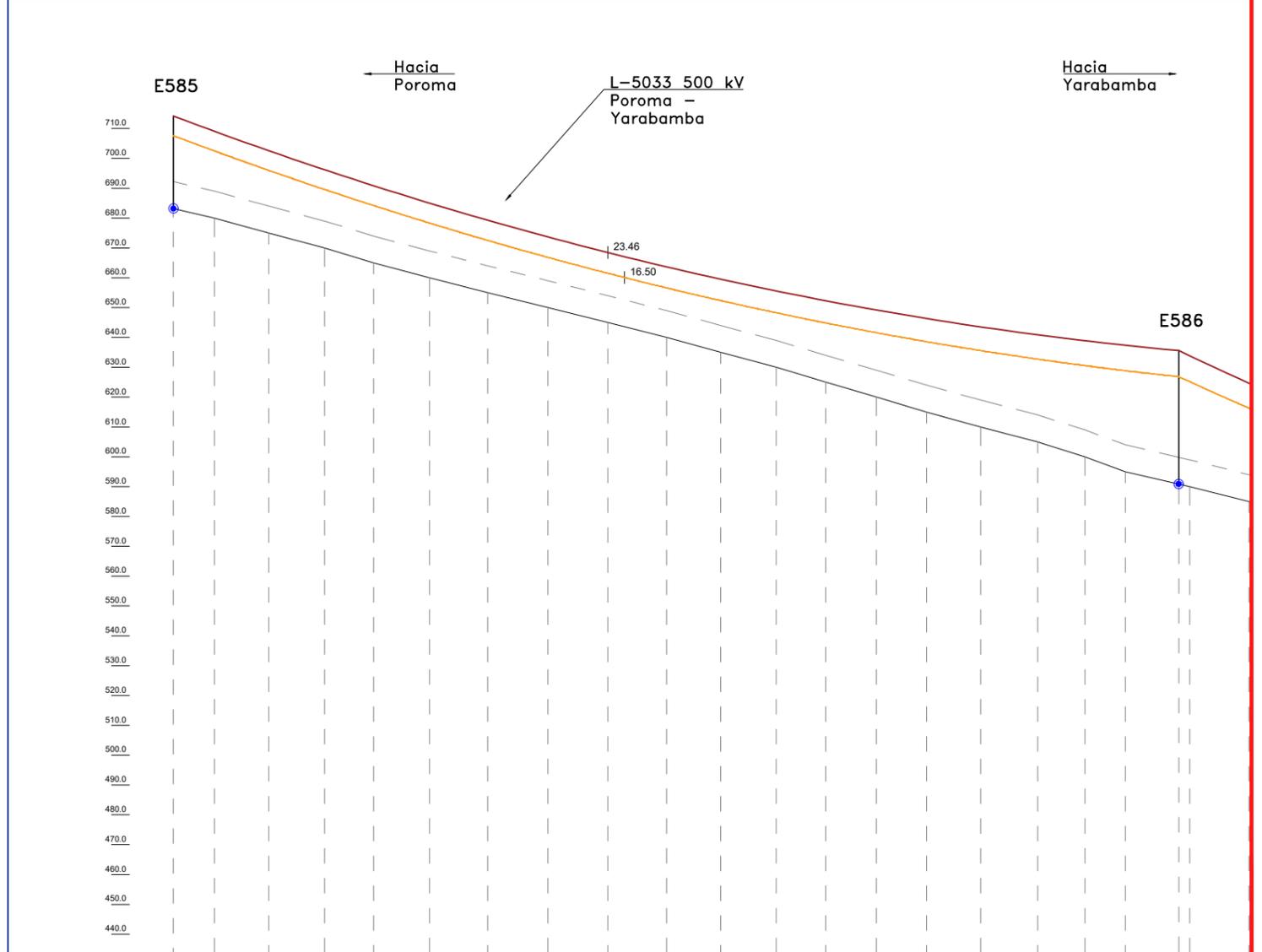
TÍTULO: Trazo de ruta LT Existente y Proyectada

	UNIVERSIDAD: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA	PLANO: 2 de 2
	FACULTAD: FIEE	ESPECIALIDAD: L1
	DIBUJO: J.J.P.E.	FECHA: Octubre 2021
	REV.: B	ESCALA: Indicada

# **Anexo 2**

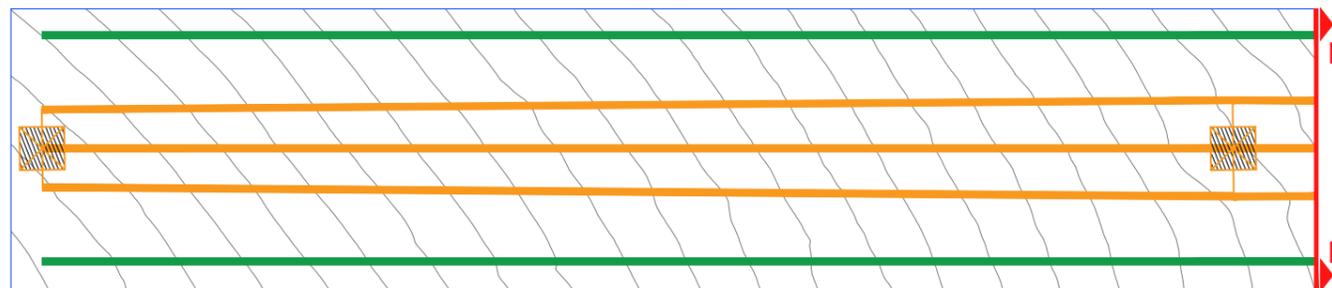
**Distribución de estructuras existentes LT 500 kV**

N° DE ESTRUCTURA	0	1
TIPO ARMADO	E-585	E-586
POSTE / SOPORTE	A585	S586
VANO HORIZONTAL(m)		337.15
VANO PESO (m)	483.12	452.22
VANO VIENTO (m)	168.57	430.45
PROGRESIVA (m)	0.00	
VANO EQUIVALENTE (m)		459.78
EDS INICIAL (%TR)		18.00%
CONDUCTOR PRINCIPAL		ACAR-800MCM



ESTACIÓN																	E-586					
DISTANCIA PARCIAL																	337.15					
DISTANCIA ACUMULADA	0.00	13.82	32.02	50.73	67.11	85.96	105.42	125.67	145.66	165.44	183.54	202.12	218.71	235.76	252.64	270.69	289.81	305.71	319.21	337.15	340.79	360.70
COTA DE TERRENO	683.21	680.00	675.00	670.00	665.00	660.00	655.00	650.00	645.00	640.00	635.00	630.00	625.00	620.00	615.00	610.00	605.00	600.00	595.00	590.84	590.00	585.00

Perfil  
Esc. 1:2



Planta  
Esc. 1:2

Cuadro de Coordenadas de Estructuras Existentes 500 KV

Torre	Este	Norte
E585	708882.91	8183538.63
E586	709135.19	8183314.97

**Leyenda:**

- Línea Aérea en 500 kV Existente
- Cable de guarda LT 500 kV Existente
- Límite de la servidumbre LT 500 kV
- Línea Aérea 220 kV Proyectada
- Límite de la servidumbre LT 220 kV
- Perfil del terreno
- Estructuras existentes 500 kV - perfil
- Estructuras existentes 500 kV - planta

**Notas:**

1. Todas las medidas están expresadas en metros (m).
2. Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.).



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-09-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

