

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



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Rehabilitación de la línea de transmisión en 66 kV subestación La  
Pampa – subestación Pallasca: departamento de Ancash**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Pablo Raúl Ternero Rodríguez

 [0009-0004-2828-7564](https://orcid.org/0009-0004-2828-7564)

Asesor

Dr. Ing. Modesto Tomás Palma García

 [0009-0005-1371-7988](https://orcid.org/0009-0005-1371-7988)

LIMA – PERÚ

2023

---

Citar/How to cite	Tenero Rodríguez [1]
Referencia/Reference	[1] P. Tenero Rodríguez, “ <i>Rehabilitación de la línea de transmisión en 66 kV subestación La Pampa – subestación Pallasca: departamento de Ancash</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

---



---

Citar/How to cite	(Tenero, 2023)
Referencia/Reference	Tenero, P. (2023). <i>Rehabilitación de la línea de transmisión en 66 kV subestación La Pampa – subestación Pallasca: departamento de Ancas</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

### ***Dedicatoria***

*Dedicado a mis padres, Adriana Margarita y Esteban Moisés, a mis hermanos, Lino Roberto, Esperanza Natalia, Soledad Eulalia, Ángel Jesús, Rosa Herminia, Rocío Beatriz, Flor de María y Juan Esteban, ellos me inculcaron la pasión por el estudio desde muy niño asimismo para mi esposa, Gloria Esther, con la cual hemos guiado a nuestros hijos, Silvana Elíizabeth, Enio Esteban, Silvia Joanna y Adriana Paula, y estamos guiando a nuestros nietos Malena Valentina, Alessandra, Adrián Ignacio y Luna Lucía, por la senda del estudio y los valores.*

## **Agradecimientos**

Gracias a la Universidad Nacional de Ingeniería, a los docentes que nos compartieron sus conocimientos desde los cursos básicos hasta los cursos de especialización, a cada uno de mis compañeros con los que compartimos carpeta a lo largo de los años y hoy son buenos profesionales, pero lo más importante son buenas personas. También quiero agradecer a los ingenieros y personal de las empresas concesionarias ELECTRONORTE S.A., ELECTRONOROESTE S.A., ELECTRONORTE MEDIO S.A. y ELECTROCENTRO S.A., así como a las empresas contratistas Servicios Especiales y Logística en General S.A. (SELEGSA) y Promotora de Proyectos SAC Consultores, a su staff profesional, técnicos y personal que compartimos nuestra vida profesional, la gratitud a todos ellos.

## Resumen

La actual infraestructura eléctrica denominada Línea de Transmisión en 66 kV Subestación La Pampa - Subestación Pallasca, que tiene una longitud de 57.30 km, sufrió graves problemas técnicos los cuales se manifestaron como una inclinación y hundimiento de algunos de sus postes de madera provocando la disminución de altura libre del conductor sobre el suelo, todo ello provocado por el deslizamiento del terreno debido a fallas geológicas. Pese a haberse realizado trabajos de emergencia por rotura de cruceta, reforzamiento de estructuras con retenidas y cambiar el tipo de armado para levantar altura de conductor e instalación de crucetas, problema que se viene acrecentando durante el período de lluvias. Comprometiendo un tramo por agrietamiento de terreno con deslizamiento de las estructuras. En consecuencia, el Proyecto contempla el desarrollo de la ingeniería con fines de construcción de la rehabilitación de 5.377 km, estructuras E-19 a E-34 existentes, de la línea de transmisión en 66 kV subestación La Pampa - subestación Pallasca, departamento de Ancash.

Palabras clave: Ingeniería, rehabilitación, línea de transmisión, estructura de celosía.

## **Abstract**

The current electrical infrastructure called the 66 kV Transmission Line La Pampa Substation - Pallasca Substation, which has a length of 57.30 km, suffered serious technical problems which manifested themselves as a tilt and collapse of some of its wooden poles causing a decrease in free height of the conductor above the ground, all this caused by the landslide due to geological fault. Despite having carried out emergency work due to a breakage of the crosshead, reinforcement of structures with retentions and changing the type of reinforcement to raise the height of the conductor and installation of crosspieces, a problem that has been increasing during the rainy season compromising a section due to ground cracking with slipping of the structures. Consequently, the Project contemplates the development of engineering for the construction of the rehabilitation of 5,377 km, frame enter structures, E-19 and E-34 exits, of the 66 kV transmission line in La Pampa substation - Pallasca substation, department of Ancash "

Keywords: Engineering, rehabilitation, transmission line, lattice structure.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción.....	xvi
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo.....	1
1.1 Antecedentes .....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	2
1.2.1 Situación problemática.....	2
1.2.2 Problema geneal .....	2
1.3 Objetivos del estudio .....	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 Hipótesis .....	3
1.4.1 Hipótesis general ..	3
1.4.2 Hipótesis específicas .....	3
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	4
2.1 Códigos y Normas.....	4
2.2 Características del proyecto.....	4
2.2.1 Características geográficas.....	4
2.2.2 Características climatológicas y ambientales.....	5
2.3 Distancias mínimas de seguridad.....	5
2.3.1 Distancias mínimas de seguridad externas.....	5
a. Distancia mínima seguridad vertical al terreno (bajo la línea).....	5
b. Distancia de seguridad vertical entre fases de línea.....	7
c. Distancia de seguridad horizontal entre fases de línea .....	8
2.3.2 Distancias mínimas de seguridad en la estructura.....	9
a. Por sobretensiones de maniobra.....	9

b. Por sobretensiones de impulso atmosférico.....	10
c. Por sobretensiones a frecuencia industrial.....	10
2.4 Presión del viento.....	16
2.4.1 Velocidad del viento .....	16
2.4.2 Presión del viento.....	16
2.5 Selección de conductores .....	17
2.5.1 Cálculo mecánico de conductores.....	17
2.5.2 Expresiones matemáticas del conductor a desnivel.....	17
2.5.3 Sobrecargas en el conductor.....	19
2.5.4 Ecuación de cambio de estado para vanos a desnivel (ECE).....	20
2.5.5 Hipótesis de cálculo mecánico.....	21
2.5.6 Efecto corona.....	22
a. Tensión crítica disruptiva.....	22
b. Tensión crítica visual.....	25
c. Pérdidas de potencia por efecto corona.....	25
2.5.7 Selección de los amortiguadores.....	26
a. Características.....	26
b. Selección del amortiguador.....	26
2.6 Selección de los aisladores .....	27
2.6.1 Criterios eléctricos.....	27
2.6.2 Selección de la cadena de aisladores.....	28
a. Selección de aisladores por distancia de fuga.....	28
b. Selección de aisladores por sobretensiones de maniobra.....	30
c. Selección de aisladores por sobretensiones a frecuencia industrial.....	31
d. Selección de aisladores por sobretensiones de impulso atmosférico .....	31
2.6.3 Criterios mecánicos.....	32
2.7 Selección de la puesta a tierra.....	33



2.7.1	Criterios y procedimientos de diseño.....	33
2.7.2	Medición de la resistividad del terreno.....	33
2.7.3	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra .....	34
2.7.4	Configuración de la puesta a tierra seleccionada.....	34
2.8	Selección de estructuras.....	35
2.8.1	Definiciones básicas de diseño.....	35
2.8.2	Cargas de diseño.....	36
2.8.3	Tipos de estructuras.....	36
2.8.4	Factores de sobrecarga.....	37
2.8.5	Método de cálculo .....	38
2.8.6	Hipótesis de cargas.....	38
2.9	Cimentación de estructuras de celosía.....	39
2.9.1	Forma.....	39
2.9.2	Factor de seguridad al volteo.....	40
2.9.3	Factor de seguridad al arrancamiento.....	40
2.9.4	Verificación de la capacidad portante.....	40
2.9.5	Concreto armado.....	40
	Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación.....	42
3.1	Evaluación de instalaciones eléctricas existentes.....	42
3.1.1	Descripción.....	42
3.1.2	Inspección de estructuras existentes.....	42
3.1.3	Inspección de los componentes de las estructuras.....	43
3.1.4	Criterios para el trazo de ruta de la variante E-19 a E-34.....	44
3.2	Inspección geológica de la zona del Proyecto. ....	44
3.3	Levantamiento topográfico. ....	45

3.3.1	Descripción del trazo de ruta elegido.....	45
3.3.2	Trabajos efectuados.....	46
3.4	Evaluación arqueológica .....	47
3.4.1	Resultados.....	47
3.4.2	Conclusiones de la evaluación arqueológica .....	47
3.5	Características técnicas de la variante E19 – E34.....	47
3.6	Características técnicas del equipamiento.....	48
3.6.1	Conductor de aleación de aluminio AAAC .....	48
3.6.2	Accesorios del conductor de aluminio .....	49
3.6.3	Aisladores estandar.....	50
3.6.4	Accesorios del aislador estandar .....	51
3.6.5	Material de puesta a tierra .....	52
3.6.6	Estructuras de celosía .....	52
3.6.7	Accesorios de las estructuras de celosía .....	54
3.6.8	Tablas de datos técnicos (TDT).....	54
3.7	Identificación de Impacto Ambiental.....	54
Capítulo IV: Análisis y resultados.....		63
4.1	Ubicación .....	63
4.2	Planilla de estructuras .....	63
4.3	Descripción .....	65
4.3.1	Variante L.T. 66 kV SE La Pampa – Pallasca (E-34 – E19).....	65
4.3.2	Características del suministro.....	65
4.3.3	Características principales de la línea de transmisión.....	66
4.3.4	Características climatológicas.....	67
4.3.5	Características ambientales.....	67
4.3.6	Faja de servidumbre.....	67
4.4	Planos y láminas de detalle .....	68

4.5	Metrado y presupuesto .....	86
4.6	Cronograma de ejecución de obra .....	92
	Conclusiones.....	93
	Recomendaciones .....	94
	Referencias bibliográficas.....	95
	Anexos.....	97

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Área de influencia.....	4
Tabla 2: Distancias mínimas de seguridad vertical al terreno (bajo la línea).....	7
Tabla 3: Distancias de seguridad horizontal entre conductores de línea .....	8
Tabla 4: CFOcorr por impulso vs minimum air clearance.....	12
Tabla 5: Distancia de aislamiento: conductor – estructura.....	14
Tabla 6: Niveles de aislamiento.....	14
Tabla 7: Angulo de desviación de la cadena de aisladores.....	15
Tabla 8: Constante de presión de viento.....	16
Tabla 9: Factor de forma.....	17
Tabla 10: Presión del viento.....	17
Tabla 11: Cálculo de las sobrecargas del conductor.....	20
Tabla 12: Coeficiente de rugosidad del conductor.....	23
Tabla 13: Coeficiente medioambiental.....	24
Tabla 14: Número de conductores por fase.....	24
Tabla 15: Configuración geométrica de las estructuras.....	24
Tabla 16: Parámetros calculados.....	24
Tabla 17: Número de amortiguadores por vano.....	26
Tabla 18: Distancias recomendadas de instalación.....	27
Tabla 19: Grados de contaminación.....	29
Tabla 20: Factor de maniobra (Fm).....	30
Tabla 21: Tensión de sostenimiento por maniobra (Em).....	30
Tabla 22: Tensión de sostenimiento por frecuencia industrial (Enf).....	31
Tabla 23: Tensión de impulso crítico promedio.....	32
Tabla 24: Tipos de puesta a tierra convencional.....	34
Tabla 25: Medición de resistividad del terreno.....	35
Tabla 26: Tipos de puesta a tierra con bentonita.....	35

Tabla 27: Tipos de estructuras metálicas.....	37
Tabla 28: Parámetros de diseño mecánico de estructuras.....	37
Tabla 29: Hipótesis de carga en estructura de suspensión.....	38
Tabla 30: Hipótesis de carga en estructura de anclaje ángulo.....	39
Tabla 31: Características geométricas de la fundación.....	41
Tabla 32: Estructuras existentes .....	42
Tabla 33: TDT Conductor aluminio AAAC .....	55
Tabla 34: TDT Accesorios de conductor AAAC.....	56
Tabla 35: TDT Aislador estándar.....	58
Tabla 36: TDT Accesorios de aislador estándar.....	59
Tabla 37: TDT Puesta a tierra .....	62
Tabla 38: Vértices y coordenadas.....	63
Tabla 39: Planilla de estructuras.....	64
Tabla 40: LT 66 kV SE Huallanca-SE La Pampa-SE Pallasca.....	66
Tabla 41: Anchos mínimos de la faja de servidumbre.....	68
Tabla 42: Planos de obras electromecánicas.....	68
Tabla 43: Planos de obras civiles.....	68
Tabla 44: Resumen general del Presupuesto .....	86
Tabla 45: Resumen del presupuesto de la Línea de Transmisión .....	87
Tabla 46: Obras electromecánicas: sección I suministro de materiales.....	88
Tabla 47: Obras electromecánicas: sección II montaje, sección IV desmontaje.....	89
Tabla 48: Resumen del presupuesto de obras civiles .....	90
Tabla 49: Obras civiles: sección III obras civiles.....	91

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Plano de localización.....	6
Figura 2: Mapa de niveles isoceraúnicos .....	6
Figura 3: Curva CFOcorr por maniobra vs air gap.....	11
Figura 4: Curva CFOcorr por frecuencia industrial vs air gap.....	13
Figura 5: Angulo de desviación de la cadena de aisladores.....	15
Figura 6: Catenaria del conductor a desnivel.....	19
Figura 7: Disposición típica de amortiguadores.....	27
Figura 8: Medición de resistividad del terreno.....	33
Figura 9: Puesta a tierra según configuración horizontal.....	34
Figura 10: Elevación típica de la fundación.....	41
Figura 11: Trazo de ruta de la variante LT 66 kV E-19 a E3-4.....	43
Figura 12: Configuración de estructura tipo “S” .....	53
Figura 13: Configuración de estructura tipo “A1” .....	53
Figura 14: Configuración de estructura tipo “A2” .....	54
Figura 15: Plano de la variante LT 66 kV.....	65
Figura 16: Plano LT-101 Trazo de ruta de la variante E-19 a E-34.....	69
Figura 17: Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 1 de 5 .....	70
Figura 18: Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 2 de 5 .....	71
Figura 19: Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 3 de 5 .....	72
Figura 20: Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 4 de 5 .....	73
Figura 21: Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 5 de 5 .....	74
Figura 22: Lámina LT-103 Estructura de suspensión tipo “S” .....	75
Figura 23: Lámina LT-104 Estructura de anclaje angular tipo “A1” .....	76
Figura 24: Lámina LT-105 Estructura de anclaje angular tipo “A2” .....	77
Figura 25: Lámina LT-106 Detalle de enlace V7-E19 existente .....	78

Figura 26: Lámina LT-107 Detalle de enlace V1-E34 existente .....	78
Figura 27: Lámina LT-108 Puesta a tierra.....	79
Figura 28: Lámina LT-109 Cadena de aisladores.....	80
Figura 29: Lámina LT-110 Disposición de amortiguadores.....	81
Figura 30: Lámina LT-111 Detalle de señalización.....	82
Figura 31: Lámina LT-OC-001 Cimentación de estructura tipo “S” ..	83
Figura 32: Lámina LT-OC-002 Cimentación de estructura tipo “A1” .....	84
Figura 33: Lámina LT- OC-003 Cimentación de estructura tipo “A2” .....	85
Figura 34: Cronograma de ejecución de obra.....	92

## Introducción

El Trabajo de Suficiencia Profesional que se propone, conducente a obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista lleva el título de "Rehabilitación de la línea de transmisión en 66 kV subestación La Pampa - subestación Pallasca, departamento de Ancash".

La rehabilitación de la línea es urgente y necesaria, si no es ejecutado muchos pueblos de la Sierra del Perú, en el departamento de Ancash, quedarían sin servicio eléctrico.

Este Proyecto ha sido elaborado como requisito previo para la ejecución de la rehabilitación propiamente dicha y que estaría a cargo de la empresa concesionaria de la línea de transmisión. El periodo de desarrollo del Trabajo fue de seis (06) meses, dado que ha sido necesario realizar levantamiento de datos en campo.

El trabajo se ha elaborado en base a la experiencia en ejecución de otros proyectos de infraestructura eléctrica de transmisión y subtransmisión.

Me gustaría, dar las gracias a mi asesor por su excelente orientación y soporte durante todo el proceso de realización de mi proyecto, así como también me gustaría dar las gracias a la empresa SELEGSA (Servicios Eléctricos y Logística en General SA) y Promotora y Proyectos SAC quien me ha dado las facilidades para el desarrollo de los cálculos necesarios.

Mi esposa merece un especial agradecimiento por su paciencia y consejo que me ha sido, como siempre, de gran ayuda.



# Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

## 1.1 Antecedentes

La línea de transmisión en 60 kV SE La Pampa – SE Pallasca fue construida y puesta en operación en el año 1995, abastece de energía eléctrica a las localidades y centros mineros de las provincias de Corongo y Pallasca en el departamento de Ancash.

El tramo de esta línea, comprendido entre las estructuras E19 y E34, sufrió graves problemas técnicos los cuales se manifestaron con la inclinación y hundimiento de las estructuras debido al deslizamiento del terreno por fallas geológicas.

La razón fundamental por la que se desarrolla el presente trabajo de suficiencia profesional es que se hace necesario contar con los documentos técnicos de ingeniería para resolver el problema de colapso del tramo de línea de transmisión 66 kV comprendido entre las estructuras E19 – E34, ubicadas en el sector de Yupán, provincia de Corongo.

En el año 2009 se ejecutó una rehabilitación de la línea de transmisión en el tramo comprendido entre las estructuras E92 - E100, ubicado en el sector Tauca, provincia de Pallasca, debido a problemas en la cimentación de las estructuras por ensanchamiento de la carretera Tauca – Cabana.

El proyecto inicial de la línea de transmisión SE La Pampa – SE Pallasca cuenta con el Estudio de impacto Ambiental EIA aprobado con resolución N° 391-2009 MEM-AAE del 21-10-2009.

La infraestructura eléctrica sobre la cual se desarrolla el proyecto tiene como propietario al Estado Peruano y como Concesionario a la empresa eléctrica de distribución Electro Norte Medio S.A. (HIDRANDINA S.A.) y forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La línea de transmisión existente tiene estructuras compuestas por postes de madera de pino, 60 pies de longitud, sistema trifásico, tensión nominal 66 kV, configuración horizontal y aisladores de porcelana tipo ANSI 52.3.

Los cálculos estarán sustentados sobre la base de lo dispuesto por el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011 DGE//MEM, en lo que corresponde a los diseños y equipos estos estarán fundamentados sobre la base de las normas internacionales IEC, IEEE y otros.

## **1.2 Descripción del problema de investigación**

### **1.2.1 Situación problemática**

El escenario real corresponde al colapso de una línea de transmisión en 66 kV, que trae como consecuencia las interrupciones del abastecimiento de energía eléctrica a las localidades y centros mineros, incumpliendo con los estándares e indicadores de la calidad del servicio eléctrico.

El propósito del estudio es entonces resolver un problema específico de colapso de un tramo de la línea de transmisión en 66 kV, comprendido entre las estructuras E19 y E34, con una longitud de 5.377 km, ubicado en distrito de Yupán, provincia de Corongo, departamento de Ancash.

La ineficiente construcción o un mal estudio geotécnico ha causado el colapso de la línea de transmisión materia del trabajo de suficiencia profesional propuesto.

La rehabilitación de la línea es una inversión no prevista, lo cual produce mayores gastos a la empresa Concesionaria.

### **1.2.2 Problema general**

El problema a resolver es el colapso de la infraestructura eléctrica de una línea de transmisión existente, los cuales se manifestaron con la inclinación y hundimiento de las estructuras existentes debido al deslizamiento del terreno por fallas geológicas.

## **1.3 Objetivos del estudio**

### **1.3.1 Objetivo general**

Diseñar los documentos técnicos de ingeniería para resolver el problema del colapso de la infraestructura eléctrica de una línea de transmisión existente.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos son los siguientes:

- a. Redactar los documentos técnicos de ingeniería que resuelvan el problema de colapso de una línea de transmisión existente
- b. Realizar los cálculos eléctricos y mecánicos que comprueben que la propuesta cumple con los estándares o indicadores para resolver el problema.
- c. Establecer un cronograma de ejecución que permita evaluar el cumplimiento de la meta de resolución del problema de colapso.

## **1.4 Hipótesis**

### **1.4.1 Hipótesis general**

El diseño del documento técnico de ingeniería resuelve el problema de colapso de la infraestructura eléctrica de la línea de transmisión existente.

### **1.4.2 Hipótesis específicas**

- Los documentos técnicos de ingeniería resuelven el problema de colapso de la infraestructura eléctrica de la línea de transmisión existente.
- Los cálculos eléctricos y mecánicos efectuados comprueban que el trabajo de suficiencia profesional cumple con los estándares o indicadores para resolver el problema.
- El cronograma de ejecución permite evaluar el cumplimiento de la meta de resolución del problema de colapso.

## Capítulo II. Marco teórico y conceptual

### 2.1 Códigos y Normas.

Para el desarrollo del estudio se tomarán en cuenta las siguientes normas y recomendaciones de diseño, según su ámbito de aplicación:

- Ley Concesiones Eléctricas (D.L.25844) y su Reglamento (D.S. N°009-93-EM)
- Código Nacional de Electricidad - Suministro, 2011, DGE/MEM
- Código Nacional de Electricidad Utilización, 2006, DGE/MEM
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
- Normas Técnicas Peruanas vigentes (NTP)
- Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)
- Normas ANSI (American National Standards Institute)
- Normas ASTM (American Society for Testing and Materials)
- Recomendaciones IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas.

### 2.2 Características del Proyecto

#### 2.2.1 Características geográficas.

Distrito	:	Yupán
Provincia	:	Corongo
Departamento:		Ancash
Altitud	:	< 2,300 a 3,200 > msnm.
Zona	:	B altitud >3200 msnm
Area	:	1 < 3001 – 4000 > msnm

**Tabla 1**  
*Área de influencia*

Punto	Coordenadas UTM WGS 84	
	ESTE	NORTE
P1	172092	9047074
P2	176579	9045980

## 2.2.2 Características climatológicas y ambientales.

Temperaturas media, anual	:	17 °C,
Temperatura máxima	:	25 °C,
Temperatura mínima	:	3 °C,
Humedad relativa	:	70% - 85%
Presión atmosférica	:	0 msnm      76.00 cm Hg (1.000 atm))
		3200 msnm: <b>50.85 cm Hg</b> (0.699 atm)
Densidad aire a nivel del mar:	0 msnm	1.298 kg/m <sup>3</sup>
Factor densidad relativa del aire:	3200 msnm	<b>0.670</b>
Rigidez dieléctrica	:	0 msnm      29800 kV/cm
		3200 msnm <b>19966 kV/cm</b>
Velocidad del viento	:	104 km/h      (29 m/s)
Sismicidad	:	Zona 3      factor z = 0.35
Contaminación ambiental	:	nivel I, ligero
Grado de contaminación	:	depósito de sales < 0.020 mg/cm <sup>2</sup>
Nivel isoceraúnico	:	40 tormentas eléctricas al año (*)

(\*) Mapa de Niveles isoceraúnicos - Ing. Justo Yanque – año 2005.

Los datos hidrometeorológicos: estación meteorológica convencional SENAMHI Cabana/004431, de los últimos años.

## 2.3 Distancias mínimas de seguridad.

### 2.3.1 Distancias mínimas de seguridad externas

Las distancias externas tienen que ver con la seguridad, establecen las distancias de seguridad entre conductores de fase y objetos debajo o en las proximidades de la línea para evitar daños por descargas eléctricas. Se considerarán las distancias de seguridad para la condición más desfavorable de flecha máxima.

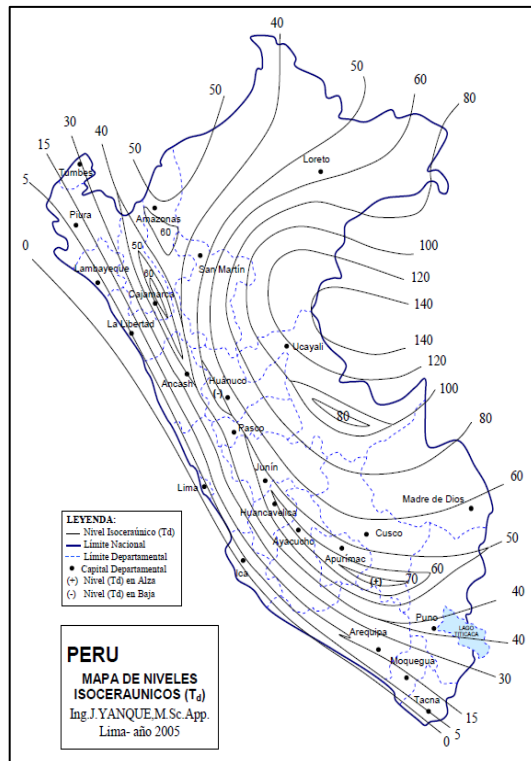
#### a. **Distancia mínima de seguridad vertical al terreno (bajo la línea).**

Según el CNE-S 2011 Tablas 232-1 y 232-1a, y las correcciones por nivel de tensión y altura, según las Reglas 232.C.1. a y 232.C.1.b se obtiene:

**Figura 1**  
Plano de localización



**Figura 2**  
Mapa de Niveles Isoceraúnicos



Nota: Adaptado de (Ing. Yanque, Justo, 2005).

- Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones 7.60 m
- Caminos y calles sujetas al tráfico de camiones 7.60 m
- Calzadas, zonas de parqueo y callejones 7.60 m
- Otros terrenos recorridos por vehículos 7.00 m
- Espacios y vías peatonales no transitables por vehículos 6.00 m
- Calles y caminos en zonas rurales 7.10 m

**Tabla 2**

*Distancias mínimas de seguridad vertical al terreno (bajo la línea)*

TENSION NOMINAL	66 KV	Distancia vertical Tabla 232-1	Distancia vertical, adicional según regla 232.C.1.a	Distancia vertical, adicional según regla 232.C.1.b	Distancia vertical corregida	Distancia vertical Tabla 232-1.a	DISTANCIA VERTICAL MINIMA ASUMIDA
TENSION MAXIMA DE SERVICIO	72.5 KV						
ALTITUD	3,200 msnm						
NATURALEZA DE SUPERFICIE							
		23 KV	72.5 KV	3200 msnm			
<b>CUANDO LOS CONDUCTORES CRUZAN O SOBRESALEN</b>							
CARRETERAS Y AVENIDAS SUJETAS AL TRAFICO CAMIONES		7	0.5	1.22	7.6	7.6	<b>7.6</b>
CAMINOS Y CALLES SUJETAS AL TRAFICO DE CAMIONES		6.5	0.5	1.22	7.1	7.6	<b>7.6</b>
CALZADAS, ZONAS DE PARQUEO Y CALLEJONES		6.5	0.5	1.22	7.1	7.6	<b>7.6</b>
OTROS TERRENOS RECORRIDOS POR VEHICULOS, CULTIVOS		6.5	0.5	1.22	7.1	7	<b>7</b>
ESPACIOS Y VIAS PEATONALES NO TRANSITABLES POR VEHICULOS		5	0.5	1.22	5.6	5.5	<b>6</b>
CALLES Y CAMINOS EN ZONAS RURALES		6.5	0.5	1.22	7.1	7	<b>7.1</b>
<b>A LO LARGO Y DENTRO DE LOS LIMITES DE LA FAJA SERVIDUMBRE</b>							
CARRETERAS Y AVENIDAS		6.5	0.5	1.22	7.1		<b>7.1</b>
CAMINOS Y CALLES		6	0.5	1.22	6.6		<b>6.6</b>
ESPACIOS Y VIAS PEATONALES NO TRANSITABLES POR VEHICULOS		5	0.5	1.22	5.6		<b>5.6</b>
CALLES Y CAMINOS EN ZONAS RURALES		6	0.5	1.22	6.6		<b>6.6</b>
CANIMOS NO CARROZABLES EN ZONAS RURALES		5	0.5	1.22	5.6		<b>5.6</b>

Nota: Adaptado de (CNE-S, 2011 tabla 232-1)

**b. Distancia de seguridad vertical entre fases de línea**

Tabla 235-5 CNE-S 2011, reglas 235.C.1 y 235.C.2.a.

Para conductores que exceden 23 kV hasta 50 kV:  $0,80 + 0,01 (V_{max} - 11) (2.1)$

Para la tensión 50 kV:  $D_v = 1.19 \text{ m}$

Regla 235.C.2.a. CNE-S 2011: la distancia de seguridad deberá incrementarse 10 mm por kV que exceda de 50 kV; así mismo, para tensiones que excedan de 50 kV, la distancia se incrementará en 3% por cada 300m que sobrepasa de 1000 msnm.

Incrementos de la distancia de seguridad entre conductores:

- Por exceso de nivel tensión:  $\Delta 1 D_v = 0.01 \text{ m/kV} * 22.5 \text{ kV} = 0.225 \text{ m}$

- Por altitud 3200m:  $\Delta 2 D_v = 2200/300 * 3\% * \Delta 1 D_v = 0.275 \text{ m}$

Distancia mínima de seguridad vertical:  $D_v = 1.19 + 0.225 + 0.275 = 1.690 \text{ m}$

### c. Distancia de seguridad horizontal entre fases de línea

Reglas 233.B.1, 235.B.1.b(2) y 235.B.1.b(3) del CNE-S 2011.

Las distancias mínimas a medio vano, fase-fase, dependen de los vanos máximos:

$$D = 7.6 * V_m + 8 * \sqrt{f * 2.12} \quad (2.2)$$

**Tabla 3**

*Distancias de seguridad horizontal entre conductores de línea.*

Estructura		Vano Horizontal	Altitud	Flecha	D
N°	Armado	(m)	(msnm)	(m)	(m)
E34	A2+0	157.21	3,030.50		
1	A2+0	228.77	3,023.00	3.92	1.78
2	S-3	508.05	3,065.70	17.93	3.69
3	A1+0	291.86	3,151.00	6.06	1.96
4	S+3	298.17	3,141.40	6.32	3.06
5	A1-3	506.28	3,151.20	17.87	2.61
6	A1+0	713.23	3,057.60	34.7	3.22
7	A2-3	122.41	3,134.40	1.25	1.46
8	S+0	386.74	3,103.50	10.91	3.35
9	A1+0	624.97	2,988.10	27.03	2.97
10	A2+0	184.5	2,875.00	2.9	1.68
11	S+0	339.85	2,784.00	9.24	3.25
12	S+0	399.7	2,603.60	11.85	3.40
13	A1+0	179.97	2,463.70	2.5	1.63
14	S+0	341.29	2,425.40	8.61	3.21
15	A2+0	94.14	2,322.60	0.48	1.31
E19	A2+0	0	2,306.80		

*Nota: Adaptado de (CNE-S, 2011 reglas 235.B.1.b(2) y 235.B.1.b(3))*

Donde: D separación horizontal requerida (mm)  
 V<sub>m</sub> tensión máxima de operación 72.5 kV  
 f Flecha del conductor en la condición de templado (mm)



Lcad	Longitud de la cadena de aisladores	1 250 mm
∅	Angulo oscilación de diseño: cadena suspensión	∅ = 60°
	cadena anclaje	∅ = 0°

### 2.3.2 Distancias mínimas de seguridad en la estructura

Son distancias internas utilizadas para diseñar la línea de transmisión con una aceptable capacidad de recibir las sobretensiones de maniobra, de impulso atmosférico y de frecuencia industrial. Se refieren a las distancias de aislamiento en el aire entre conductor de fase y la estructura, siguientes:

#### a. Por sobretensiones de maniobra

Vs: Tensión de sostenimiento

$$V_s = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_n K_t \quad (2.3)$$

Donde:	Vn	tensión nominal	66 kV
	Kt	factor de sobretensión de maniobra	2.50

CFOstd : Tensión crítica disruptiva en condiciones estándar

$$CFO_{std} = \frac{V_s}{1 - N \sigma} \quad (2.4)$$

Vn	tensión nominal	66 kV
N	número de desviaciones std	3
σ	desviación std	6 %

CFOcorr: Tensión crítica disruptiva corregido por factores atmosféricos:

$$CFO_{corr} = \frac{V_s}{1 - k \sigma} \frac{1}{\delta} \frac{F_h}{F_{ll}} \quad (2.5)$$

σ	densidad relativa del aire	0.67
Fh	factor de corrección por humedad	1.00
Fll	factor de corrección por lluvia	0.95

Dm: distancia media a estructura por sobretensión de maniobra.

De la curva, figura 2.3, para CFO corr = 258 kV: **Dm = 0.70 m**

### b. Por sobretensiones de impulso atmosférico

CFO std: Tensión crítica disruptiva en condiciones estándar

$$CFO\ std = \frac{BIL}{1 - N\sigma} \quad (2.6)$$

Donde:	BIL	nivel básico aislamiento al impulso tipo rayo	325 kV
	N	número de desviaciones std	1.3
	$\sigma$	desviación std	3 %

CFO corr: Tensión crítica disruptiva corregido por factores atmosféricos:

$$CFO\ corr = \frac{BIL}{1 - N\sigma} \frac{1}{\delta} \frac{Fh}{Fll} \quad (2.7)$$

$\delta$	densidad del aire corregida	0.67 g/m <sup>3</sup>
Fh	factor de humedad	1.00
Fll	factor de lluvia	0.95

Di: distancia estándar a estructura por sobretensión de impulso

De la tabla 2.4 para CFO corr = 531 kV:

**Di = 1.06 m**

### c. Por sobretensiones a frecuencia industrial

Vs: Tensión de sostenimiento

$$Vs = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} Vn a \quad (2.8)$$

Donde:	Vn	tensión nominal	66 kV
	a	% máximo de tensión, condiciones normales	5%

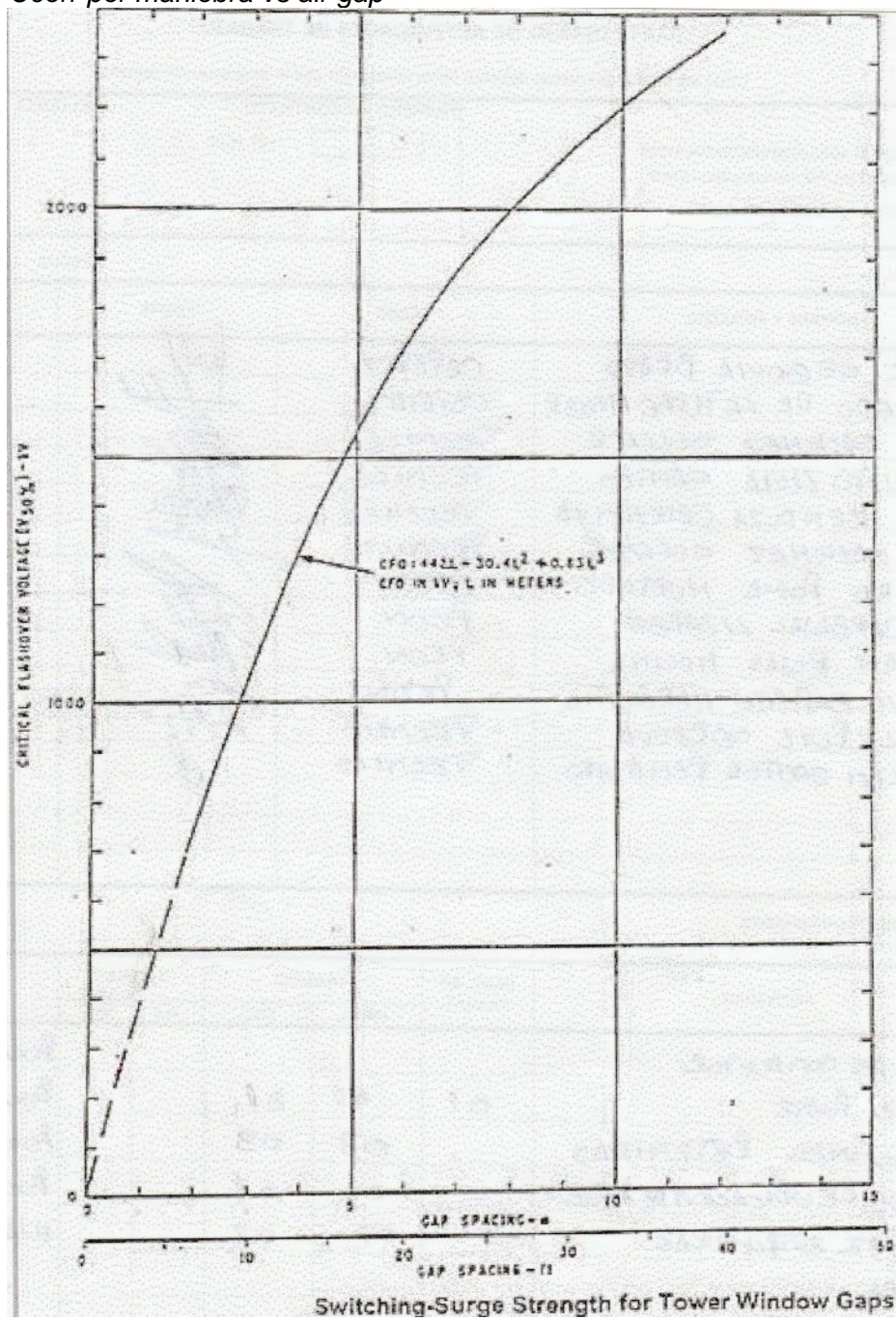
CFO std: Tensión crítica disruptiva en condiciones estándar

$$CFO\ std = \frac{Vs}{1 - N\sigma} \quad (2.9)$$

N	número de desviaciones std	6
$\sigma$	desviación std	3 %

CFO corr: Tensión crítica disruptiva corregido por factores atmosféricos y meteorológicos.