TESIS: ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV

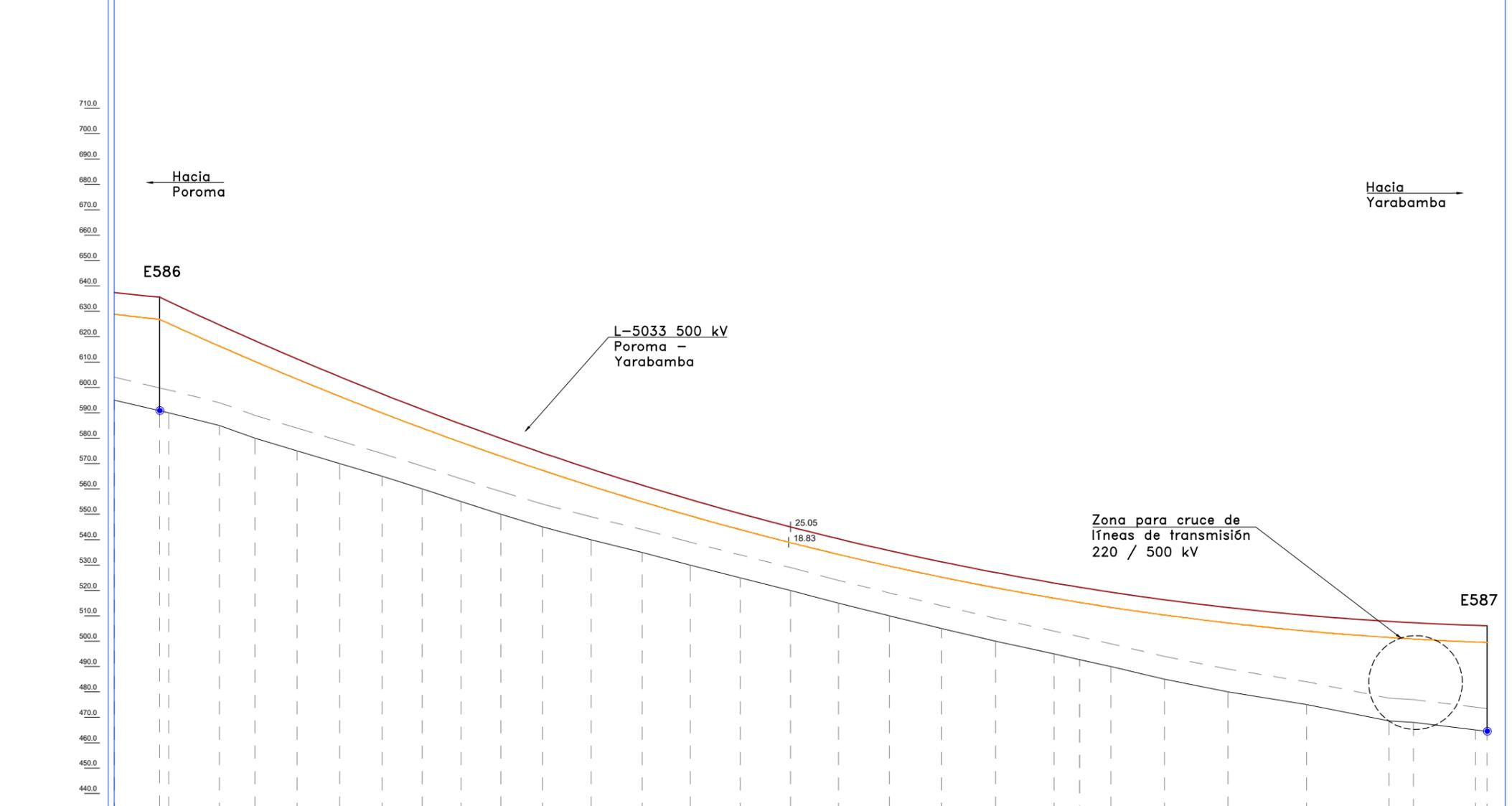
TÍTULO: Distribución de Estructuras Existentes LT 500 kV

	UNIVERSIDAD:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA	PLANO:	1 de 2
	FACULTAD:	FIEE	ESPECIALIDAD:	L1
	DIBUJO:	J.J.P.E.	FECHA:	Octubre 2021
	REVISIÓN:	B	ESCALA:	Indicada

N° DE ESTRUCTURA	1	2
TIPO ARMADO	E-586	E-587
POSTE / SOPORTE	SS86	A587
VANO HORIZONTAL(m)		523.75
VANO PESO (m)	452.22	45.16
VANO VIENTO (m)	430.45	261.88
PROGRESIVA (m)	337.15	860.90
VANO EQUIVALENTE (m)		459.78
EDS INICIAL (%TR)		18.00%
CONDUCTOR PRINCIPAL		ACAR-800MCM

**Cuadro de Coordenadas de Estructuras Existentes 500 KV**

Torre	Este	Norte
E586	709135.19	8183314.97
E587	709527.10	8182967.52



**Leyenda:**

- Línea Aérea en 500 kV Existente
- Cable de guarda LT 500 kV Existente
- Límite de la servidumbre LT 500 kV
- - - Línea Aérea 220 kV Proyectada
- Límite de la servidumbre LT 220 kV
- Perfil del terreno
- Estructuras existentes 500 kV - perfil
- Estructuras existentes 500 kV - planta

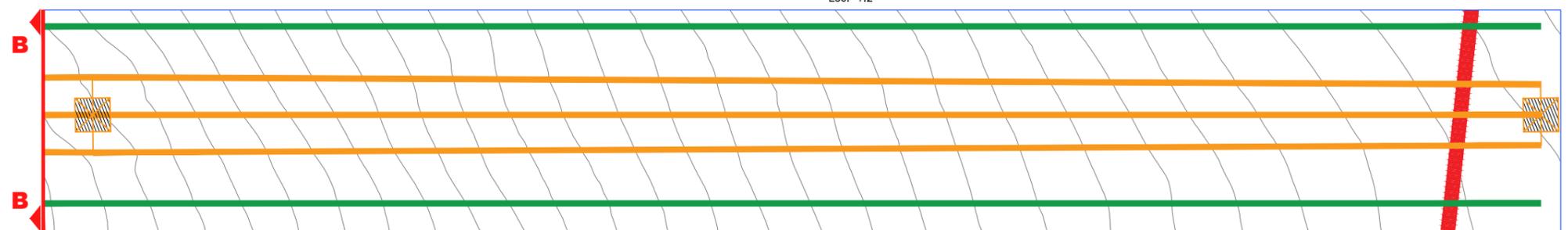
**Notas:**

1. Todas las medidas están expresadas en metros (m).
2. Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.).



ESTACIÓN	E-586
DISTANCIA PARCIAL	523.75
DISTANCIA ACUMULADA	337.15, 340.79, 360.70, 374.75, 391.36, 408.10, 424.87, 440.73, 456.04, 471.65, 488.19, 507.32, 527.49, 546.41, 566.13, 585.93, 604.89, 624.98, 645.55, 666.89, 689.89, 700.00, 712.41, 733.57, 758.03, 789.66, 822.14, 831.78, 856.26, 860.90
COTA DE TERRENO	590.84, 590.00, 585.00, 580.00, 575.00, 570.00, 565.00, 560.00, 555.00, 550.00, 545.00, 540.00, 535.00, 530.00, 525.00, 520.00, 515.00, 510.00, 505.00, 500.00, 495.00, 492.76, 490.00, 485.00, 480.00, 475.00, 468.57, 468.00, 465.00, 464.42

**Perfil**  
Esc. 1:2



**Planta**  
Esc. 1:2

REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-09-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV

TÍTULO: Distribución de Estructuras Existentes LT 500 kV

	UNIVERSIDAD:	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA	PLANO:	2 de 2
	FACULTAD:	FIEE	ESPECIALIDAD:	L1
	DIBUJO:	J.J.P.E.	FECHA:	Octubre 2021
	REVISÓ:	J.J.P.E.	ESCALA:	Indicada

ANEXO B

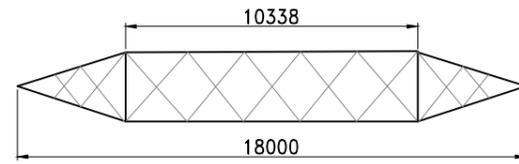
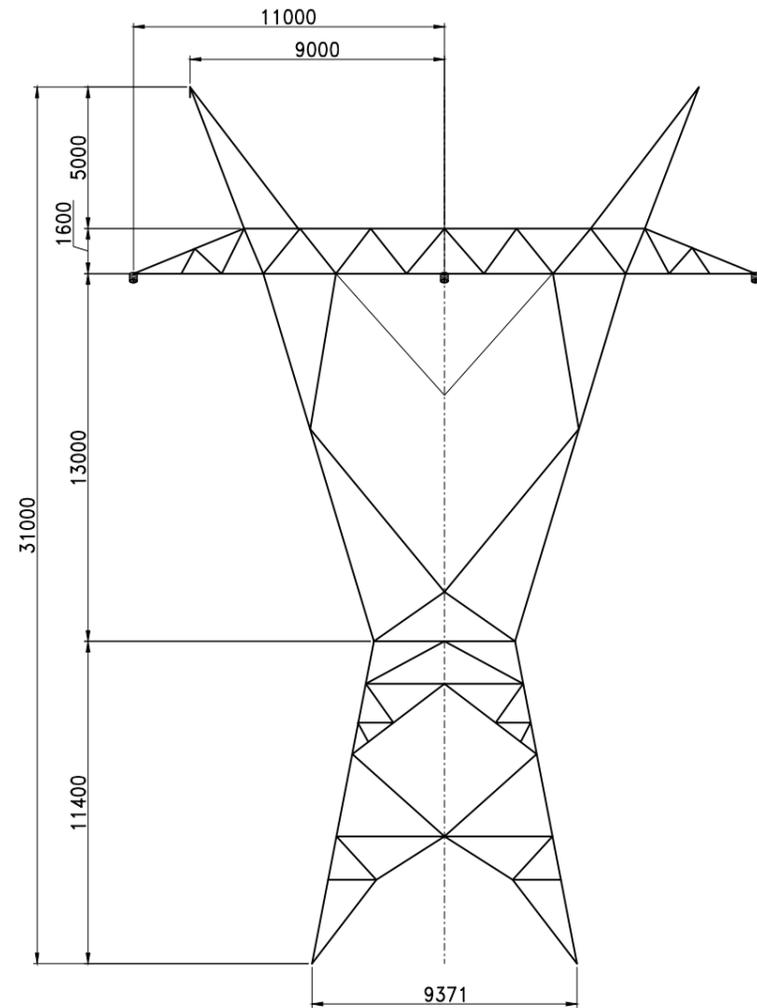
B