**Figura 3**  
 Curva CFOcorr por manobra vs air gap



Nota: Adaptado de: (EPRI, 1982, Transmission line reference book, California, USA).

**Tabla 4**  
*CFOcorr por impulso vs minimun air clearence*

Correlation between standar lightning impulse withstand voltages and minimun air clearences

Standar lightning impulse withstand voltages	Minimun clearence	
	mm	
kV	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

NOTE - The standar lightning impulse is applicable phase-to-phase and phase-to-earth

For phase-to-earth, the minimun clearence for conductor-structure and rod-structure ia applicable.

For phase-to-phase, the minimun clearence for rod-sturctura is applicable

*Nota:* Adaptado de (Norma IEC 60071-2, 2018; Ginebra, Suiza).

**Figura 4**  
 Curva CFOcorr por frecuencia industrial vs air gap

TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK 345 kV AND ABOVE

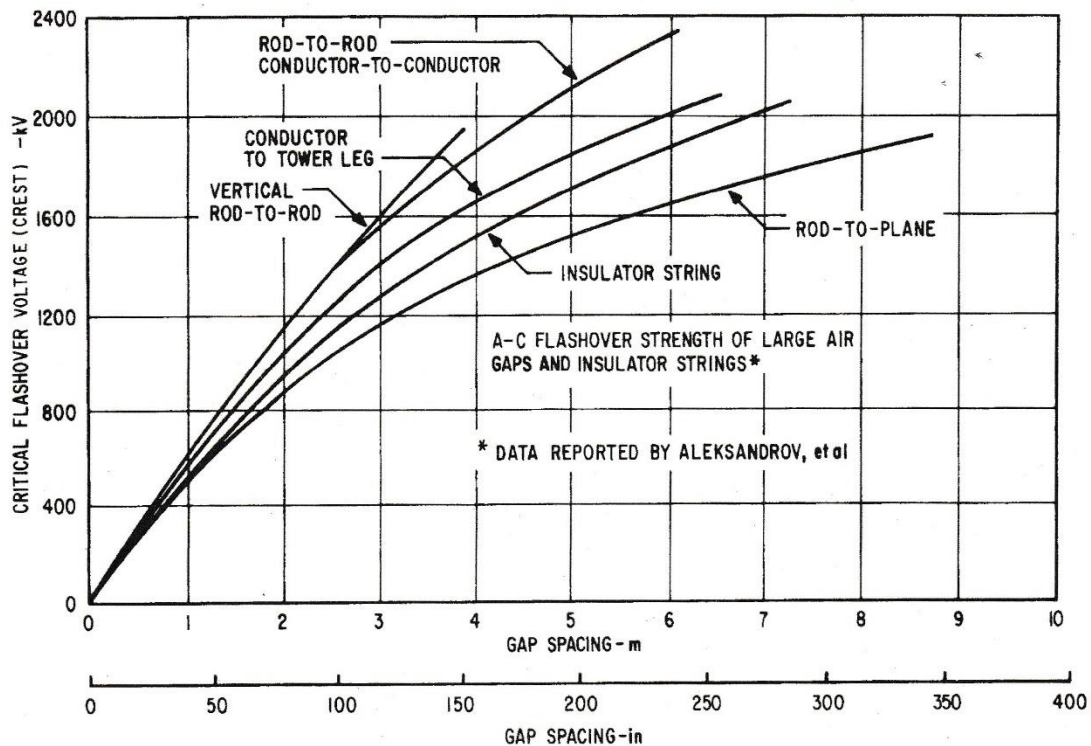


Figure 10.6.1. AC flashover strength of large air gaps as reported by Aleksandrov (40).

Nota: Adaptado de: (EPRI, 1982, Transmission line reference book, California, USA).

$$CFO\ corr = \frac{Vs}{1 - N\sigma} \frac{1}{\delta} \frac{Fh}{Fll} \quad (2.10)$$

$\delta$	densidad del aire corregida	0.67 g/m <sup>3</sup>
Fh	factor de humedad	1.00
Fll	factor de lluvia	0.95

Df: distancia mínima a estructura por sobretensión a frecuencia industrial.

De la figura 2.4, para CFO corr = 108.4 kV: Df = 0.20 m

Para la distancia mínima en el aire fase a estructura es aplicable la configuración: conductor –estructura y varilla–estructura.

En el diseño de la configuración geométrica de las estructuras de suspensión y anclaje se adopta lo indicado en la Tabla 2.5

**Tabla 5***Distancia de aislamiento: conductor – estructura*

CONDICION DE L.T. 66 kV.	CALCULADO		ASUMIDO	
	MAXIMO ANGULO DE OSCILACION	DISTANCIA DE SEGURIDAD A ESTRUCTURA (m)	MAXIMO ANGULO DE OSCILACION	DISTANCIA DE SEGURIDAD A ESTRUCTURA (m)
Sobretensión Frecuencia industrial	60 °C	0.20	60 °	0.20
Sobretensión por maniobra	40 °C	0.70	40 °	0.70
Sobretensión por impulso atmosférico	10 °c	1.06	10 °	<b>1.10</b>

**Longitud de cruceta en estructura tipo “S”**

d	distancia de extremo cruceta a ubicación cadena	0.10 m
e	distancia vertical de estribos de la estructura	0.20 m
f	distancia de seguridad personal de mantenimiento	0.40 m
Sobretensión de impulso:	$L_{cad} * \text{sen } 10^\circ + D_i$	1.32 m
Sobretensión de maniobra:	$L_{cad} * \text{sen } 40^\circ + D_m$	1.50 m
Sobretensión de frecuencia industrial:	$L_{cad} * \text{sen } 60^\circ + D_f$	1.31 m
Longitud de la cruceta:	$L_c = 1.50 + d + f$	2.00 m
Distancia vertical de crucetas:	$DV = L_{cad} + D_i + e$	2.55 m
Conclusión:	Longitud de cruceta	$L_c$ 2.00 m
	Distancia vertical entre crucetas	$DV$ 3.50 m

**Tabla 6***Niveles de aislamiento*

TENSION NOMINAL ENTRE FASES	TENSION MAXIMA ENTRE FASES	NIVEL BASICO AISLAMIENTO AL IMPULSO TIPO MANIOBRA	NIVEL BASICO AISLAMIENTO AL IMPULSO TIPO RAYO
FASE-FASE	FASE-FASE	FASE-TIERRA	FASE-TIERRA
kV	kV	Kv	Kv cresta
66	72.5	140	325

*Nota: Adaptado de (IEC, 1993, norma 60071-1).***Desviación de la cadena de aisladores**

Esta distancia comprueba que no se produzcan volteos en las cadenas y cumplimiento de las distancias de los conductores de fase a partes puestas a tierra en las estructuras de suspensión.

**Tabla 7**

*Angulo de desviación de la cadena de aisladores*

D	0.255	m			Vv	104	km/hr
Lc	1.25	m			q	52.6	daN/m <sup>2</sup>
Pa	30	kg			Fva	8.38	daN
p	0.3476	kg/m			Fva	8.54	kg
φ cond	0.01457	m			pv aislad	39.05	kg/m <sup>2</sup>

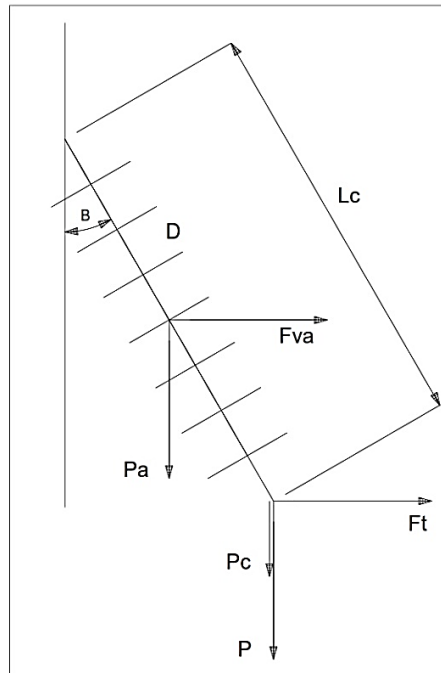
  

Estructura	Vano Horizontal	Altitud	Vano	Peso a <sub>gv</sub> ,	P	Ft	tg β	β
N°	Armado	(m)	(msnm)	(m)	kg	kg		°seg
2	S-3	508.05	3,065.70	359.41	115.7	204.2	1.59	56.1
4	S+3	298.17	3,141.40	270.51	87.1	153.7	1.54	55.4
8	S+0	386.74	3,103.50	547.71	176.4	311.2	1.6426	57.0
11	S+0	339.85	2,784.00	529.46	170.5	300.9	1.6387	56.8
12	S+0	399.7	2,603.60	251.05	80.8	142.7	1.52	55.2
14	S+0	341.29	2,425.40	527.41	169.8	299.7	1.6382	56.8

El valor máximo permitido de  $\beta = 60^\circ$ .

**Figura 5**

*Angulo de desviación de la cadena de aisladores*



$$tg\beta = \frac{\frac{Fva}{2} + Ft}{\frac{Pa}{2} + P + Pc} \quad (2.11)$$

$$Fva = \frac{Pva Lc D}{2} \quad (2.12)$$

$$P = p (a_{gv1} + a_{gv2}) \quad (2.13)$$

Donde:

$\beta$	ángulo de desviación de la cadena aisladores	
Pva	presión del viento sobre cadena aisladores	
Ft	fuerza del viento sobre el conductor	
	a ambos lados del apoyo.	
Pa	peso de la cadena de suspensión	(6 u * 5 kg = 30 kg)
P	peso conductor fase soportado por cadena suspensión	
Pc	peso de contrapesos	$P_c = 0$
Fva	fuerza viento sobre la cadena suspensión	
Lc	longitud de la cadena de aisladores de suspensión	
	(6 u, paso 146 mm)	1.25 m
D	diámetro aislador	255 mm
Vv	velocidad del viento	104 Km/hr = 29 m/s
p	peso del conductor	kg/m
$(a_{gv1} + a_{gv2})$	gravivano: distancia entre vértices de la catenaria de los vanos contiguos a la estructura.	

## 2.4 Presión del viento.

### 2.4.1 Velocidad del viento

Según el CNE-S 2011, Tabla 250-1 B se establece la velocidad horizontal del viento:

$$V = 104 \text{ km/h (29 m/s).}$$

### 2.4.2 Presión del viento

Según el CNE-S 2011, Regla 250.C, la fórmula de cálculo de la presión de viento:

$$P_V = K V^2 S_f A \quad (2.14)$$

**Tabla 8**

*Constante de presión de viento*

Constante de presión	K
Nivel hasta 3,000 msnm	0.613
Nivel mayor a 3,000 msnm	0.455

*Nota: Adaptado de (CNE-S, 2011, regla 250-C).*



**Tabla 9**  
Factor de forma

Factor de forma	Sf
Conductores y aisladores	1.00
Estructuras de celosía	3.20

Nota: Adaptado de (CNE-S, 2011, regla 252-B.2).

**Tabla 10**  
Presión del viento

Superficie	Presión de Viento (Pv)	
	kg/m <sup>2</sup>	N
Estructuras de celosía	124.8	1225
Conductor de fase	39.0	383
Cadena de aisladores	39.0	383

## 2.5 Selección de conductores

### 2.5.1 Cálculo mecánico de conductores

En este proyecto se emplearán conductores de aleación de aluminio, por lo que es necesario conocer sus propiedades: tensión de rotura, sección, módulo de elasticidad, el coeficiente de dilatación lineal, altitud a desarrollar el proyecto (m.s.n.m.), sobrecargas debidas al viento y hielo. Como parámetros en la geometría de un conductor suspendido entre dos apoyos se debe conocer: el vano, el vano real y la flecha.

Por lo anterior el cálculo mecánico determina:

- La tensión de tendido del conductor, así como las distintas tensiones a las que está sometido, para lo cual se empleará la ECE.
- Obtener la flecha máxima del conductor y comprobar las distancias seguridad externas a partir de la ecuación de la catenaria.

### 2.5.2 Expresiones matemáticas del conductor a desnivel

El conductor de peso uniforme, sujeto entre dos puntos situados a diferente altura (a desnivel) sometido a la fuerza de la gravedad, forma una curva llamada catenaria.

#### a. Ecuación de la Catenaria del conductor

$$y = C \left[ \cosh \left( \frac{w_0 x}{T_0} \right) \right] \quad (2.15)$$

$$C = \frac{T_0}{w_0} \quad (2.16)$$

Donde: C      parámetro de la catenaria  
 $T_0$       tiro en el vértice  
 $w_0$       peso unitario del conductor  
 $x$       valor de referencia horizontal

**b. Longitud del conductor en función del desnivel**

$$L = \sqrt{\left[ 2 C \operatorname{senh} \left( \frac{a}{2C} \right)^2 + h^2 \right]} \quad (2.17)$$

L      longitud del conductor  
a      longitud del vano  
h      altura del desnivel

$$h = C \left[ \operatorname{cosh} \left( \frac{X_b}{C} \right) - \operatorname{cosh} \left( \frac{X_a}{C} \right) \right] \quad (2.18)$$

Los valores de **h**       $> 0$        $|X_b| > |X_a|$   
    $< 0$        $|X_b| < |X_a|$   
    $= 0$        $|X_b| = |X_a|$

**c. Flecha en función del desnivel**

$$f = f' \operatorname{cosh} \left( \frac{X_m}{C} \right) \quad (2.19)$$

$$f' = C \left[ \operatorname{cosh} \left( \frac{a}{2C} \right) - 1 \right] \quad (2.20)$$

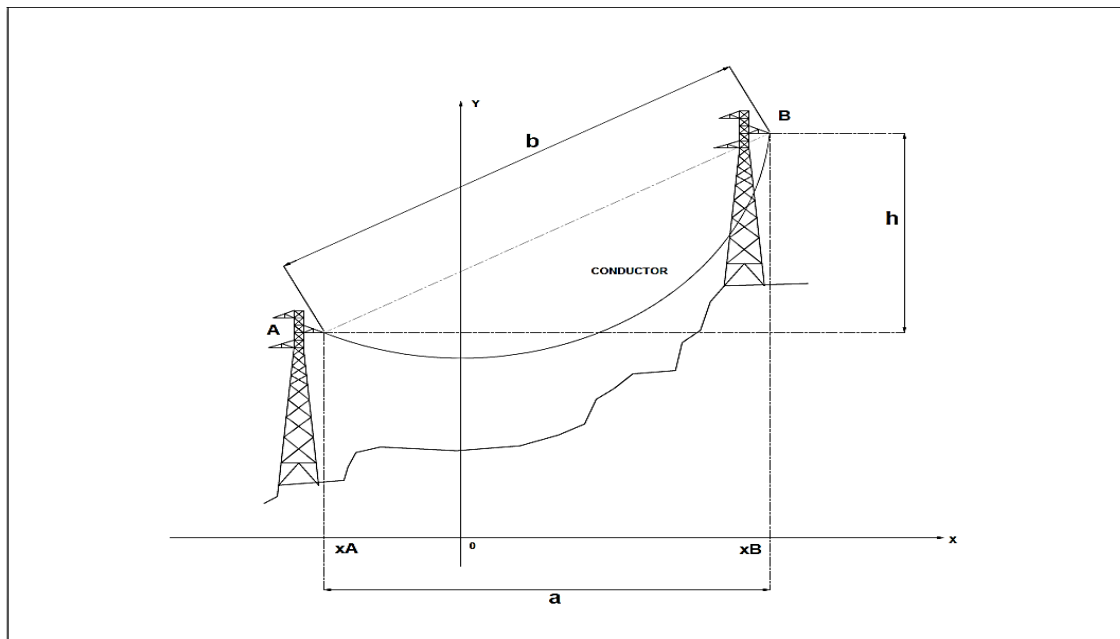
$$X_m = \left( \frac{X_a + X_b}{2} \right) \quad (2.21)$$

f      flecha del vano a desnivel  
f'      flecha del vano a nivel

**d. Saeta del conductor en función del desnivel:** distancia vertical entre el punto de suspensión más bajo del conductor y su vértice.

$$S = C \left[ \operatorname{cosh} \left( \frac{X_a}{C} \right) - 1 \right] \quad (2.22)$$

**Figura 6**  
*Catenaria del conductor a desnivel*



### 2.5.3 Sobrecargas en el conductor

En condiciones normales de trabajo el conductor está sometido a sobrecargas debido a las condiciones climáticas:

- temperatura
- viento
- hielo
- combinado: temperatura-viento, temperatura-hielo y temperatura-viento-hielo

Consideramos las siguientes sobrecargas:

$$Wr = \sqrt{[(Wo + Wh)^2 + Wv^2]} \quad (2.23)$$

$$m = \frac{Wr}{Wo} \quad (2.24)$$

$$Wv = 0.00482 V^2 \left( \frac{d_0 + 2e}{1000} \right) \quad (2.25)$$

$$Wh = 0.0028 (e^2 + e d_0) \quad (2.26)$$

donde:	V	velocidad viento	104 km/hr
	d <sub>0</sub>	diámetro del conductor	14.57 mm
	e	espesor de la costra del hielo	6 mm

<b>w<sub>0</sub></b>	peso unitario del conductor	0.322 kg/m
<b>w<sub>v</sub></b>	peso unitario por la presión del viento	kg/m
<b>w<sub>h</sub></b>	peso unitario del hielo	kg/m
<b>w<sub>r</sub></b>	peso unitario resultante	g/m
<b>m</b>	coeficiente de sobrecarga	

**Tabla 11**  
*Cálculo de las sobrecargas del conductor*

HIPOTESIS	$\sigma_{01}$	$\theta$	V	Hielo	W <sub>0</sub>	W <sub>h</sub>	W <sub>v</sub>	W <sub>r</sub>	m
	kg/mm <sup>2</sup>	°C	km/hr	mm	kg/m	kg/m	kg/m	kg/m	kg/m
I EDS inicial	5.04	17			0.322			0.322	1.0
II Carga hielo máximo		3		6	0.322	0.346		0.668	2.1
III Carga combinada hielo-viento		3	52	3	0.322	0.148	0.268	0.541	1.7
IV Carga viento máximo		10	104		0.322		0.760	0.825	2.6
V Máxima temperatura		75			0.322			0.322	1.0
VI Oscilación cadena aisladores		17	52		0.322		0.190	0.374	1.2

### 2.5.4 Ecuación de cambio de estado para vanos a desnivel (ECE)

En condiciones normales el conductor tendido está sujeto a cambios en la presión del viento, peso adicional de hielo, temperatura, por lo que el conductor no mantiene sus parámetros iniciales.

Teniendo el esfuerzo en condiciones iniciales la ECE hace posible calcular el esfuerzo final en otras condiciones.

Cuando dos soportes se encuentran instalados a diferente nivel y con vanos amplios diferentes se utiliza el concepto del vano real "b" (en lugar del vano horizontal "a") y del ángulo de desnivel "δ" que permita usar la ECE y obtener resultados más aceptables.

$$\sigma_{02}^2 \left[ \sigma_{02} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) \cos \delta + \frac{a^2 w_{r1}^2 E \cos^3 \delta}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{a^2 E w_{r2}^2 \cos^3 \delta}{24 A^2} \quad (2.27)$$

$$\cos \delta = a / b \quad (2.28)$$

donde:  $\sigma_{02}$  Esfuerzo final a determinar (kg/mm<sup>2</sup>)

$\sigma_{01}$  Esfuerzo inicial 5.04 kg/mm<sup>2</sup>

$\alpha$	Coeficiente de dilatación lineal	0.000023 /°C
E	Módulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	6350 kg/mm <sup>2</sup>
A	Sección del conductor	120 mm <sup>2</sup>
$\theta_2$	temperatura para condición final	(°C)
$\theta_1$	temperatura para condición inicial	(°C)
$\delta$	ángulo de desnivel	(°seg.)
a	longitud del vano horizontal	(m)
$w_{r2}$	peso resultante final	(kg/m)
$w_{r1}$	peso resultante inicial	(kg/m)
b	vano real	(m)

Se conocen los datos físicos del conductor ( $\alpha$ , E), las condiciones iniciales ( $\sigma_{01}$ ,  $w_{r1}$ ,  $\theta_1$ ), las condiciones finales ( $w_{r2}$ ,  $\theta_2$ ), por lo que la ECE presenta la forma de la ecuación cúbica siguiente y como tal podrá resolverse.

$$\sigma_{02}^3 + A \sigma_{02}^2 - B = 0 \quad (2.29)$$

### 2.5.5 Hipótesis de cálculo mecánico

CNE-S 2011, regla 261 H.1, la tensión de cada día a condiciones ambientales: temperatura media 17°C y viento nulo, es igual al 16.5% de la carga de rotura del conductor.

La componente horizontal de la tensión del conductor:

$$EDS_{INICIAL} = (3662 \text{ kg} / 120 \text{ mm}^2) \times 16.5\% = 5.04 \text{ kg/mm}^2 \quad (2.30)$$

Según el CNE-S 2011, Regla 250.B, Tabla 25-1 B, se han considerado los parámetros de viento, hielo y temperatura para el área de carga 1, elevación <3000-4000> msnm:

#### a. Hipótesis I Condición EDS inicial

- Temperatura media del sitio : 17 °C
- Presión de viento medio : 0
- Esfuerzo inicial : 5.04 kg/mm<sup>2</sup>

- b. Hipótesis II Condición de carga de hielo máximo**
- Temperatura mínima : 3 °C
  - Espesor manguito hielo : 6 mm
- c. Hipótesis III Condición de carga de viento y hielo combinado**
- Temperatura mínima : 3 °C
  - Presión de viento reducido : 19.5 kg/m<sup>2</sup> (52 km/h)
  - Espesor manguito hielo : 3 mm
- d. Hipótesis IV Condición de carga de viento máximo**
- Temperatura : 10 °C
  - Presión de viento máximo : 39 kg/m<sup>2</sup> (104 km/h)
- e. Hipótesis V Condición de máxima temperatura**
- Temperatura máxima : 75 °C
  - Presión de viento medio : 0
- f. Hipótesis VI Condición de oscilación de la cadena de aisladores**
- Temperatura media : 17 °C
  - Presión de viento : 19.5 kg/m<sup>2</sup> (52 km/hr)

### 2.5.6 Efecto corona

El efecto corona se produce cuando una línea eléctrica alcanza un potencial (tensión crítica disruptiva) que rebasa al correspondiente a la rigidez dieléctrica del aire, dando lugar a corrientes de fuga produciendo pérdidas de energía, las cuales aumentan con la tensión y dependen de la distancia entre los conductores y de su diámetro.

El efecto corona se visualiza en la oscuridad como una luminiscencia y se produce cuando la tensión máxima de la línea es mayor que la tensión crítica disruptiva del aire.

#### a. Tensión crítica disruptiva

La fórmula más utilizada es la propuesta por F. W. Peek (referencia Líneas de transporte de energía, Luis M. Checa, 1988):

$$U_c = 84 mc mt \delta r n \text{Log} \left( \frac{D}{r} \right) \quad (2.31)$$

$$\lg b = \lg 76 - h/18336 \quad (2.32)$$

$$b = 10^{(\lg 76 - h/18336)} \quad (2.33)$$

$$\delta = \frac{3.926 b}{273 + T} \quad (2.34)$$

$$K = 29800 \delta \quad (2.35)$$

$$D = \sqrt[3]{d1 * d2 * d3} \quad (2.36)$$

$$r' = \sqrt[n]{n * r * R^{n-1}} \quad (2.37)$$

donde:

$m_c$	coeficiente rugosidad del conductor	
$m_t$	coeficiente medio ambiental	
$\delta$	densidad aire corregida (fórmula de Halley)	
$h$	altura sobre nivel del mar	3200 msnm
$T$	temperatura máxima s.n.m.	25°C
$b$	presión barométrica	(cm Hg)
$K$	rigidez dieléctrica del aire	(V/cm)
$r$	radio conductor	0.7285 m
$n$	número de conductores del haz de cada fase	1
$D$	distancia media, geométrica entre conductores	(cm)
$d1, d2, d3$	distancia, entre fases de la línea	(cm)
$r'$	radio ficticio (cm)	
$R$	radio circunferencia de conductores que formen la fase.	
En caso de fases simples: $n = 1 \longrightarrow$		$r' = r$

**Tabla 12**

Coeficiente de rugosidad del conductor

COEFICIENTE DE RUGOCIDAD DEL CONDUCTOR	
CONDUCTOR EMPLEADO	$m_c$
CONDUCTORES NUEVOS	1.00
CONDUCTORES VIEJOS CON PROTUBERANCIAS	<0.93 - 0.98>
CABLES FORMADOS POR HILOS	<0.83 - 0.87>

Nota: Adaptado de (Checa, J. M., *Líneas de transporte de energía*, 1988)

**Tabla 13**  
*Coeficiente medioambiental*

COEFICIENTE MEDIOAMBIENTAL	
MEDIO AMBIENTE	$m_t$
AIRE SECO	<b>1.00</b>
AIRE HUMEDO O CONTAMINADO	<b>0.80</b>

Nota: Adaptado de (Checa, J. M., *Líneas de transporte de energía*, 1988)

**Tabla 14**  
*Número de conductores por fase*

CONDUCTORES POR FASE	n
FASE SIMPLE DE UN SOLO CONDUCTOR	1
FASES DUPLEX DE DOS CONDUCTORES	2
FASES TRIPLEX DE TRES CONDUCTORES	3
FASES CUADRUPLEX DE CUATRO CONDUCTORES	4

Nota: Adaptado de (Checa, J. M., *Líneas de transporte de energía*, 1988)

**Tabla 15**  
*Configuración geométrica de las estructuras*

GEOMETRIA DE LA ESTRUCTURA		TIPO DE ESTRUCTURA		
		S	A1	A2
Longitud ménsula superior	c1	2.00	2.00	2.20
Longitud ménsula media	c2	2.00	2.00	2.20
Longitud ménsula inferior	c3	2.50	2.50	2.70
Ancho cabezal	S	0.80	0.80	0.80
Distancia ménsulas superior-media	m1	1.75	2.00	2.00
Distancia ménsulas media-inferior	m2	1.75	2.00	2.00
$d1 = \sqrt{[(c1+c2+S-0.20)^2 + (m1)^2]}$	d1	4.92	5.02	5.39
$d2 = \sqrt{[(c2+c3+S+0.20)^2 + (m2)^2]}$	d2	5.39	5.47	5.85
$d3 = \sqrt{[(c3-c1)^2 + (m1+m2)^2]}$	d3	3.54	4.03	4.03
$D = \sqrt[3]{d1*d2*d3}$	D	4.55	4.80	5.03

**Tabla 16**  
*Parámetros calculados*

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	MEDICION	
		nivel del mar: 0 msnm	en obra: 3200 msnm
Presión barométrica (b)	cmHg (kg/cm <sup>2</sup> )	76.00 (1.033)	50.85 (0.699)
Densidad del aire ( $\delta$ )	Kg/m <sup>3</sup>	1.2928	0.670
Rigidez dieléctrica (K)	V/cm	29800	19966



Resultados:

$U_c$ : tensión crítica disruptiva eficaz en seco: 97.4 kV

$U'_c$ : tensión crítica disruptiva eficaz en lluvia = 0.80 \*  $U_c$  77.9 kV

## b. Tensión crítica visual

(Referencia: Redes eléctricas, G. Zopetti, 1978):

**b.1** Con buen tiempo:

$$Uv = 21.1 mc \delta r \left[ 1 + \frac{0.301}{\sqrt{(r \delta)}} \right] \text{Ln} \left( \frac{D}{r} \right) \quad (2.38)$$

**b.2** Con mal tiempo, supuestos los conductores mojados

$$U'v = 6.4 r \left[ 1 + \frac{0.815}{\sqrt{r}} \right] \text{Ln} \left( \frac{D}{r} \right) \quad (2.39)$$

La tensión crítica visual con buen tiempo tiene un valor de 78.6 kV

La tensión crítica visual con mal tiempo tiene un valor de 59.2 kV

## c. Pérdidas de potencia por efecto corona

(Referencia Líneas de transporte de energía, Luis María Checa, 1988):

**c.1** Con buen tiempo:

$$p = \left( \frac{241}{\delta} \right) * (f + 25) * \left[ \sqrt{r/D} * (V - U_c)^2 \right] * 10^{-5} \quad (2.40)$$

**c.2** Con mal tiempo, supuestos los conductores mojados

$$p = \left( \frac{241}{\delta} \right) * (f + 25) * \left[ \sqrt{r/D} * (V - 0.8 U_c)^2 \right] * 10^{-5} \quad (2.41)$$

**c.3** Pérdida de potencia en la línea

$$P = 3 p \quad (2.42)$$

donde:  $p$  pérdida por efecto corona por fase (kW/km)

$f$  frecuencia nominal 60 Hz

$V$  tensión máxima simple de la línea 72.5/√3 kV

$U_c$  tensión crítica disruptiva eficaz, simple  $U_c/\sqrt{3}$  kV

En tiempo seco y con lluvia **no** habrá pérdidas por efecto corona puesto que la tensión máxima de la línea de transmisión es  $V=72.5$  kV que **es menor** que la tensión crítica disruptiva en seco  $U_c =98.6$  kV y en lluvia  $U'_c =78.9$  kV

## 2.5.7 Selección de los amortiguadores

Las vibraciones eólicas (viento) pueden traer graves consecuencias para los conductores de fase. El principal efecto, se conoce como *fatiga por vibración*, en el punto de sujeción, fenómeno que puede desembocar en la caída del conductor de fase.

Para mitigar lo mencionado se emplean las siguientes formas:

- para amortiguar las vibraciones: los mas usuales son los amortiguadores tipo Stockbridge, y los amortiguadores tipo espiral SVD (spiral vibration damper).
- Para reforzar el conductor en el punto de sujeción: con el uso de varillas preformadas de armar (armor rods), y las cintas planas de armar (armor tapes).

El presente proyecto tratará el uso de amortiguadores tipo stockbridge asimétricos cuyo principio de funcionamiento: dos contrapesos, suspendidas en los extremos de un cable trenzado, sujetadas mediante una grapa al conductor de fase.

### a. Características

- grapa, de aleación de aluminio, que se sostienen en el conductor.
- cable portor trenzado, de acero galvanizado en caliente.
- contrapesos, de acero forjado, galvanizado en caliente.
- tornillería, de acero galvanizado en caliente.

### b. Selección del amortiguador

Para el diseño de los amortiguadores se toma como base catálogos del proveedor y la experiencia en líneas de transmisión que se encuentren a la misma altitud.

Conductor de aleación aluminio, tipo AAAC, 120 mm<sup>2</sup>, diámetro exterior 14.57 mm.

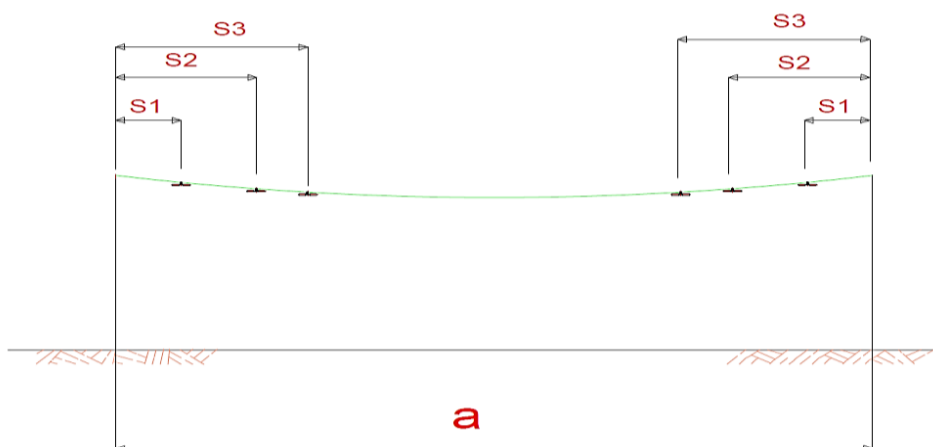
**Tabla 17**

*Número de amortiguadores por vano*

NUMERO DE AMORTIGUADORES POR FASE ES CADA VANO (m)		
< 150 A 300 >	< 300 A 600 >	< 600 A 900 >
2	4	6

*Nota: Adaptado de (Catálogo del proveedor de amortiguadores stockbridge)*

**Figura 7**  
*Disposición típica de amortiguadores*



*Nota: Adaptado de (Catálogo del proveedor de amortiguadores stockbridge)*

**Tabla 18**  
*Distancias recomendadas de instalación*

DISTANCIAS RECOMENDADAS INSTALACION AMORTIGUADORES		
S1	S2	S3
1.60	3.20	4.80

*Nota: Adaptado de (Catálogo del proveedor de amortiguadores stockbridge)*

## 2.6 Selección de los aisladores

### 2.6.1 Criterios eléctricos

La cadena de aisladores debe ser capaz de soportar las siguientes tensiones, en condiciones de seco o húmedo:

- Tensión nominal de servicio: en condiciones normales; las variaciones de acuerdo a la normatividad vigente.
- sobretensiones temporarias de frecuencia industrial: desconexión brusca de la carga al extremo de la L.T., falla monofásica a tierra, etc.
- sobretensiones de maniobra: conexión/desconexión de otras LTs del sistema y equipos, fallas o cortocircuitos, variación brusca de carga, etc.
- sobretensiones por descargas atmosféricas (rayos):
  - descarga directa sobre los conductores de fase de la L.T.
  - descarga sobre las estructuras (contorneo inverso)
  - descargas a tierra en las proximidades de la L.T.