Indicada

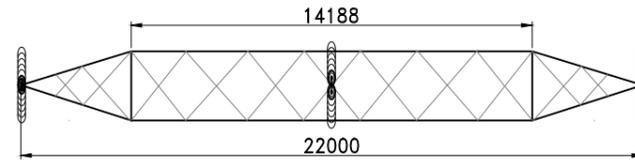
# **Anexo 3**

**Silueta de estructuras existentes LT 500 kV 585-586-587**

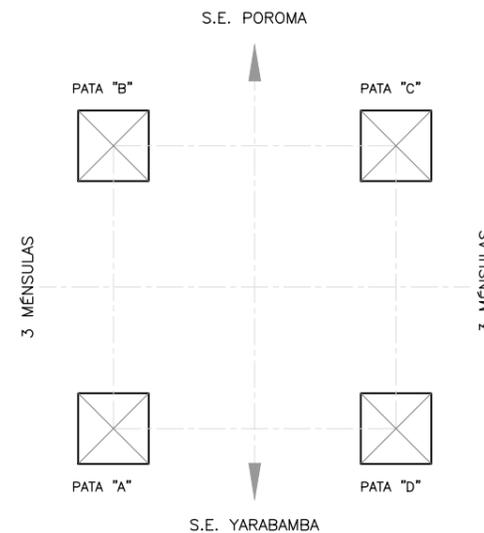
Torre Tipo Anclaje  
N° 585  
Esc: 1: 250



Sección A-A  
Esc: 1: 250



Sección B-B  
Esc: 1: 250



Sección C-C  
Esc: 1: 250



**Nota:**

- Las dimensiones fueron extraídas de el escalamiento de las fotos a medida real en base al levantamiento topográfico y se encuentran en milímetros.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

TESIS:  
**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV**

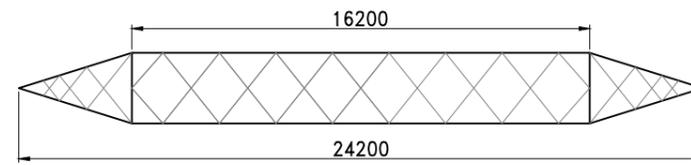
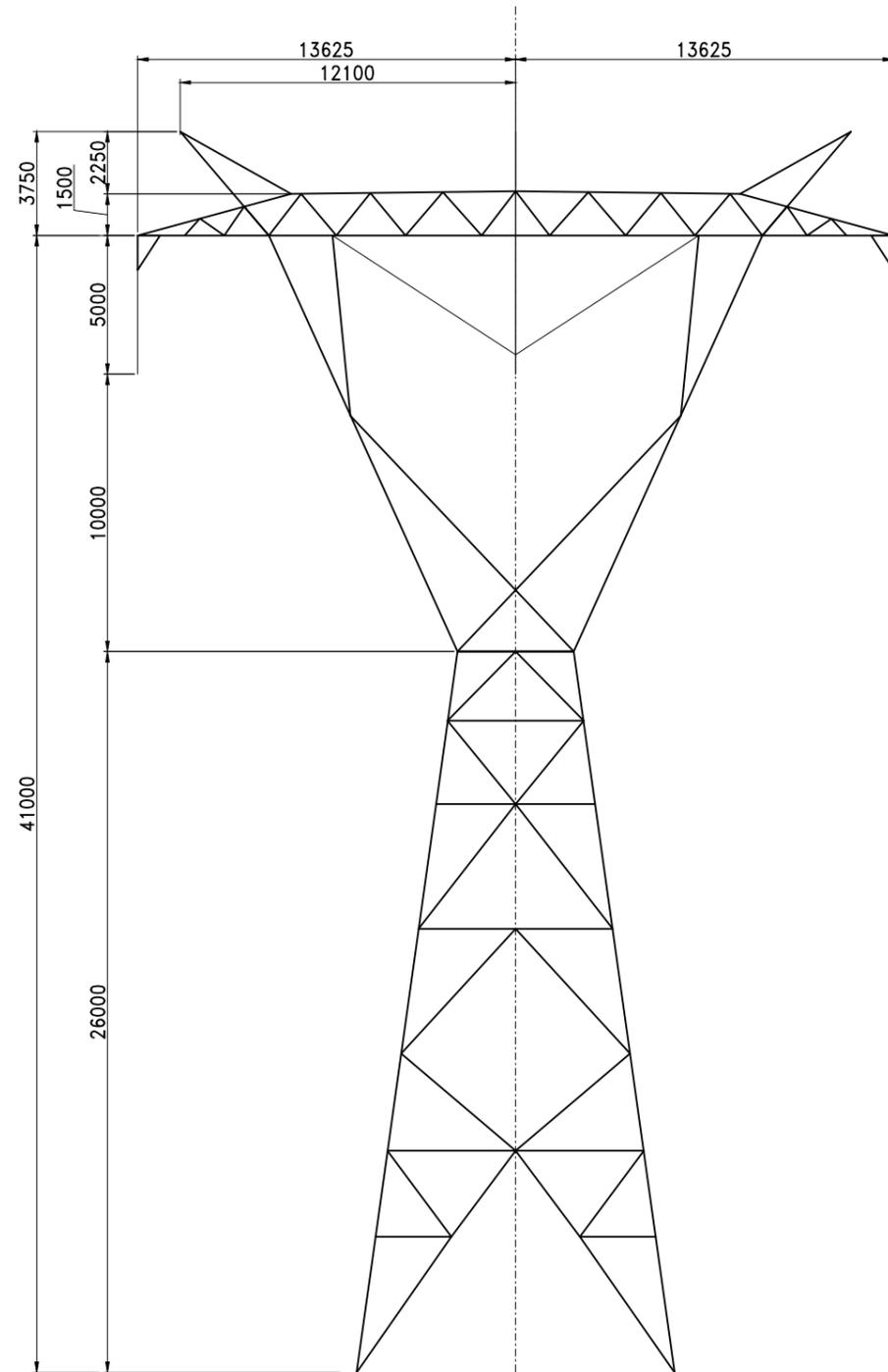
TÍTULO:  
Estructuras Metálicas Existentes LT 500 kV  
N° 585 – Anclaje



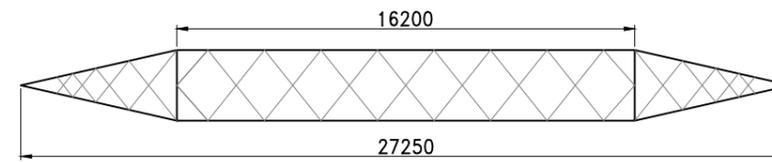
UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	ESPECIALIDAD: L1	PLANO: 1 de 3 <b>ANEXO C</b>
FACULTAD: FIEE	FECHA: Octubre 2021	REV.: B
DIBUJO: J.J.P.E.	ESCALA: Indicada	