Los elementos que forman parte de la selección del aislamiento son:

- Cadena de aisladores
- Mínima separación entre conductores de fase y las estructuras
- Configuración de la puesta a tierra de la estructura.

Los métodos de cálculo a utilizar son:

- Por medio de la longitud línea de fuga y distancia mínima de seguridad entre fase – tierra, que es el método convencional.
- Por medio de la tensión crítica disruptiva, basado en medios estadísticos.

Se efectuará el dimensionamiento eléctrico bajo un enfoque normativo:

CNE-S 2011, IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60815, IEEE 1313-1 y otros.

## 2.6.2 Selección de la cadena de aisladores

### a. Selección de aisladores por distancia de fuga

La línea de transmisión se ubica en una zona rural, altitud variable de 2300 a 3200 msnm, escasa vegetación, baja humedad relativa, lluvias frecuentes, contaminación baja.

Se ha establecido el grado de contaminación Nivel I Ligero.

**a.1 Longitud de línea de fuga:** según la tabla 2.19 para el grado de contaminación Nivel I Ligero, se asigna la distancia de fuga nominal mínima.

$$Lfuga = \left( \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} \right) \left( \frac{Lfo}{\delta} \right) \quad (2.43)$$

Donde:	$Lfo$	longitud fuga nominal mínima	16 mm/kV
	$V_{max}$	tensión máxima	72.5 kV
	$\delta$	densidad relativa del aire	0.67
	$Lfuga$	longitud de fuga requerida	1000 mm

### a.2 Número de aisladores por cadena, $Na$

$$Na = \frac{Lfuga}{Lf} \quad (2.44)$$

Lf	distancia fuga aislador (catálogo)	292 mm
N	número aisladores por cadena	3.5 u → 4 u (*)

(\*) Por normalización de materiales, mantenimiento y operación, se considera:

- 6 u en cadenas de alineamiento, - 7 u en cadenas de anclaje

**Tabla 19**  
*Grado de contaminación*

Grado de contaminación	Descripción del ambiente	Distancia de fuga nominal mínima (mm/kV)	Grado de contaminación, sales Cl Na (mg/cm <sup>2</sup> )
Nivel I LIGERO	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción.	16	< 0.03 - 0.06 >
	Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia.		
Nivel II MEDIO	Áreas agrícolas.	20	< 0.10 - 0.20 >
	Áreas montañosas.		
Nivel III ALTO	Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar	25	< 0.30 - 0.40 >
	Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción.		
Nivel IV MUY ALTO	Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia.	31	> 0.40
	Áreas expuestas a vientos del mar, pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia)		
Nivel IV MUY ALTO	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación.	31	> 0.40
	Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.		
Nivel IV MUY ALTO	Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes.	31	> 0.40
	Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar.		
Nivel IV MUY ALTO	Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.	31	> 0.40
	Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.		

Nota: Adaptado de (Normas IEC 60815 y 60071-2)

**b. Selección de aisladores por sobretensiones de maniobra**

**b.1 Número de aisladores por cadena, Nam**

$$N_{am} = \left( \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) V_{max} F_h \frac{F_m}{E_m} \quad (2.45)$$

Donde:

$V_{max}$	tensión máxima	72.5 kV
$F_h$	factor de corrección por altura	1.275
$F_m$	factor de maniobra	2.70

**b.2 Factor de corrección por altura (  $F_h$  )**

$$F_h = 1 + 1.25 (h - 1000) 10^{-4} \quad (2.46)$$

Donde:

$h$	altura sobre nivel del mar	3200 m
$F_h$	factor de corrección por altura	1.275

**Tabla 20**

*Factor de maniobra (Fm)*

TENSION NOMINAL LINEA (kV)	66	132	175	220	275
FACTOR DE MANIOBRA (Fm)	2.7	2.5	2.0	1.8	1.7

*Nota: Adaptado de (Becerra M. A., Líneas de transmisión de potencia, 1996)*

**Tabla 21**

*Tensión de sostenimiento por maniobra (Em)*

CONTAMINACION	TENSION SOSTENIMIENTO POR SOBRETENSION DE MANIOBRA FRENTE A UNA DETERMINADA CONTAMINACION (kV)	
	Em	
mgr/cm <sup>2</sup>	Aislador suspensión porcelana STD 10" X 5.3/4"	
0.020	47.0	
0.030	39.0	
0.040	36.0	
0.050	33.0	
0.075	30.0	
0.100	27.5	
0.200	23.5	
0.300	22.0	
0.400	21.0	
0.500	20.0	

*Nota: Adaptado de (Becerra M. A., Líneas de transmisión de potencia, 1996)*

Grado de contaminación (depósitos de sal)	0.020 mgr/cm <sup>2</sup>
$E_m$	tensión de sostenimiento por maniobra 47
$N_{am}$	número aisladores por cadena = 4.3 → 5 u

### c. Selección de aisladores por sobretensiones a frecuencia industrial

#### c.1 Número de aisladores por cadena, $N_{af}$

$$N_{af} = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} F_h \frac{F_n}{E_{nf}} \quad (2.47)$$

Donde:

$F_h$	factor de corrección por altura	1.275
$F_n$	factor relación con la tensión máxima <1.05-1.15>	1.10
$E_{nf}$	tensión sostenimiento a frecuencia industrial	14.4 kV
$N_{af}$	número aisladores por cadena = 4.08	—————> 5 u

**Tabla 22**

Tensión de sostenimiento por frecuencia industrial ( $E_{nf}$ )

CONTAMINACION		TENSION SOSTENIMIENTO POR SOBRETENSION A FRECUENCIA INDUSTRIAL FRENTE A UNA DETERMINADA CONTAMINACION (kV)
		$E_{nf}$
mgr/cm2	Aislador suspensión porcelana STD 10" X 5.3/4"	
0.020	14.40	
0.030	12.80	
0.040	12.20	
0.050	11.60	
0.075	10.70	
0.100	9.90	
0.200	8.80	
0.300	8.00	
0.400	7.60	
0.500	7.20	

Nota: Adaptado de (Becerra M. A., Líneas de transmisión de potencia, 1996)

### d. Selección aisladores por sobretensiones de impulso atmosférico

#### d.1. Número de aisladores por cadena, $N_{ai}$

Para un CFO corr = 531 kV, calculado en el acápite 2.3.3 distancias de aislamiento y de acuerdo a la tabla 2.23, el número de aisladores por cadena es de 5 u.

**Tabla 23***Tensión de impulso crítico promedio*

NUMERO DE AISLADORES	TENSION DE IMPULSO CRITICO PROMEDIO (kV)	
	Aislador suspensión porcelana STD (10" X 5.3/4")	
	Positiva	Negativa
1	125	130
2	255	255
3	355	345
4	440	415
<b>5</b>	<b>525</b>	<b>495</b>
6	610	585
7	695	670
8	780	760
9	860	845
10	945	930

Nota: Adaptado de (Becerra M. A., *Líneas de transmisión de potencia*, 1996)

### 2.6.3 Criterios mecánicos

Los aisladores deben tener la capacidad para soportar la tensión mecánica que se somete a la cadena de aisladores (en suspensión y en anclaje) considerando los factores de corrección por la altitud y comprobar el cumplimiento de los coeficientes de seguridad.

a. **Cadena de suspensión:** deben soportar una carga equivalente a 4 veces el peso propio del conductor, aisladores y accesorios, y la acción del viento.

Cada cadena de aisladores debe soportar la resultante de la tensión mecánica aplicada (R)

$$R = [(Wc + Pa)^2 + (Fvc + Fva)^2]^{1/2} \quad (2.48)$$

Donde:

- Pa peso de cadena de aisladores
- Wc peso del conductor
- Fvc fuerza del viento sobre conductores
- Fva fuerza del viento sobre la cadena de aisladores

b. **Cadena de retención.** deben soportar una carga equivalente a 4 veces del esfuerzo máximo. del conductor

Se debe cumplir lo siguiente:

$$L \leq P / fs \quad y \quad \beta * LI \leq Po \quad (2.49)$$



donde:	P	esfuerzo de rotura del aislador y herraje	
	Po	límite elástico del herraje	60%
	L	tiro longitudinal máximo antes de la rotura conductor	
	LI	tiro longitudinal máximo, condición EDS	
	$\beta$	coeficiente de impacto (conductor AAAC)	4.0
	fs	factor seguridad	2.0

## 2.7 Selección de la puesta a tierra.

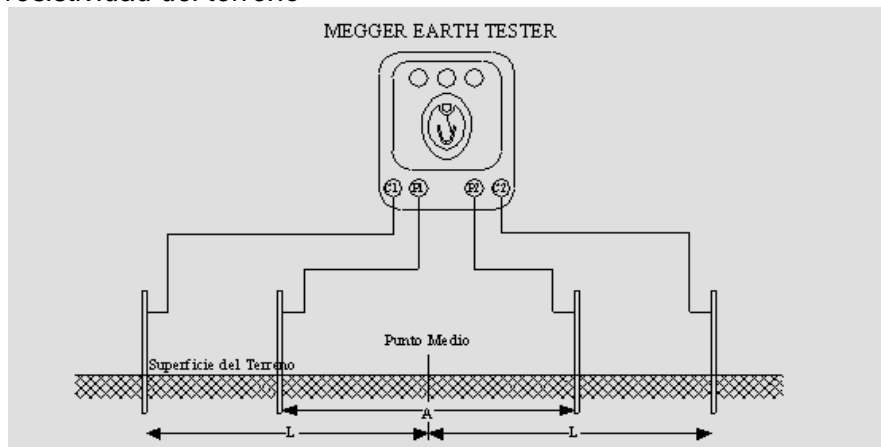
### 2.7.1 Criterios y procedimientos de diseño

- CNE-S 2011 regla N° 036.D, la resistencia del PAT es de 25 ohm.
- Con el trazo de ruta de la L.T., identificado la ubicación de los vértices se procede a realizar las mediciones de resistividad del terreno en los puntos mencionados.
- Dimensionar la configuración de puesta a tierra con los valores de resistividad del terreno y la resistencia de la puesta a tierra calculados.

### 2.7.2 Medición de la resistividad del terreno

**Figura 8**

*Medición de resistividad del terreno*



*Nota: Adaptado de (Catálogo del proveedor de telurómetros)*

Método de medición: 4 electrodos, en línea recta y a una misma profundidad de penetración.

$$\rho = (2 \pi R_d) \left(\frac{a}{2}\right) \left[(Ld)^2 - \frac{1}{4}\right] \quad (2.50)$$

donde:  $\rho$  Resistividad del terreno

**Rd** Resistencia indicada en el display

- Ld** distancia desde el centro a los electrodos de corriente  
**a** distancia entre los electrodos de tensión

### 2.7.3 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

La resistencia de la puesta a tierra seleccionado, conformado por conductores en configuración horizontal en oposición (contrapeso simple), es la siguiente:

$$Rt = \left[ \frac{\rho}{2\pi L} \right] Ln \left[ \frac{L^2}{1.55 h d} \right] \quad (2.51)$$

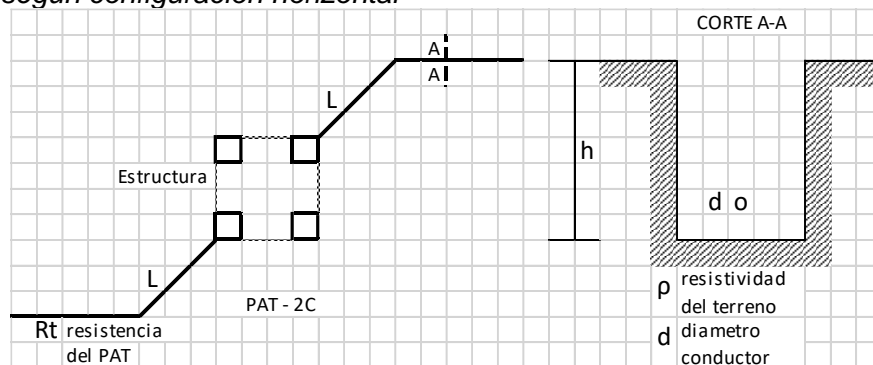
- donde: **Rt** Resistencia PAT (Ω)  
**ρ** Resistividad del terreno (Ω-m)  
**L** Longitud del conductor (m)  
**d** Diámetro del conductor (m)  
**h** Profundidad de enterramiento (m)

### 2.7.4 Configuración de la puesta a tierra seleccionada

La configuración horizontal en oposición (contrapeso simple) está compuesta de dos conductores de tipo copperweld (acero central con revestimiento de una capa de cobre) enterrados a 0.60 m, conectados a la estructura mediante conectores apropiados.

**Figura 9**

*Puesta a tierra según configuración horizontal*



**Tabla 24**

*Tipos de puesta a tierra convencional*

Resistividad suelo ρ (ohm-m)	Tipo Puesta a Tierra	Longitud contrapeso horizontal L (m)
<530	PT2-C-20	10
758	PT2-C-40	20
969	PT2-C-60	30

**Tabla 25**

*Medición de resistividad del terreno*

MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO METODO WENNER - CUATRO ELECTRODOS											
PROYECTO: VARIANTE L.T. 66KV S.E. LA PAMPA - S.E. PALLASCA											
PUNTO		MEDICION						RESISTIVIDAD	OBSERVACIONES		
Nº	UBICACION	a m	R (Ohm) A - B	R (Ohm) C - D	R (Ohm) E - F	R (Ohm) G - H	R (Ohm) Promedio	$\rho$ Ohm - m	ALTITUD m.s.n.m.	TIPO DE SUELO	ESTADO DE SUELO
1	V-1	1	36.1	34.1	31.1	37.4	34.7	217.9	3023	Grava arenosa	seco
		2	21.3	19.7	18.0	21.1	20.0	251.8			
		4	12.7	11.6	10.0	12.0	11.6	291.0			
		8	8.1	8.0	6.1	8.2	7.6	381.4			
2	V-2	1	15.1	19.8	18.3	17.4	17.6	110.9	3151	Suelo normal	Humedo
		2	8.6	11.3	10.4	9.9	10.0	126.2			
		4	5.5	6.7	5.9	5.9	6.0	150.2			
		8	1.9	4.1	3.1	3.0	3.0	152.3			
3	V-3	1	24.3	21.3	23.1	25.0	23.4	147.2	3151	Suelo normal	Humedo
		2	14.8	12.3	13.9	15.0	14.0	176.1			
		4	9.0	7.0	8.1	8.4	8.1	204.0			
		8	5.2	4.3	4.6	4.8	4.7	236.9			
4	V-4	1	28.3	30.0	31.1	29.4	29.7	186.7	3134	Roca	Humedo
		2	17.1	18.0	19.0	17.0	17.8	223.3			
		4	10.0	10.8	11.4	10.2	10.6	266.4			
		8	6.0	7.1	6.1	7.1	6.6	329.7			
5	V-5	1	32.4	36.8	30.0	29.1	32.1	201.5	2875	Suelo Arcilloso	Seco
		2	19.1	23.1	17.9	17.4	19.4	243.6			
		3	12.0	14.0	11.0	10.8	12.0	225.7			
		4	8.1	9.1	7.0	6.7	7.7	194.2			
6	V-6	1	44.2	43.9	45.1	40.3	43.4	272.5	2464	Grava arenosa	seco
		2	27.1	26.9	27.0	23.0	26.0	326.9			
		3	17.4	15.7	18.0	13.2	16.1	303.1			
		4	10.0	9.6	11.1	8.0	9.7	243.3			
7	V-7	1	36.1	39.5	35.4	40.1	37.8	237.4	2322	Suelo normal	Humedo
		2	21.1	23.2	22.9	24.0	22.8	286.7			
		4	11.9	13.1	13.0	14.2	13.0	327.7			
		8	7.4	8.1	7.2	8.1	7.7	387.0			

**Tabla 26**

*Tipos de puesta a tierra con bentonita*

Resistividad suelo	Longitud contrapeso horizontal	
$\rho$ (ohm-m)	Tipo Puesta a Tierra	L (m)
< 500	PT2-C-20	10
500 - 1000	PT2-C-40	20
1000 - 1750	PT2-C-60	30

**2.8 Selección de estructuras.**

**2.8.1 Definiciones básicas de diseño**

- Vano viento: vano viento, promedio de vanos adyacentes a la estructura.
- Vano peso: vano gravante,
- Vano máximo horizontal
- Angulo topográfico máximo
- Distancias mínimas del conductor hacia la estructura

## **2.8.2 Cargas de diseño**

### **a. Cargas Normales:**

#### a1. Cargas verticales

- Peso conductor, aisladores y accesorios.
- Peso propio de la estructura.

#### a2. Cargas transversales:

- Presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores y cadena de aisladores.
- Presión del viento en la estructura.
- Componente horizontal transversal de la máxima tensión (ángulo máximo de desvío),

#### a3. Cargas Longitudinales:

- El tiro unilateral resultante del desequilibrio de cargas de todos los conductores.

### **b. Cargas Excepcionales**

Rotura del conductor fase (superior, medio e inferior).

- 50% de la máxima tensión del conductor: estructuras de suspensión.
- 100% de la máxima tensión del conductor: estructuras ángulo y terminal.

El ángulo de desvío determina los componentes longitudinales y transversales.

### **c. Cargas de Montaje y mantenimiento**

Carga adicional por el peso de los operarios y sus herramientas.

Las ménsulas de la estructura de suspensión serán calculadas para una carga vertical mínima igual al doble de las cargas verticales que soporta la estructura,

### **d. Cargas del viento**

Definidas en el acápite 2.4

## **2.8.3 Tipos de estructuras**

Tipo celosía, acero galvanizado, simple terna, configuración triangular con brazos alternados en tres niveles.

Serán diseñadas con cuerpos adicionales, en tramos fijos de 3,0 m permitiendo variaciones de -3 m hasta +3 m sin modificar la parte superior de la estructura.

**Tabla 27**  
*Tipos de estructuras metálicas*

Nº	Tipo de Estructura	Descripción	Angulo (grados sex.)	Vano Medio (m)	Vano Peso (m)	Vano Horizontal (m)
1	S	Suspensión	0°	380	500	650
			2°	350		
2	A1	Anclaje Angular Ligera	8°	400	1000 750 (Hielo máx)	800
3	A2	Anclaje Angular Pesada	40°	420	1400 900 (Hielo máx)	800

**Tabla 28**  
*Parámetros de diseño mecánico de estructuras*

Nº	Descripción	Valores
Presión de Viento:		
1	• Conductor (factor de forma 1-CNE)	39,02 kg/m <sup>2</sup>
	• Estructura (factor de forma 3.2 – CNE)	124,86 kg/m <sup>2</sup>
Rango de Temperatura de Conductores:		
2	• Mínimo	5° C
	• Máximo	25° C
Factores de Seguridad:		
Conductores AAAC		
3	• Condición EDS	6.05
	• Máximo de Trabajo	1.62
	• Estructura metálica (según CNE)	
	- Cargas transversales	
	Debido a viento	2.2
	Debido al tiro de los conductores	1.10 – 1.30
	- Cargas verticales	1.5
	- Cargas longitudinales	1.10 - 1.30

Nota: Adaptado de (CNE-S, 2011 tabla 253-1)

#### 2.8.4 Factores de sobrecarga

De acuerdo a tabla 253-1 del CNE-S 2011:

- Cargas transversales Debido al viento : 2,20

- Debido a la tensión del conductor : 1,30
- Cargas verticales : 1,50
- Cargas longitudinales para suspensión : 1.10
- para anclajes : 1.30

El factor de resistencia para las estructuras metálicas, según la tabla 261-1 A del CNE-S 2011, es igual a 1,00.

### 2.8.5 Método de cálculo

Con los diagramas de cargas adjuntas en el Anexo D “Diagramas de cargas, estructuras tipos “S”, “A1” y “E2”, con los factores de carga mencionados.

### 2.8.6 Hipótesis de cargas

Las hipótesis a considerar permiten calcular los distintos tipos de esfuerzos que deben soportar las estructuras.

**Tabla 29**  
*Hipótesis de carga en estructura de suspensión*

Tipo apoyo	Tipo de esfuerzo	HIPOTESIS DE CARGA							
		1. Viento máximo	2. Hielo máximo	3. Hielo + viento	4. Rotura FO	5. Rotura conductor C1	6. Rotura conductor C2	7. Rotura conductor C3	8. Montaje
Suspensión	Vertical	carga permanente	carga permanente	carga permanente					
		sobrecarga viento	sobrecarga hielo	sobrecarga viento + hielo	carga permanente	carga permanente	carga permanente	carga permanente	doble de carga permanente, adicional por peso personal y herramientas
	Longitudinal				100% max tension	50% max tension	50% max tension	50% max tension	
	Transversal	esfuerzo transversal viento sobre conductores, FO, aisladores, estructura		esfuerzo transversal viento y hielo sobre conductores, aisladores, estructura, FO					

**Tabla 30**

*Hipótesis de carga en estructura de anclaje ángulo*

Tipo apoyo	Tipo de esfuerzo	HIPOTESIS DE CARGA							
		1. Viento máximo	2. Hielo máximo	3. Hielo + viento	4. Rotura FO	5. Rotura conductor C1	6. Rotura conductor C2	7. Rotura conductor C3	8. Montaje
<b>Anclaje ángulo</b>	Vertical	carga permanente	carga permanente	carga permanente	carga permanente	carga permanente	carga permanente	carga permanente	doble de carga permanente, adicional por peso personal y herramientas
		sobrecarga viento	sobrecarga hielo	sobrecarga viento + hielo					
	Longitudinal	componente longitudinal de max tension conductores	componente longitudinal de max tension conductores	componente longitudinal de max tension conductores	100% max tension	100% max tension	100% max tension	100% max tension	componente longitudinal de max tension conductores
					componente longitudinal de max tension conductores C1,C2,C3	componente longitudinal de max tension conductores C2,C3 y FO	componente longitudinal de max tension conductores C1,C3 y FO	componente longitudinal de max tension conductores C1,C2 y FO	
	Transversal	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO	componente transversal de max tension conductores y FO
		esfuerzo transversal viento sobre conductores, FO, aisladores, estructura		esfuerzo transversal viento y hielo sobre conductores, aisladores, estructura, FO	esfuerzo transversal viento y hielo sobre conductores, aisladores, estructura, FO				

**2.9 Cimentación de estructuras de celosía.**

- Geometría de la base de las Estructuras.
- El espaciamiento de las patas.
- La pendiente de las patas.
- Los perfiles angulares que constituyen los “stub”.
- El tipo de cimentación de la estructura.

**2.9.1 Forma.**

La cimentación en terreno normal:

- Solado de concreto ciclópeo de 0.10 m espesor ( $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$ )
- Zapata cuadrada de concreto armado de 0.50 de espesor ( $f'c = 280 \text{ kg/cm}^2$ )
- Pedestal de concreto armado ( $f'c = 280 \text{ kg/cm}^2$ ), en el cual estará embebido el

“stub” con sus aletas (“cleats”) y la fijación del conductor de la puesta a tierra; sobresale del terreno una longitud mínima 30 cm, terminación punta de diamante.

### 2.9.2 Factor de seguridad al volteo

- Condiciones Normales factor de seguridad 2,00
- Condiciones Extraordinarias factor de seguridad 1,50

### 2.9.3 Factor de seguridad al arrancamiento

El coeficiente de seguridad 1,5 para la condición de carga de tracción más desfavorable.

El ángulo de arrancamiento se considera los 2/3 del ángulo de fricción del terreno.

### 2.9.4 Verificación de la capacidad portante

Verificados por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma = \frac{Fv}{Az} \pm \frac{Mvy \left(\frac{A}{2}\right)}{Iyy} \pm \frac{Mvx \left(\frac{B}{2}\right)}{Ixx} \quad (2.52)$$

Donde: A y B: Dimensiones de la zapata.

Az: Área de la zapata.

Fv: Fuerzas Verticales.

Mvx, Mvy: Momentos de volteo respectivo.

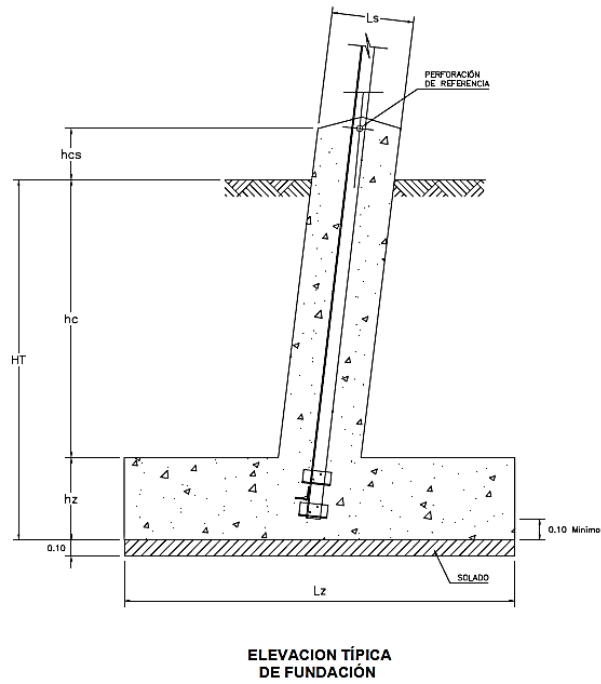
Ixx, Iyy: Momentos de Inercia.

### 2.9.5 Concreto armado

- Concreto armado en general  $f_c'$  280 kg/cm<sup>2</sup>
- Solado  $f_c'$  100 kg/cm<sup>2</sup>
- Cemento portland tipo V
- Relación agua cemento 0.45
- Acero ASTM A-615  $f_y'$  4200 kg/cm<sup>2</sup>



**Figura 10**  
*Elevación típica de la fundación*



**Tabla 31**  
*Características geométricas de la fundación*

TIPO DE ESTRUCTURA	DIMENSIONES DE LA FUNDACION						
	Lz	H <sub>T</sub>	Ls	hc	hcs	hz	s
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
Alineamiento "S"	1.00	1.50	0.40	1.00	0.30	0.50	0.10
Anclaje ángulo "A1"	1.40	1.50	0.40	1.00	0.30	0.50	0.10
Anclaje ángulo "A2"	2.00	1.50	0.50	1.00	0.30	0.50	0.10

## Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

### 3.1 Evaluación de Instalaciones eléctricas existentes

#### 3.1.1 Descripción

Las estructuras existentes del tramo de la variante de la Línea de Transmisión 66 kV SE La Pampa – SE Pallasca, ubicadas en el departamento Ancash, provincia Corongo y distrito Yupán, longitud 57.30 km; el tramo de la variante 5.377 km entre las estructuras E19 a E34, con una altitud de 2300 a 3200 msnm, en una zona de topografía accidentada, donde se ha detectado deslizamiento de terreno por falla geológica.

**Tabla 32**

*Estructuras existentes.*

ITEM	TORRE	MATERIAL	COMENTARIO
1	E-19	poste madera (3)	inicio variante
2	E-20	poste madera (2)	
3	E-21	poste madera (2)	
4	E-22	torre celosía (3)	
5	E-23	torre celosía (1)	
6	E-24	torre celosía (3)	
7	E-25	torre celosía (3)	Tramo a rehabilitar, está ubicado en zona con deslizamientos por fallas geológicas.
8	E-26	torre celosía (3)	
9	E-28	poste madera (2)	
10	E-29	poste madera (2)	
11	E-30	poste madera (2)	
12	E-31	poste madera (2)	
13	E-32	poste madera (2)	
14	E-33	poste madera (2)	
15	E-34	poste madera (3)	término de la variante

#### 3.1.2 Inspección de estructuras existentes.

Las estructuras originales son postes de madera clase 4 y de longitudes de 55' y 60'. Se ha observado que la línea de transmisión ya ha tenido una variante, con estructuras de celosía arriostradas.

Se realizó la inspección de las estructuras existentes en el tramo, las mismas que se muestran con deslizamientos por falla geológica del terreno.

Se determinó la conformidad para la ejecución del trazo de la variante, que se encuentra fuera de las zonas con fallas geológicas ya identificadas en campo.

Para el diseño se considera la dificultad del transporte de materiales y equipos a la zona de trabajo.

### 3.1.3 Inspección de los componentes de las estructuras.

Conductor: de aluminio, tipo AAAC, 120 mm<sup>2</sup> se encuentra en buen estado de conservación.

Aisladores: de porcelana, excepto en E-24 que son tipo vidrio. se encuentran aparentemente en buen estado y limpios, la zona es de baja contaminación.

Ferretería de las cadenas, se ha observado que la mayoría están en buen estado.

Puesta a tierra: se encuentran conectados, excepto en E22, E31 y E32 donde el cable de tierra no se encuentra.

**Figura 11**  
Trazo de ruta de la variante LT 66 kV E-19 a E-34



Nota: Adaptado de: (Google earth, 2015)

### **3.1.4 Criterios para el trazo de ruta de la variante E-19 a E-34**

Los trabajos desarrollados en campo han permitido evaluar y analizar el trazo de ruta de la variante para la LT existente, empleando los siguientes criterios:

- Evitar pasar por zonas urbanas.
- Evitar cruzar zonas arqueológicas ó reservas naturales.
- Evitar vértices con ángulos fuertes.
- Mantener distancias de seguridad.
- Facilidad de acceso y aprovechamiento de los accesos existentes.

De acuerdo a la inspección efectuada en el tramo afectado se ha considerado el inicio de la variante en la E19 debido a que esta es la zona con mayor proximidad a las fallas geológicas hacia la estructura E34:

### **3.2 Inspección geológica de la zona del Proyecto.**

Durante la inspección geológica en campo, se confirmó que la actual Línea de Transmisión de 66 kV SE La pampa - SE Pallasca presenta problemas de geodinámica externa entre Yupán y la Pampa, específicamente entre la quebrada Shucas y río Negro, donde se observa escarpas de deslizamiento que han afectado la cobertura reciente, manifestándose entre las estructuras E19 a E34, con inclinación y hundimiento de postes, provocando disminución de altura libre del conductor al suelo.

Posiblemente estas fallas están relacionadas a la incompetencia de la roca por estar muy fracturada definiendo quebradas muy rectilíneas.

En base a la inspección del lugar no se descarta la presencia de manantiales que estarían saturando los depósitos recientes, y por consiguiente podrían estar relacionados a los asentamientos de la cobertura de suelo, esto es debido a que se tiene quebradas que están en un proceso erosivo por la existencia de antiguas fallas que son áreas débiles donde la erosión ataca y origina la inestabilidad del suelo, a esto debemos sumar la presencia de agua de regadío que es utilizada en este sector por ser zonas agrícolas, que influye acelerando el hundimiento e incluso la reptación de suelos.

Geológicamente se encuentra en el cuadrángulo de Corongo (18-h) y presenta la siguiente ubicación geométrica:

- Altitud : 2305.00 m.s.n.m. a 3154.00 m.s.n.m.
- Coordenada Norte (UTM) : 9'040,000.00 m a 9'052,000.00 m
- Coordenada Este (UTM) : 171,000.00 m a 184,000.00 m

Según la Evaluación Geológica la alternativa recomendada es la más viable, se presenta más estable debido a que la constitución litológica que aflora corresponde a areniscas muy duras que forman bancos de más de 2 metros de espesor que se intercalan con lutitas pizarrosas muy duras que definen laderas muy estables, no se ha observado asentamiento ni deslizamiento de terreno, por lo cual el basamento es más estable.

Accesibilidad en este sector: existen vías afirmadas en buen estado.

La alternativa recomendada no presenta geodinámica activa, no hay fallas.

Las estructuras se construirán sobre suelo y roca estable.

### **3.3 Levantamiento topográfico.**

#### **3.3.1 Descripción del trazo de ruta elegido**

Levantamiento topográfico del perfil y planimetría con los detalles del trazo seleccionado de la variante de la Línea de Transmisión 66 kV entre E-19 y E-34 obteniéndose 7 vértices y longitud de línea de transmisión de 5,377.14 m.

- E19: existente, inicio de la variante de la LT 66 kV
- E19 – V1: el trazo inicia la variante en dirección hacia la derecha, y se desplaza por terrenos eriazos rocoso suelto, este tramo tiene una longitud de 94.14 m.
- V1 – V2: en este tramo la LT gira a la derecha, cruzando por terrenos eriazos rocoso suelto hasta llegar al V1, con una distancia de 521.26 m.
- V2 – V3: en este tramo la LT gira a la derecha, cruza por terrenos eriazos rocoso suelto, asimismo a una distancia de 223.34 metros del V3 la LT cruza la vía asfaltada la Pampa – Yupan, tramo tiene una distancia de 924.050 m.

- V3 – V4: en este tramo la LT gira a la izquierda, cruzando por terrenos eriazos rocoso suelto y quebradas, a una longitud de 667.40 metros del V4 se cruza la línea de media tensión que va hacia Yaucan. Este tramo tiene una distancia 1134.120 m.

- V4 – V5: en este tramo la LT gira hacia la izquierda, el V4 cruza terrenos eriazo suelto rocoso, cruza por terrenos de propiedad privada donde se encuentran plantaciones de eucaliptos, asimismo a una distancia de 707.00 metros desde el V5 es imposible la colocación de estructuras por desplazamientos de terrenos considerado barranco, este tramo tiene una distancia de 1219.51 m.

- V5 – V6: en este tramo la LT gira a la derecha, cruza por terrenos eriazo rocoso suelto y quebradas, este tramo tiene una longitud de 590.030 m.

- V6 – V7: se desplaza por terreno eriazo rocoso suelto, terrenos de propiedad privada donde se ubican plantaciones de eucaliptos y cruza por una quebrada a 147.38 metros del V6, sobre terrenos pastizal seco rocoso, este tramo tiene una distancia de 736.82 m.

- V7 - E34: distancia de 157.206 metros, con recorrido es por zona de terreno eriazo rocoso suelto.

- E34: existente, término del trazo de la variante de la LT.

### **3.3.2 Trabajos efectuados**

- Coordenadas, cotas de los vértices y distancias.

- Levantamiento del Perfil Longitudinal.

- Planimetría.

- Tipos de Terreno: Las carreteras, trochas y caminos.

Viviendas, corrales, granjas cercanas a la LP Proyectada.

Cruce de las carreteras existentes.

Cruce de Líneas primarias y otros.

- Para líneas eléctricas se indica también la declinación con relación al eje de la línea, la altura del conductor más elevado en el punto de cruce y tensión la línea.
- Estacado y Monumentación: Los vértices están referenciados por fierro de ½ de 50 centímetros de longitud y monumentados con hitos de concreto pintado con su respectiva nomenclatura. En los puntos de paso que no son vértices de la poligonal se ha colocado estacas de 35 cm. Para facilitar la identificación del trazo, se formaron pequeñas chutas de piedra a cada vértice pintadas de color rojo.

### **3.4 Evaluación arqueológica**

#### **3.4.1 Resultados**

El diagnóstico arqueológico efectuado para el área del Proyecto se realizó básicamente empleando información documental. Para ello se revisaron Cartas Nacionales (1:100,000 IGN), fotografías aéreas (1:25,000 SAN), investigaciones, registros y catastros arqueológicos documentados en el Ministerio de Cultura.

De la salida de campo realizada se registró un sitio arqueológico en el cual esta reportado y registrado por el Ministerio de Cultura.

#### **3.4.2 Conclusiones de la evaluación arqueológica**

- a. El diagnóstico arqueológico realizado para el área de influencia del Proyecto fue desarrollado mediante un trabajo de gabinete así como mediante el trabajo de campo, realizado a través de un muestreo prospectivo sobre el área estudio.
- b. Como resultado de los trabajos realizados, tanto en gabinete como en campo, no se ha registrado sitio arqueológico en el área de influencia del proyecto.
- c. El Proyecto posee un BAJO POTENCIAL ARQUEOLÓGICO.