# Torre Tipo Suspensión N° 586

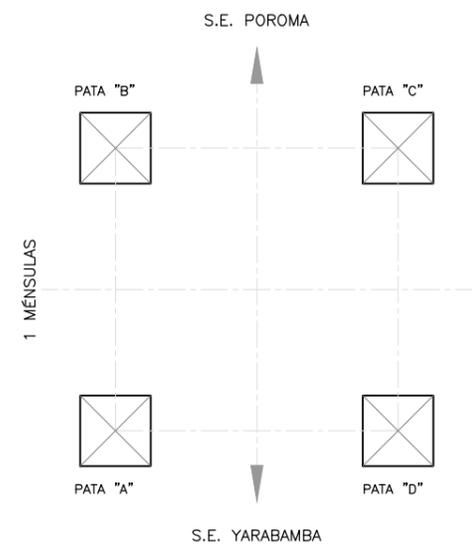
Esc: 1: 250



Sección A-A  
Esc: 1: 250



Sección B-B  
Esc: 1: 250



Sección C-C  
Esc: 1: 250



**Nota:**

- Las dimensiones fueron extraídas de el escalamiento de las fotos a medida real en base al levantamiento topográfico y se encuentran en milímetros.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

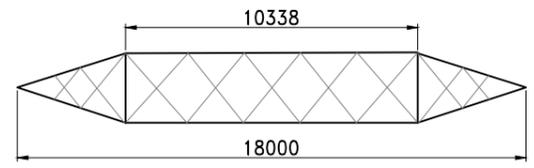
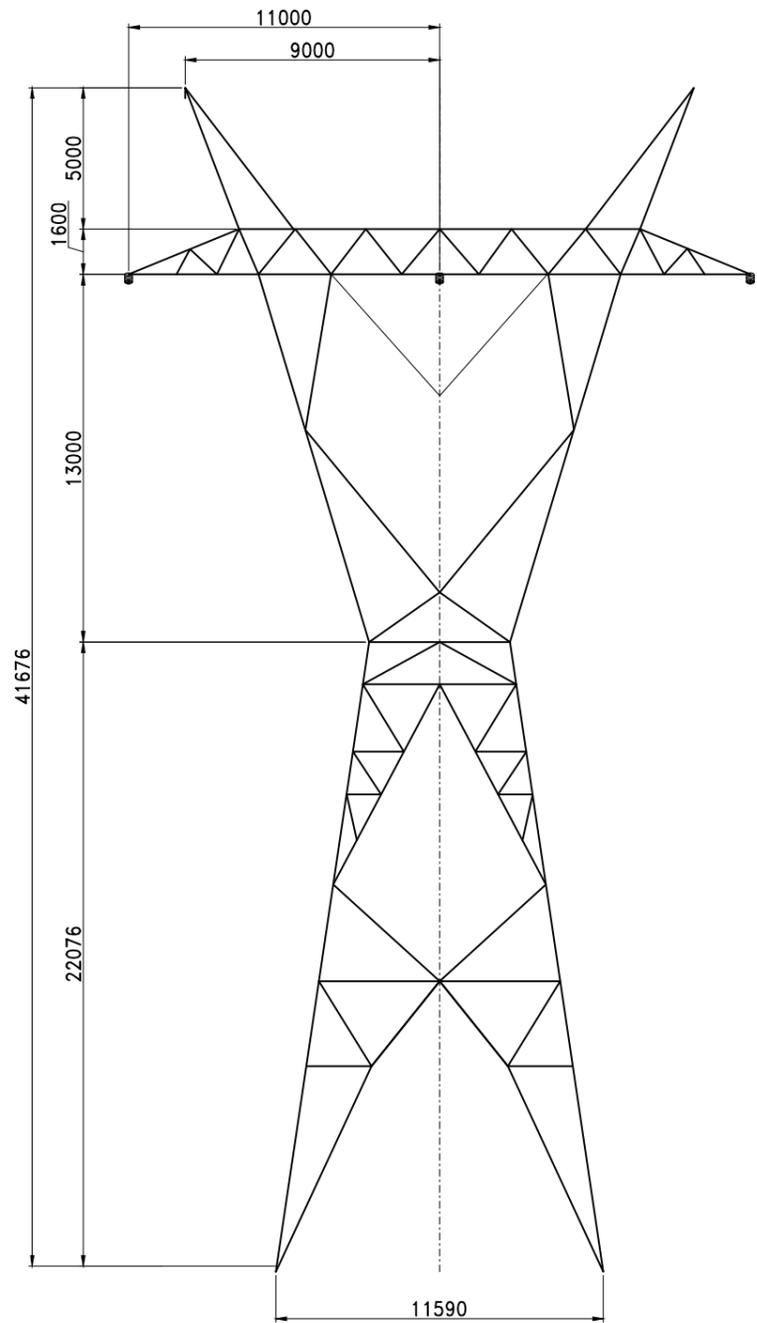
TESIS:  
**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV**

TÍTULO:  
Estructuras Metálicas Existentes LT 500 kV  
N° 586 – Suspensión

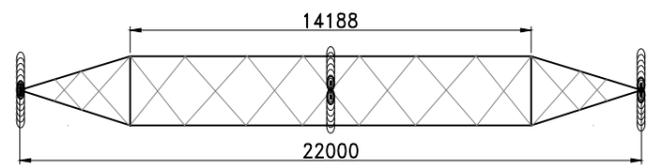


UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	PLANO: 2 de 3 <b>ANEXO C</b>
FACULTAD: FIEE	ESPECIALIDAD: L1
DIBUJO: J.J.P.E.	FECHA: Octubre 2021
REV.:	B
ESCALA:	Indicada

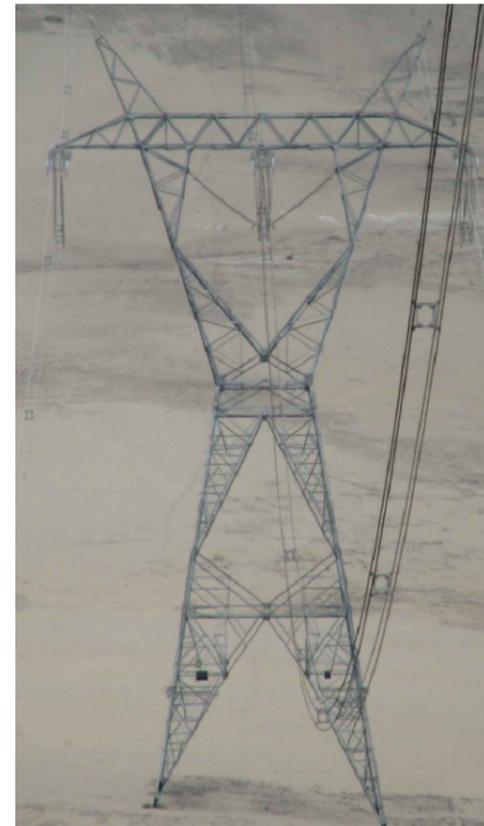
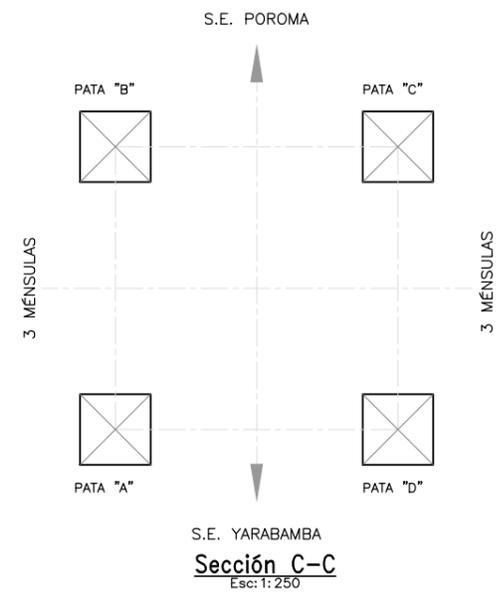
Torre Tipo Anclaje  
 N° 587  
 Esc: 1: 250



Sección A-A  
 Esc: 1: 250



Sección B-B  
 Esc: 1: 250



**Nota:**

- Las dimensiones fueron extraídas de el escalamiento de las fotos a medida real en base al levantamiento topográfico y se encuentran en milímetros.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