### **3.5 Características técnicas de la variante E19 – E34**

- Tensión nominal	66 kV
- Tensión máxima de servicio	72.5 kV
- Número de circuitos	1
- Número de conductores x fase	1

- Sistema	Trifásico 60 Hz
- Longitud a variar	5.377 km
- Ancho franja de servidumbre	16 m
- Cota	2306 - 3177 msnm
- Conductor Activo	120 mm <sup>2</sup> – AAAC
- N° de Cables de Guarda	0
- Estructuras	estructuras de celosía
- Configuración	Vertical
- Aisladores	porcelana Tipo, estándar ANSI
- Cadenas	7u anclaje, 6u suspensión

### 3.6 Características técnicas del equipamiento

#### 3.6.1 Conductor de aleación de aluminio AAAC

##### Características técnicas.

- Material	aleación de aluminio
- Tipo	AAAC
- Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	120
- Número de hilos de aluminio	19
- Diámetro del hilo aluminio (mm)	2.914
- Diámetro exterior (mm)	14.57
- Peso unitario (kg/km)	322
- Resistencia a la rotura nominal (kN)	35.53 (3 622 kg)
- Capacidad de corriente (A)	340
- Módulo de elasticidad final	6 350 kg/mm <sup>2</sup>
- Coeficiente dilatación lineal	23 x 10 <sup>-6</sup> / °C
- Resistencia eléctrica max 20°C	0,2644 ohm/km
- Resistencia eléctrica max 50°C	0,2940 ohm/km
- Resistencia eléctrica max 75°C	0,3152 ohm/km



- Resistividad 20°C	0.032840 (ohm-mm <sup>2</sup> ) / m
- Reactancia inductiva	0.3024 ohm/km
- Reactancia capacitiva	0.1782 mhos/km
- Conductibilidad %IACS	52.5

### 3.6.2 Accesorios del conductor de aluminio

**3.6.2.1 Varillas de armar.** A instalar en los conductores y este conjunto dentro de la grapa de suspensión.

#### 3.6.2.2 Manguitos de empalme.

El aluminio deberá tener por lo menos un 99.5% de pureza.

La resistividad eléctrica bajo las condiciones señaladas en normas no deberá ser mayor que la alcanzada en las pruebas de los conductores.

La temperatura en los manguitos de empalme al paso de la corriente nominal no deberá superar los 70 °C.

Los extremos de los manguitos de empalme a compresión deberán ser de forma tal que la presión se reduzca gradualmente a cero y las tensiones de flexión y vibración se minimicen.

**3.6.2.3 Manguito de reparación.** Los manguitos de reparación se usan en zonas donde los conductores han resultado dañados o marcados, pero sin llegar al extremo del que el tramo perjudicado precise ser reemplazado.

Las mangas de reparación son de compresión.

La temperatura en todos los manguitos de reparación al paso de la corriente nominal no deberá superar los 70 °C.

Los manguitos de compresión deberán ser del mismo material que los de los manguitos de empalme de conductores.

**3.6.2.4 Conectores de dos vías.** Los conectores de dos vías de aleación de aluminio se utilizarán para conectar el conductor en los cuellos muertos en las estructuras

de ángulo o anclaje intermedio, serán aptos para conectar conductores AAAC 120 mm<sup>2</sup> de sección y 14,57 mm de diámetro.

La temperatura en todos los conectores de dos vías al paso de la corriente nominal no deberá superar los 70 °C.

El aluminio deberá tener por lo menos un 99,5% de pureza.

### **3.6.2.5 Amortiguadores.** Referidos en el acápite 2.5.7

### **3.6.3 Aisladores estándar**

-Aislador: serán de material porcelana, con estructura homogénea, fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad, la superficie exterior deberá estar recubierta con una capa de esmalte. Los aisladores serán del tipo estándar, adecuados para ser usados en cadena, con ensamble tipo bola-casquillo.

#### **Características técnicas.**

- Nivel de tensión	:	66 kV
- Tipo	:	Standard
- Material	:	porcelana
- Diámetro de disco	:	255 mm
- Altura	:	146 mm
- Distancia de fuga mínima	:	292 mm
- Carga de falla electromecánica mínimo	:	70 kN
- Voltaje resistente a frecuencia industrial seco 1' :		80 kV
- Voltaje resistente a frecuencia industrial húmedo 1' :		50 kV
- Voltaje resistente al impulso positivo	:	125 kV
- Voltaje resistente al impulso negativo	:	130 kV
- Conexión	:	Ball& socket
- Peso neto aproximado	:	4,5 kg
- Voltaje Resistente a Sobre tensión de Impulso	:	670 kV

- Tipo de cadena, número de aisladores	:	Suspensión 6 u	
		Anclaje	7 u
- Voltaje resistente a frecuencia industrial			
Seco	:	380 kV	435 kV
Húmedo	:	255 kV	295 kV
- Longitud de cadena (solo aisladores):		876 mm	1 022 mm
- Distancia de fuga total	:	1 752 mm	2 044 mm

### 3.6.4 Accesorios del aislador estandar

**3.6.4.1 Ensamble suspension.** Esta cadena de aisladores se utilizará como cadenas de suspensión y orientación.

- Grillete
- Adaptador anillo – bola
- Adaptador casquillo – ojo corto
- Grapa de suspensión

**3.6.4.2 Ensamble anclaje.** Esta cadena de aisladores se utilizará como cadena de anclaje y estará constituido por los siguientes elementos:

**a. Cadena de anclaje posición normal.**

- Grillete;
- Adaptador anillo – bola;
- Adaptador casquillo – ojo alargado;
- Grapa de anclaje tipo pistola, con cuatro pernos;

**b. Cadena de anclaje posición invertida.**

- Grillete (2);
- Adaptador casquillo – ojo alargado;
- Adaptador anillo – bola;
- Grapa de anclaje tipo pistola, con cuatro pernos;

### 3.6.5 Material de puesta a tierra

**3.6.5.1 Conductor de puesta a tierra.** Serán del tipo copperweld, núcleo de acero con recubrimiento de cobre, 35 mm<sup>2</sup>.

**3.6.5.2 Conector conductor – estructura.** Serán de cobre, tipo bifilar, unirá el conductor copperweld con el stub de la estructura.

**3.6.5.3 Materiales complementarios.** Tubo PVC SAP de  $\phi \frac{3}{4}$ " x 3m

### 3.6.6 Estructuras de celosía

**3.6.6.1 Tipos de estructuras.** Las torres serán estructuras autosoportadas, tipo celosía, en perfiles angulares de acero galvanizado, ensamblados por pernos y tuercas.

La configuración básica de las torres en vanos normales simple circuito sin cable de guarda.

En la línea de transmisión se utilizarán los siguientes tipos de estructuras:

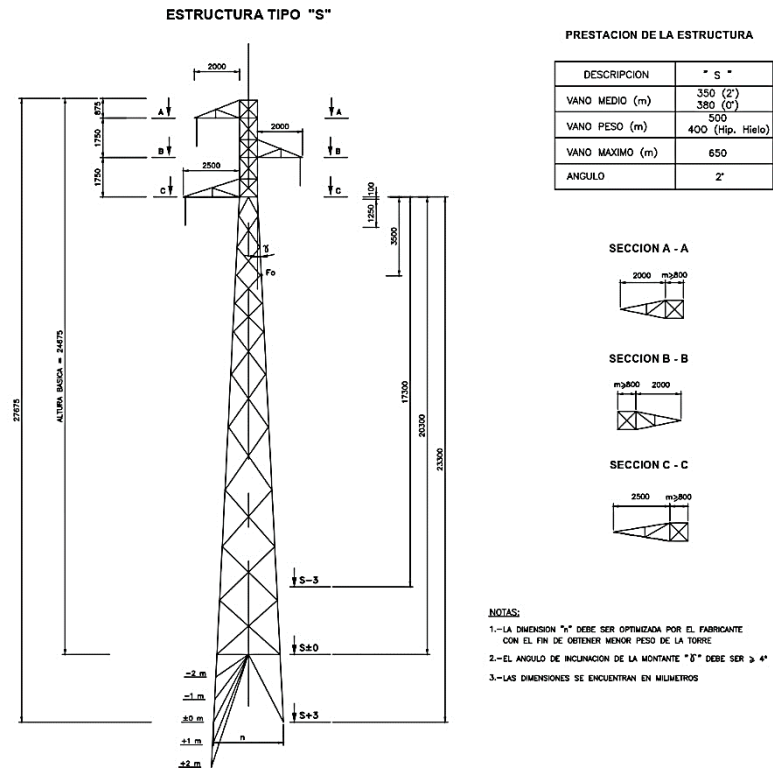
- Estructura S (2°) de alineamiento o suspensión
- Estructura A1 (8°) angular – anclaje liviano
- Estructura A2 (40°) angular – anclaje pesado

**3.6.6.2 Altura Normal y Extensión.** La altura de la ménsula inferior de las torres, respecto al suelo horizontal es como se indican en los planos del proyecto.

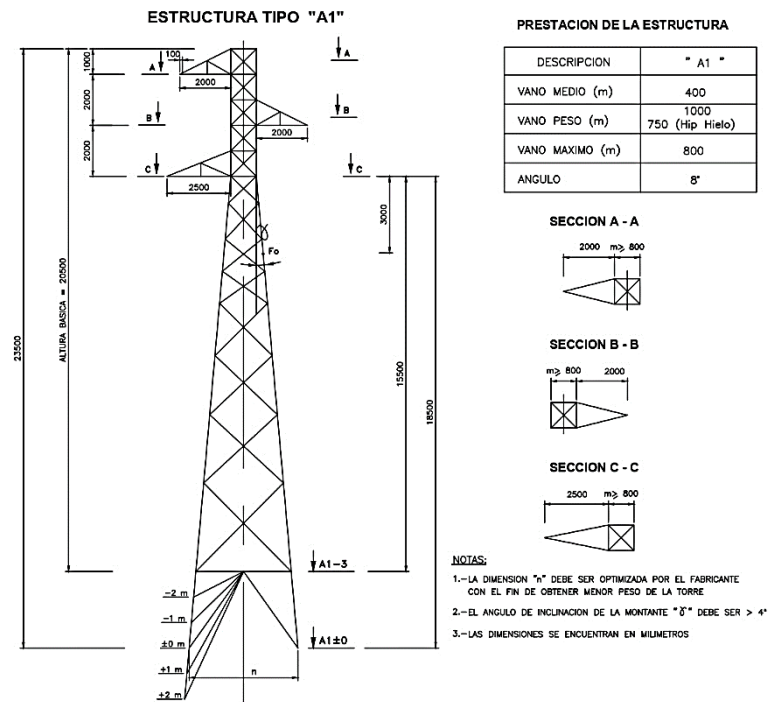
La altura de la ménsula inferior de las estructuras de extensión  $\pm 0$  es:

- Estructura S+0 20,3 m
- Estructura A1+0 18,5 m
- Estructura A2+0 18,5 m

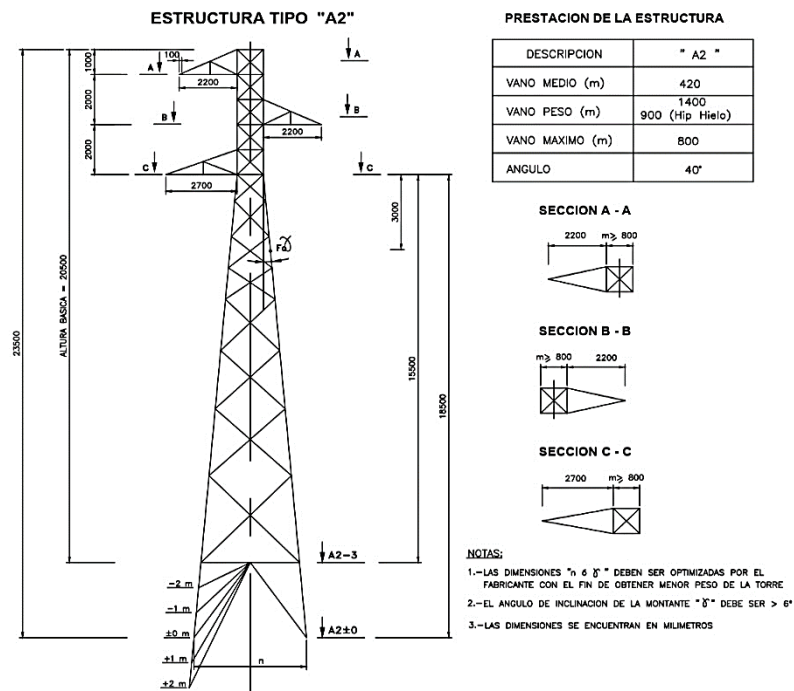
**Figura 12**  
Configuración de estructura tipo "S"



**Figura 13**  
Configuración de estructura tipo "A1"



**Figura 14**  
Configuración de estructura tipo "A2"



### 3.6.7 Accesorios de las estructuras de celosía

- Pernos de escalamiento
- Placas indicadoras
- Estribos
- Indicaciones de las fases
- Dispositivos anti-escalamiento
- Puesta a tierra de las torres

### 3.6.8 Tablas de datos técnicos (TDT)

TABLA 3.2 TDT de conductor AAAC

TABLA 3.3 TDT de los accesorios de los conductores

TABLA 3.4 TDT del Aislador estándar unitario

TABLA 3.5 TDT de los accesorios de los aisladores

TABLA 3.6 TDT de la puesta a tierra

### 3.7 Identificación de Impacto Ambiental

(Anexo G: Identificación del Impacto Ambiental)

**Tabla 33**  
*TDT Conductor aluminio AAAC*

TABLA DE DATOS TECNICOS				
CONDUCTOR AAAC 120 mm2				
N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
3.2.1	CARACTERISTICAS GENERALES			
	Fabricante			
	Calibre	MCM	250	
	Sección Nominal	mm2	120	
	Número alambres aleación aluminio 6201-T81		19	
	Normas de fabricación y pruebas		ASTM B230	
			ASTM B398	
			ASTM B524	
3.2.2	DIMENSIONES			
	Sección normal	mm2	127	
	Diámetro y número de hilos de aleación aluminio 6201-T81	mm x N	2.91 x 19	
	Diámetro exterior conductor	mm	14.57	
3.2.3	CARACTERISTICAS MECANICAS			
	Masa del conductor	kg/m	0.322	
	Carga de rotura mínima	kN	35.92	
	Módulo elasticidad inicial	kg/mm2		
	Módulo elasticidad final	kg/mm2	6350	
	Coefficiente dilatación térmica	1/°C	0.000023	
3.2.4	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
	Resistencia eléctrica máxima en CC a 20°C	ohm/km	0.2644	
	Resistencia eléctrica máxima en CA a 25°C	ohm/km		
	Resistencia eléctrica máxima en CA a 50°C	ohm/km		
	Coefficiente térmico de resistencia eléctrica	1/°C		
	Capacidad máxima de corriente	A	340	

**Tabla 34**  
**TDT Accesorios de conductor AAAC**

TABLA DE DATOS TECNICOS				
ACCESORIOS DE LOS CONDUCTORES				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
<b>3.3.1</b>	<b>VARILLA DE ARMAR</b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación		IEC 61284	
	5. Material constitutivo		Acero forjado galvanizado en caliente	
	6. Longitud	mm		
	7. Diámetro del conductor AAAC 240 mm <sup>2</sup>	mm	14.57	
	8. Galvanizado: masa zinc depositado	g/m <sup>2</sup>	610	
	9. Incluir plano		Si	
<b>3.3.2</b>	<b>CONECTOR BIFILAR PARA CONDUCTOR AAAC DE 120 mm<sup>2</sup>,</b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación			
	5. Material constitutivo del cuerpo		Aleación de aluminio	
	6. Mínimo número de pernos de ajuste	---	3	
	7. Material de los pernos	---	Acero galvanizado	
	8. Torque de ajuste mínimo de pernos	N-m		
	9. Diámetro de los pernos de ajuste	mm		
	10. Diámetro del conductor AAAC de 240 mm <sup>2</sup> (Principal)	mm	14.57	
	11. Diámetro del conductor AAAC de 240 mm <sup>2</sup> (Derivación)	mm	14.57	
	12. Dimensiones		Adjuntar plano	
<b>3.3.3</b>	<b>AMORTIGUADORES STOCKBRIDGE ASIMETRICOS PARA CONDUCTOR AAAC DE 120 mm<sup>2</sup></b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación			
	5. Tipo de amortiguador		Stockbridge asimétrico	
	6. Material de la grapa de sujeción		Aleación de aluminio	
	7. Material del conductor admisible		Aleación de aluminio	
	8. Material del perno, arandela y tuercas		Acero Galvanizado	
	9. Material de las masas vibrantes			



Cont.