TESES:  
**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV**

TÍTULO:  
 Estructuras Metálicas Existentes LT 500 kV  
 N° 587 – Anclaje

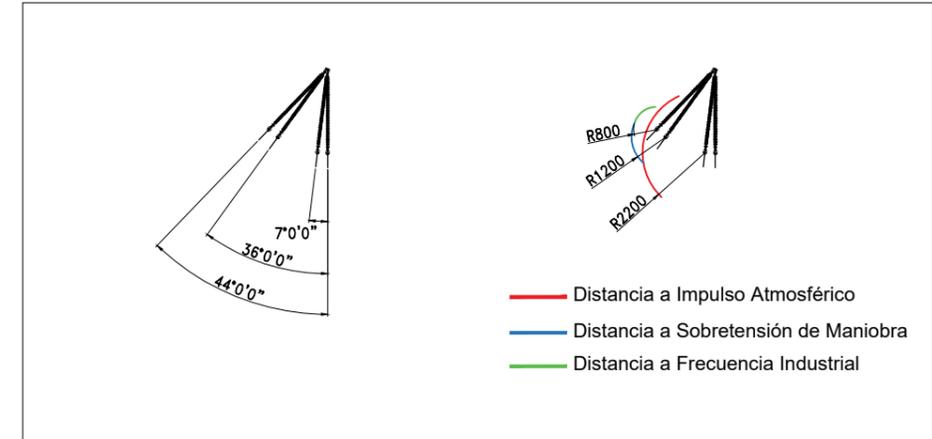
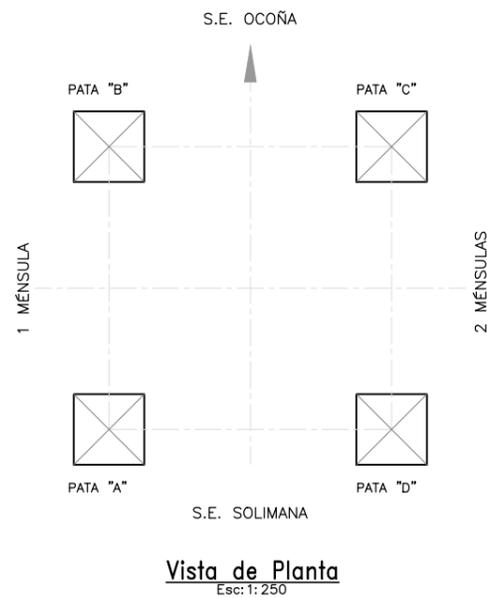
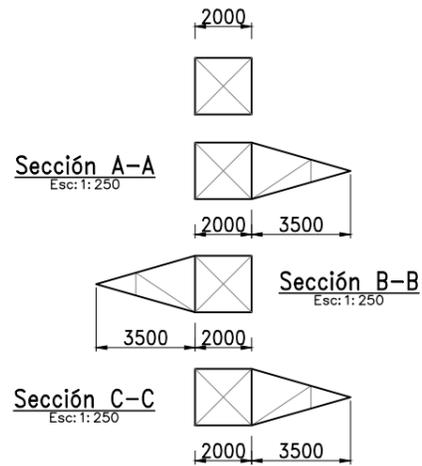
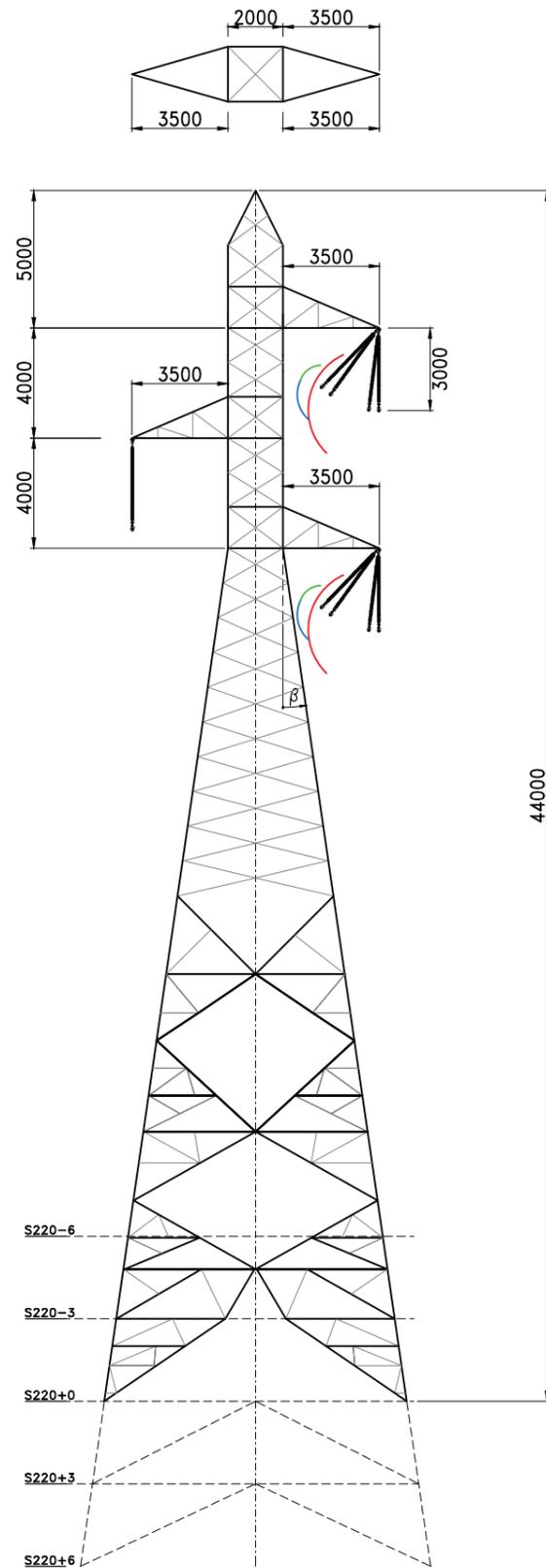


UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	ESPECIALIDAD: <b>L1</b>	PLANO: 3 de 3 <b>ANEXO C</b>
FACULTAD: <b>FIEE</b>	FECHA: <b>Octubre 2021</b>	REV.: <b>B</b>
DIBUJO: <b>J.J.P.E.</b>	ESCALA: <b>Indicada</b>	

# **Anexo 4**

**Siluetas de estructuras 220 kV S220, A220, AT220 y E220**

Torre Tipo Suspensión 0°-3°  
S220  
Esc: 1:250



Oscilación del Aislador y Distancias Eléctricas  
Esc: 1:250

Tipo de Estructura	S220
Función	Suspensión
Ensamble de aisladores	Suspensión
Vano Lateral (m)	500
Número de Ternas	1
Área de Carga	1
Ángulo de desvío	0-3°
Vano Viento (m)	450
Vano Peso (m)	500

Nota:

- Las dimensiones son referenciales y se encuentran en milímetros.
- Las distancias eléctricas y ángulo de oscilación se determinaron en el Capítulo V.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R.
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

PROYECTO: ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV

TÍTULO: Estructuras Preliminares LT 220 kV Tipo S220 - Suspensión

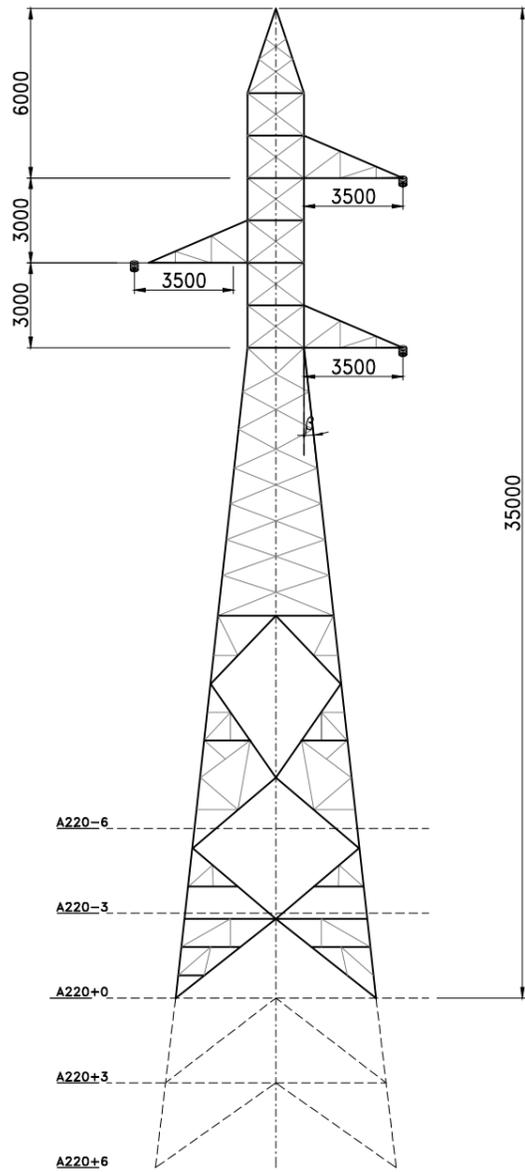
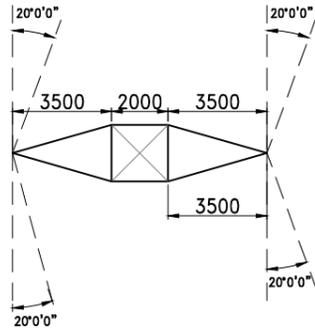


UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	ESPECIALIDAD: L1	PLANO: 1 de 4 <b>ANEXO D</b>
FACULTAD: FIEE	FECHA: Octubre 2021	REV.: B
DIBUJO: J.J.P.E.	ESCALA: Indicada	

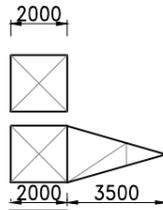
# Torre Tipo Ángulo 3°-40°

**A220**

Esc: 1: 250



**Sección A-A**  
Esc: 1: 250



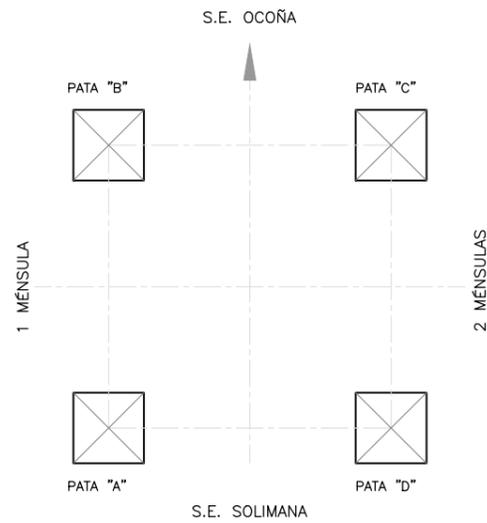
**Sección B-B**  
Esc: 1: 250



**Sección C-C**  
Esc: 1: 250



Tipo de Estructura	<b>A220</b>
Función	Angular
Ensamble de aisladores	Anclaje
Vano Lateral (m)	600
Número de Ternas	1
Área de Carga	1
Ángulo de desvío	0-40°
Vano Viento (m)	450
Vano Peso (m)	650



**Vista de Planta**  
Esc: 1: 250

**Nota:**

- Las dimensiones son referenciales y se encuentran en milímetros.
- Las distancias eléctricas y ángulo de oscilación se determinaron en el Capítulo V.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R.
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

PROYECTO:  
**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV**

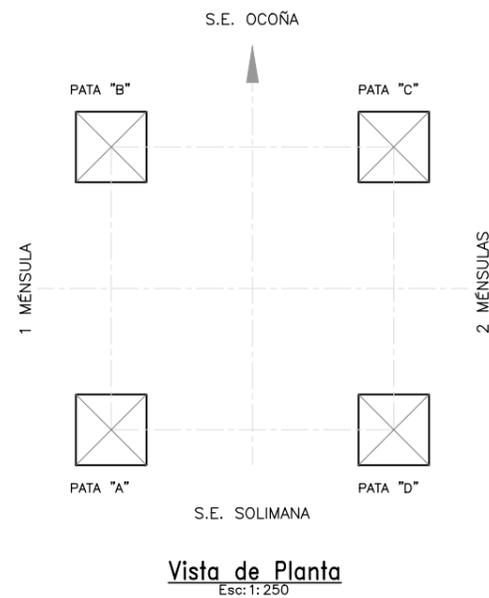
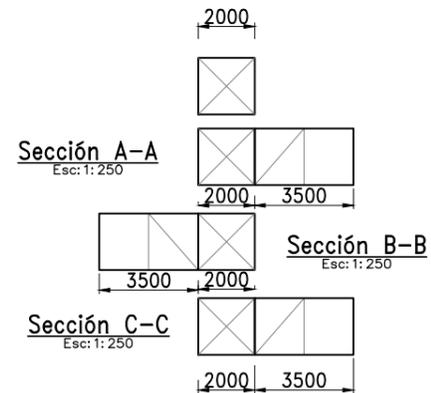
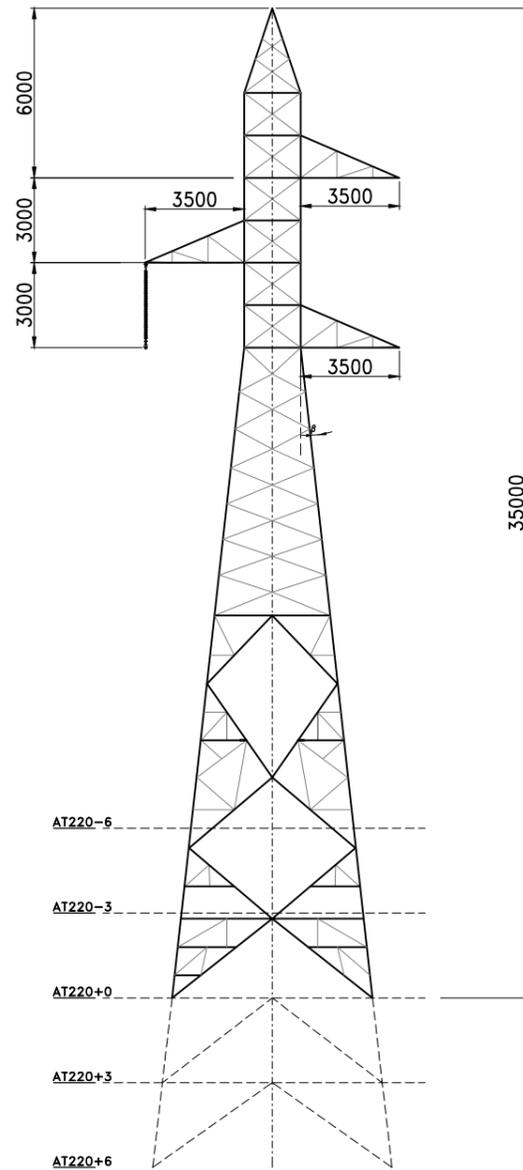
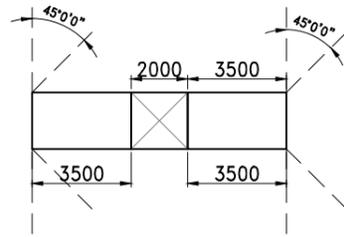
TÍTULO:  
Estructuras Preliminares LT 220 kV  
Tipo A220 – Angular



UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	ESPECIALIDAD: <b>L1</b>	PLANO: 2 de 4 <b>ANEXO D</b>
FACULTAD: <b>FIEE</b>	FECHA: <b>Octubre 2021</b>	REV.: <b>B</b>
DIBUJO: <b>J.J.P.E.</b>	ESCALA: <b>Indicada</b>	

# Torre Tipo Ángulo 90° y Terminal AT220

Esc: 1:250



Tipo de Estructura	<b>AT220</b>
Función	Ángulo 90° y Terminal
Ensamble de aisladores	Anclaje
Vano Lateral (m)	350
Número de Ternas	1
Área de Carga	1
Ángulo de desvío	0° y 90°
Vano Viento (m)	300
Vano Peso (m)	300

### Nota:

- Las dimensiones son referenciales y se encuentran en milímetros.
- Las distancias eléctricas y ángulo de oscilación se determinaron en el Capítulo V.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R.
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

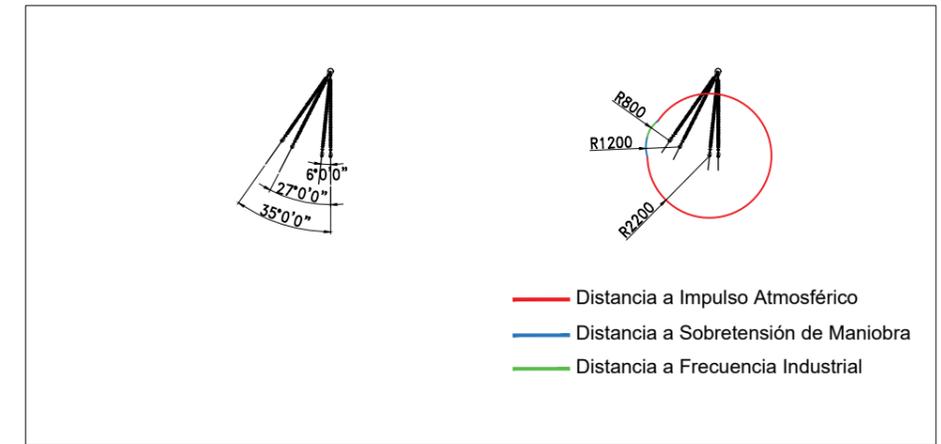
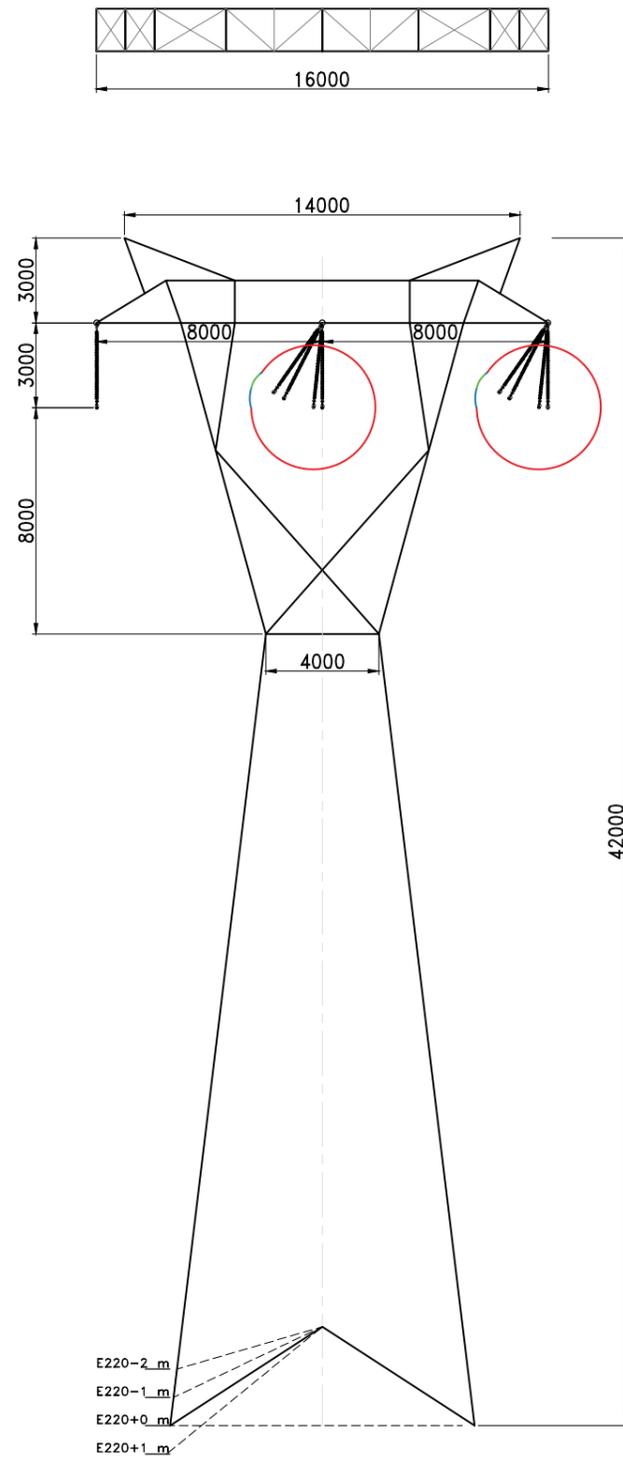
PROYECTO: **ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV**

TÍTULO: Estructuras Preliminares LT 220 kV  
Tipo AT220 – Angular y Anclaje



UNIVERSIDAD:	<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	PLANO:	3 de 4
FACULTAD:	<b>FIEE</b>	ESPECIALIDAD:	<b>L1</b>
DIBUJO:	J.J.P.E.	FECHA:	<b>Octubre 2021</b>
		REVISÓ:	<b>B</b>
		ESCALA:	Indicada

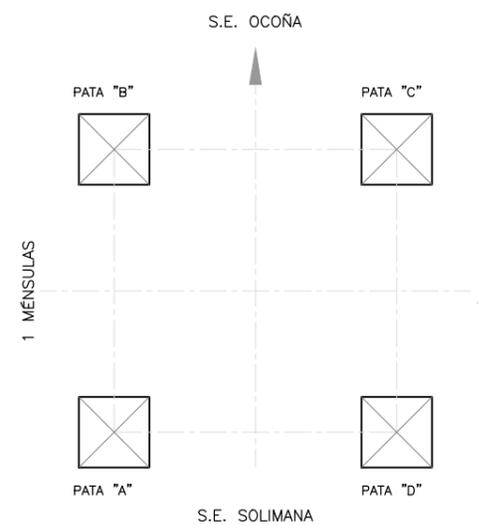
Torre Tipo Suspensión Especial 0°-3°  
E220  
Esc: 1: 250



- Distancia a Impulso Atmosférico
- Distancia a Sobretensión de Maniobra
- Distancia a Frecuencia Industrial

Oscilación del Aislador y Distancias Eléctricas  
Esc: 1: 250

Tipo de Estructura	<b>E220</b>
Función	Suspensión Especial
Ensamble de aisladores	Suspensión
Vano Lateral (m)	450
Número de Ternas	1
Área de Carga	1
Ángulo de desvío	0-3°
Vano Viento (m)	400
Vano Peso (m)	650



Vista de Planta  
Esc: 1: 250

**Nota:**

- Las dimensiones son referenciales y se encuentran en milímetros.
- Las distancias eléctricas y ángulo de oscilación se determinaron en el Capítulo V.



REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R.
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

PROYECTO: ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV

TÍTULO: Estructuras Preliminares LT 220 kV Tipo S220 - Suspensión Especial



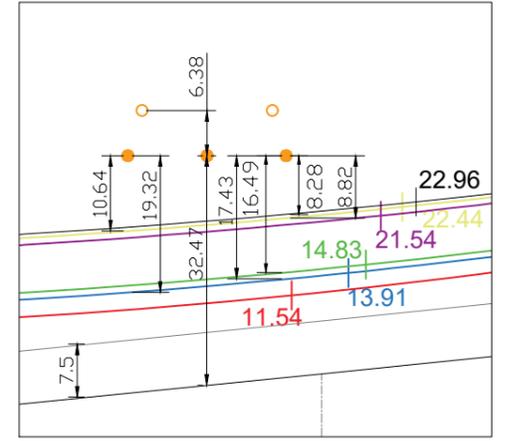
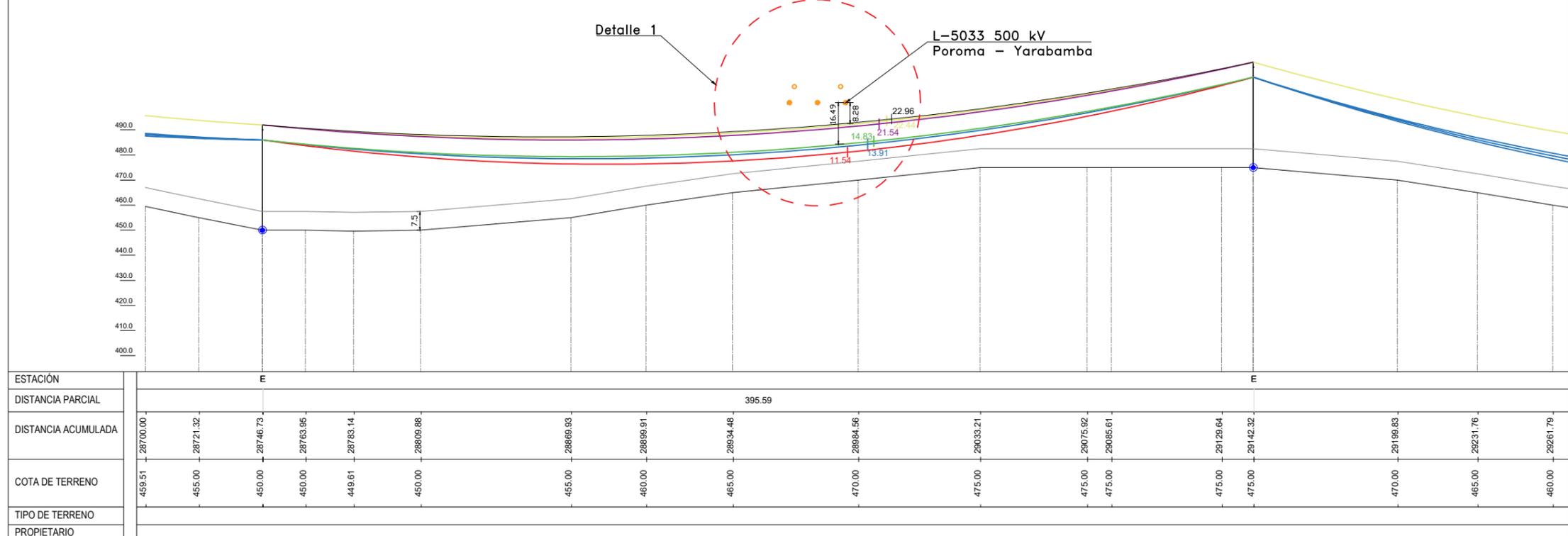
UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	ESPECIALIDAD: <b>L1</b>	PLANO: <b>ANEXO D</b>
FACULTAD: <b>FIEE</b>	FECHA: <b>Octubre 2021</b>	REV.: <b>B</b>
DIBUJO: <b>J.J.P.E.</b>	ESCALA: <b>Indicada</b>	

# **Anexo 5**

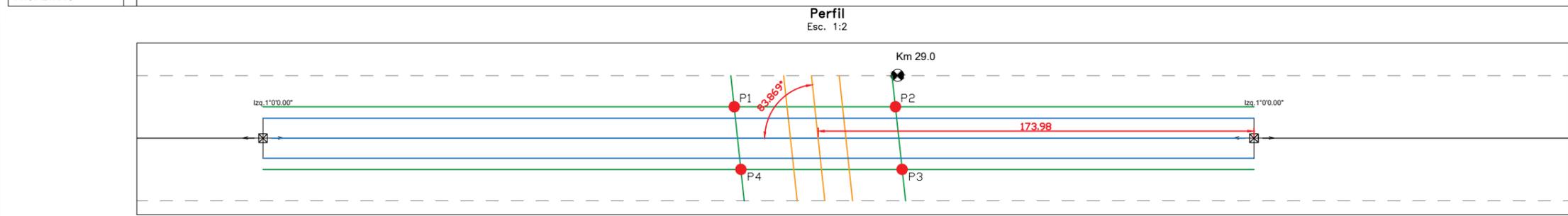
**Detalle de la zona de cruce 220 kV Y 500 kV**

N° DE ESTRUCTURA	83	84
TIPO ARMADO	E220	E220
POSTE / SOPORTE	E220+0	E220+0
VANO HORIZONTAL(m)	395.59	587.26
VANO PESO (m)	127.89	368.34
VANO VIENTO (m)	330.10	29142.32
PROGRESIVA (m)	28746.73	
VANO EQUIVALENTE (m)	346.37	
EDS INICIAL (%TR)	18.00%	
CONDUCTOR PRINCIPAL	ACAR-1200MGM	

- Leyenda:**
- Línea aérea en 500 kV existente
  - Límite de la servidumbre LT 220 kV y 500 kV
  - Cable de guarda LT 220 kV proyectada - EDS
  - Cable de guarda LT 220 kV Proyectada - máxima Temp.
  - Cable de guarda LT 220 kV Proyectada - mínima Temp.
  - Conductores LT 220 kV proyectada - EDS
  - Conductores LT 220 kV proyectada - máxima Temp.
  - Conductores LT 220 kV proyectada - mínima Temp.
  - Distancia de Seguridad al terreno LT 220 kV proyectada
  - Perfil del terreno
  - Estructuras existentes 500 kV - perfil
  - ⊠ Estructuras - planta



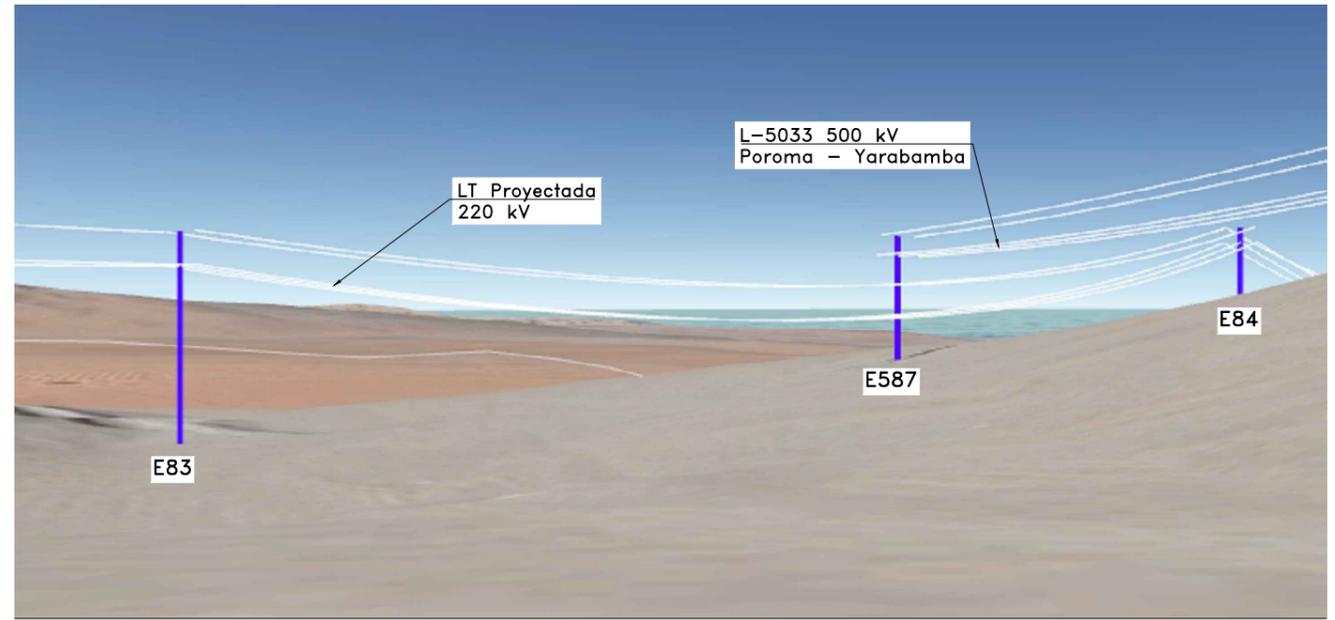
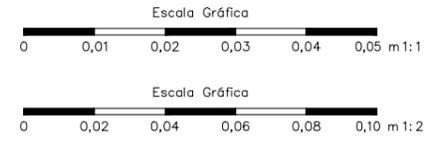
**Detalle 1**  
Esc. 1:1



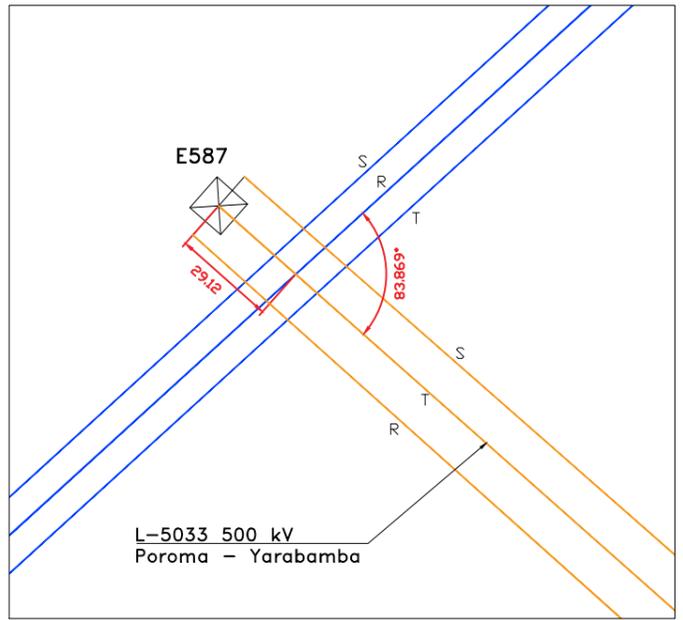
**Planta**  
Esc. 1:2

Coordenadas UTM Zona 18K		
Punto	Este	Norte
P1	709538.52	8183000.16
P2	709490.92	8182956.83
P3	709472.10	8182973.51
P4	709519.71	8183016.84

- Notas:**
1. Todas las medidas están expresadas en metros (m).
  2. Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.).
  3. Las distancias son validadas en el capítulo V.



**Simulación 3D - Esquemático**  
Esc. S/E



**Detalle de Cruce**  
Esc. 1:2

REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
B	20-10-21	Emitido para presentación	J.J.P.E	J.P.B.R
A	20-09-21	Emitido para revisión interna	J.J.P.E	J.J.P.E

TESIS:  
**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL CRUCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV Y 500 kV**

TÍTULO:  
Detalle de la zona de cruce 220 kV y 500 kV



UNIVERSIDAD: <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA</b>	PLANO: 1 de 1 <b>ANEXO E</b>
FACULTAD: FIEE	ESPECIALIDAD: L1
DIBUJO: J.J.P.E.	FECHA: Octubre 2021
	REVISÓ: B
	ESCALA: Indicada