TABLA DE DATOS TECNICOS				
ACCESORIOS DE LOS CONDUCTORES				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
	10. Rango de diámetro de ajuste de conductores admisibles	mm	14.57	
	11. Torque de ajuste mínimo de pernos de la grapa de sujeción	N-m		
	12. Espesor de galvanizado de los pernos y tuercas	micrones	80	
	13. Momento de inercia	cm4		
	14. Módulo elástico del cable conector	KN/mm2		
	15. Peso total	kg		
	16. Peso de cada masa vibrante	kg		
	17. Dimensiones:		Adjuntar plano	
<b>3.3.4</b>	<b>UNION TUBULAR DE TENSION PLENA PARA CONDUCTOR AAAC DE 120 mm2</b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación			
	5. Material constitutivo del cuerpo		Aleación de aluminio	
	6. Esfuerzo de rotura mínimo	kN		
	7. Longitud	mm		
	8. Diámetro del conductor AAAC de 240 mm2 (Principal)	mm	14.57	
	9. Diámetro del conductor AAAC de 240 mm2 (Derivación)	mm	14.57	
	10. Forma de instalación		Compresión	
	11. Número de compresiones	No.	indicar	
	12. Código de dado que se requiere para las compresiones		Indicar	
	13. Dimensiones		Adjuntar plano	
	14. Suministro de dado adecuado para la compresión		Si	

**Tabla 35**  
*TDT Aislador estándar*

TABLA DE DATOS TECNICOS				
AISLADOR ESTÁNDAR UNITARIO				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
1	<b>Fabricante</b>			
1.1	Pais fabricante			
2	<b>Tipo de aislador</b>		STD BALL-SOCKET	
3	<b>Norma designación</b>		ANSI 52.3	
4	<b>Norma diseño, fabricación y pruebas</b>		ASTM A153	
5	<b>Tipo de instalación</b>		Intemperie	
5.1	Montaje		Horizontal, Vertical	
6	<b>Características Eléctricas</b>			
6.1	Frecuencia Nominal	Hz	60	
6.2	Tensiones de Servicio			
6.2.1	Tensión Nominal	kV	60	
6.2.2	Tensión Máxima	kV	72.5	
6.3	Voltaje resistente a frecuencia industrial			
6.3.1	-en seco	kV	80	
6.3.2	-húmedo	kV	50	
6.4	Voltaje resistente al impulso			
6.4.1	-en seco	kV	135	
6.4.2	-húmedo	kV	130	
6.5	Voltaje perforación mínimo	kV	130	
7	<b>Características mecánicas</b>			
7.1	Carga electromecánica de ruptura	kN	70	
8	<b>Características constructivas</b>			
8.1	Material del aislador		porcelana	
8.2	Diámetro máximo parte aislante	mm	255	
8.3	Paso	mm	146	
8.4	Tipo de acoplamiento normalizado	mm	16	
8.5	Diámetro del perno			
8.6	Espesor mínimo del material aislante			
8.7	Longitud de línea de fuga	mm	292	
8.8	Masa total aproximada	kg	4.5	
9	<b>Características de los materiales</b>			
9.1	<b>Material aislante</b>			
9.1.1	Constante dieléctrica		3	
9.1.2	Angulo de pérdidas		60 x 10	
9.1.3	Rigidéz dieléctrica	kV/cm	250	
9.2	<b>Material de caperuza y perno</b>			
9.2.1	Límite de ruptura a tracción	kg/mm2	38	
9.2.2	Límitea elasticidad	kg/mm2	24	
9.2.3	Alargamiento a ruptura	%	17	
9.2.4	Dureza (HB)		140 a 180	
9.2.5	Espeor de galvanización	g/m2	600	
9.3	<b>Material de fijación</b>			
9.3.1	Límite de ruptura a tracción	kg/mm2		

**Tabla 36**  
**TDT Accesorios de aislador estándar**

TABLA DE DATOS TECNICOS				
ACCESORIOS DE LOS AISLADORES				
Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
<b>3.5.1</b>	<b>GRAPA DE ANCLAJE</b>			
	<b>A. MATERIALES</b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación		IEC 61284	
	5. Material constitutivo	---		
	- Cuerpo de la grapa		Aleación de aluminio	
	- Perno U con tuerca y pin de acoplamiento (ajuste)		Acero galvanizado	
	- Pasador de sujeción del pin		Acero inoxidable	
	6. Diámetro de los pernos U de sujeción de la grapa	mm		
	7. Límite elástico equivalente			
	8. Alargamiento a ruptura			
	9. Resiliencia			
	10. Diámetro admisible del conductor	mm	14.57	
	11. Torque de ajuste	N-m		
	<b>B. CARACTERISTICAS GEOMETRICAS</b>			
	12. No. de dibujo del conjunto		Adjuntar plano	
	13. Longitud máximo de la grapa	mm		
	14. Longitud de la parte inferior recta (soporte de pernos "U")	mm		
	16. Radio de la curvatura máximo	mm		
	17. Número mínimo de pernos U		4	
	18. Diámetro del pin pasante de acoplamiento	mm		
	19. Dimensiones		Adjuntar plano	
	<b>C. CARACTERISTICAS MECANICAS</b>			
	20. Peso total	kg		
	21. Carga mínima de rotura del dispositivo	kN	70	
	22. Carga mínima de deslizamiento del conductor	kN		
	23. Presión de viento sobre el conductor admisible	kg/m2	42,24	
	<b>D. CARACTERISTICAS ELECTRICAS</b>			
	24. Resistencia a 20°C entre entrada y salida del conductor	Ohms		
	25. Pérdidas eléctricas máximas garantizadas.	W		
	<b>E. GALVANIZACION</b>			
	26. Masa de zinc depositado	g/m <sup>2</sup>	610	
	27. Incluir plano		Si	

Cont.

TABLA DE DATOS TECNICOS				
ACCESORIOS DE LOS AISLADORES				
N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
3.5.2	<b>GRAPA DE SUSPENSION</b>			
	<b><u>A. MATERIALES</u></b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación y pruebas		IEC 61284	
	5. Material constitutivo			
	- Cuerpo de la grapa		Aleación de Aluminio	
	- Perno de ajuste y pin de acoplamiento		Acero Galvanizado	
	- Pasador de sujeción del pin		Acero inoxidable	
	6. Diámetro del pin de sujeción de la grapa	mm	16	
	7. Límite elástico equivalente			
	8. Alargamiento a rotura			
	9. Resilencia			
	10. Diámetro admisible del conductor (sin considerar la varilla de armar)	mm	14.57	
	11. Torque de ajuste	N-m		
	<b><u>B. CARACTERISTICAS GEOMETRICAS</u></b>			
	12. No. de dibujo del conjunto		Adjuntar plano	
	13. Longitud máximo de la grapa	mm		
	14. Longitud de la pieza superior, entre los ejes de los estribos	mm		
	15. Angulo de salida de la grapa	°	20	
	16. Radio de la curvatura máximo	mm		
	17. Momento de inercia respecto al eje vertical en el plano de los conductores			
	18. Dimensiones		Adjuntar plano	
	<b><u>C. CARACTERISTICAS MECANICAS</u></b>			
	19. Peso total	kg		
	20. Carga mínima de rotura	kN	70	
	21. Carga mínima de deslizamiento del conductor	kN		
	22. Presión de viento sobre el conductor	Kg/m2	42,24	
	<b><u>D. CARACTERISTICAS ELECTRICAS</u></b>			
	23. Pérdidas eléctricas máximas garantizadas	W		
	- Nivel de potencia de cortocircuito	MVA		
	<b><u>E. GALVANIZACION</u></b>			
	24. Masa de zinc depositado	g/m <sup>2</sup>	610	
	25. Incluir plano		Si	

Cont.

TABLA DE DATOS TECNICOS				
ACCESORIOS DE LOS AISLADORES				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
<b>3.5.3</b>	<b>HORQUILLA BOLA</b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o Número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación			
	5. Material constitutivo		Acero forjado galvanizado	
	- Pasador de sujeción del pin		Acero inoxidable	
	6. Carga de rotura	kN	70 y 90	
	7. Galvanizado: masa zinc depositado	g/m <sup>2</sup>	610	
	8. Dimensiones		Adjuntar plano	
	9. Peso	kg		
	10. Diámetro del pin de acoplamiento	mm	16	
	11. Pasador de sujeción del pin		Acero inoxidable	
	12. Incluir plano		Si	
<b>3.5.4</b>	<b>CASQUILLO OJO</b>			
	1. Fabricante			
	2. Modelo o Número de catálogo			
	3. País de fabricación			
	4. Norma de fabricación			
	5. Material constitutivo		Acero forjado galvanizado	
	- Pasador de sujeción del pin		Acero inoxidable	
	6. Carga de rotura	kN	70 y 90	
	7. Galvanizado: masa zinc depositado	g/m <sup>2</sup>	610	
	8. Dimensiones		Adjuntar plano	
	9. Peso	kg		
	10. Diámetro del pin de acoplamiento	mm	16	
	11. Pasador de sujeción del pin		Acero inoxidable	
	12. Incluir plano		Si	

**Tabla 37**  
**TDT Puesta a tierra**

TABLA DE DATOS TECNICOS				
PUESTA A TIERRA				
N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
<b>3.6.1</b>	<b>CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA</b>			
1	Tipo y denominación del alambre		copperweld	
2	Fabricante			
3	País de fabricación			
4	Normas de fabricación			
5	Diámetro	mm	10,6	
6	Sección	mm <sup>2</sup>	35	
7	Carga mínima de ruptura	kN	12,6	
8	Peso	N/m	2,98	
9	Resistencia a 20° C	Ohm/km	0,534	
10	Máxima longitud del conductor sobre el carrete	m		
11	Peso máximo de expedición de un carrete	N		
<b>3.6.2</b>	<b>ELECTRODO</b>			
1	Tipo y denominación		copperweld	
2	Fabricante			
3	País de fabricación			
4	Normas de fabricación			
5	Diámetro	mm	16	
6	Longitud	m	2,4	
7	Sección	mm <sup>2</sup>	196	
8	Carga de ruptura	kN		
9	Peso	N		
10	Espesor del cobre	mm		
11	Resistencia a 20° C	Ohms		
12	Peso máximo de expedición de una caja de varillas			
<b>3.6.3</b>	<b>CONECTOR Cu PARA ELECTRODO Y CONDUCTOR</b>			
1	Catálogo del fabricante			
2	Material		Cu	
3	Normas de fabricación y pruebas			
4	Diámetro de la varilla	mm	16	
5	Diámetro del conductor	mm	9,96	
<b>3.6.4</b>	<b>CONECTOR A COMPRESION CONDUCTOR-ESTRUCTURA</b>			
1	Catálogo del fabricante			
2	Material		Cu	
3	Normas de fabricación y pruebas			
4	Diámetro del conductor	mm	9,96	

## Capítulo IV. Análisis y resultados

### 4.1 Ubicación

El área de ubicación del proyecto de la variante de la LT 66 kV SE Pampa – SE Pallasca se encuentra en el departamento Ancash, provincia Corongo, distrito de Yupán; la variante de la línea de transmisión de 66 kV en estudio es de longitud 5.377 km, y recorre de este a oeste en una zona de topografía accidentada con una altitud de 2306 a 3177msnm.

El trazo escogido para la variante de rehabilitación a partir de la estructura E-19 y en forma paulatina se ubicará en una franja distinta al que venía ocupando, se desarrolla a media altura del cerro Urmuc hasta interceptar la línea existente en la estructura E-34 y continuar con la transmisión operativa.

**Tabla 38**

*Vértices y coordenadas*

CUADRO DE VERTICES Y COORDENADAS (DATUM WGS 84)						
VARIANTE LINEA DE TRANSMISIÓN 66kV S.E. LA PAMPA - S.E. PALLASCA E19-E34						
Vértice	Coordenadas UTM Zona 18		Distancia parcial (m)	Distancia acumulada (m)	Cota (msnm)	Ángulo
	Este	Norte				
E34	172092.01	9047074.16	157.20	5377.14	3030.49	
V1	172244.00	9047034.00	736.82	5219.94	3023.00	33°56'42" D
V2	172940.07	9047275.64	590.03	4483.12	3150.97	7°43'24" I
V3	173518.42	9047392.47	1219.51	3893.08	3151.21	2°7'19" D
V4	174704.02	9047678.04	1134.12	2673.58	3134.39	35°49'16" I
V5	175753.46	9047248.04	924.05	1539.46	2875.01	40°9'25" I
V6	176181.03	9046428.86	521.26	615.41	2463.73	8°44'43' D
V7	176489.68	9046008.80	94.14	94.14	2322.64	36°9'29" D
E19	176579.45	9045980.44	00.00	0.00	2306.76	

## 4.2 Planilla de estructuras

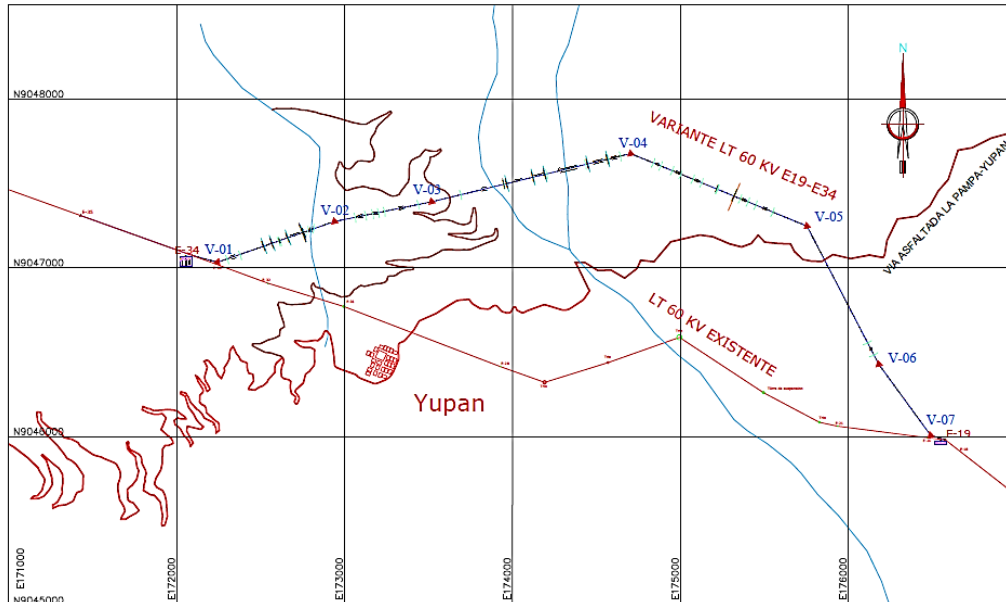
Tabla 39

Planilla de estructuras

PLANILLA DE ESTRUCTURAS																
ESTRUCTURA	COORDENADAS UTM DATUM WGS84		VANO ADELANTE (m)	PROGRESIVA (m)	COTA (msnm)	VERTICE	ANGULO DE LINEA				TIPO DE FUNDACION	TIPO PAT	TOTAL AISLADORES 70kN	VARILLA DE ARMAR	AMORTIGUADORES POR FASE /POR VANO	
	N°	TIPO					ESTE (m)	NORTE (m)	G	M						S
E34 EXISTENTE			172092.01	9047074.16	157.20	E34										
E1	A2+0		172244.00	9047034.00	228.77	V1	33	56	42	D	Z	PT2-C-20	42		2	
E2	S-3		172460.11	9047109.02	508.05						Z	PT2-C-20	18	3	2	
E3	A1+0		172940.07	9047275.64	291.86	V2	07	43	24	I	Z	PT2-C-20	42		4	
E4	S+3		173226.15	9047333.43	298.18						Z	PT2-C-20	18	3	2	
E5	A1-3		173518.42	9047392.47	506.28	V3	02	07	19	D	Z	PT2-C-20	42		2	
E6	A1+0		174010.63	9047511.03	713.22						Z	PT2-C-20	42		4	
E7	A2-3		174704.02	9047678.04	122.41	V4	35	49	16	I	Z	PT2-C-20	54		6	
E8	S+0		174817.29	9047631.63	386.74						Z	PT2-C-20	18	3		
E9	A1+0		175175.15	9047485.00	624.97						Z	PT2-C-20	42		4	
E10	A2+0		175753.46	9047248.04	184.50	V5	40	09	25	I	Z	PT2-C-20	42		6	
E11	S+0		175838.83	9047084.48	339.85						Z	PT2-C-20	18	3	2	
E12	S+0		175996.08	9046783.20	399.70						Z	PT2-C-20	18	3	4	
E13	A1+0		176181.03	9046428.86	179.97	V6	08	44	43	D	Z	PT2-C-20	42		4	
E14	S+0		176287.59	9046283.83	341.30						Z	PT2-C-20	18	3	2	
E15	A2+0		176489.68	9046008.80	94.14	V7	36	09	29	D	Z	PT2-C-20	42		4	
E19 EXISTENTE			176579.45	9045980.44		E19							498	18	48	



**Figura 15**  
Plano de la variante LT 66 kV



#### 4.3.1 Variante L.T. 66 kV SE La Pampa – Pallasca (E-34 – E19)

La variante de la línea de transmisión en 66 kV es de simple terna, 5,377 km de longitud. Se usará estructuras soporte de celosía metálica de acero galvanizado. En la variante de línea se utilizará conductor AAAC de 120 mm<sup>2</sup> que es de características similares al existente al igual que los aisladores que son de porcelana, diseñada para una potencia de transporte máxima en forma permanente de 42 MVA, temperatura máxima del conductor de 75°C y la altura vertical mínima de seguridad al suelo asumida será 7.60 m.

#### 4.3.2 Características del suministro

- Alimentación : SE La Pampa - 66 kV
- Propietario de la alimentación : Hidrandina S.A.
- Potencia Nominal : 42 MVA
- Tensión nominal del sistema : 66 kV
- Sistema : Trifásico
- Tensión Máxima de Servicio : 72.5 kV

- Frecuencia del sistema : 60 Hz
- Punto de llegada : SE Pallasca – 66 KV

**Tabla 40**

*LT 66 kV SE Huallanca-SE La Pampa-SE Pallasca*

LINEA DE TRANSMISION SECUNDARIA HUALLANCA - LA PAMPA - PALLASCA : HIDRANDINA									
Código línea	SE Salida	SE Llegada	Sistema	Terna	Longitud total (km)	Tensión nominal (kV)	Capacidad total (MW)	Tipo conductor	Sección (mm <sup>2</sup> )
L-6682	HUALLANCA	LA PAMPA	3Ø	1	22.6	66	42	AAAC	120
L-6683	LA PAMPA	PALLASCA	3Ø	1	57.3	66	42	AAAC	120

#### 4.3.3 Características principales de la línea de transmisión

- Tensión nominal del sistema : 66 kV
- Sistema : Trifásico, 60 Hz.
- Tensión máxima servicio : 72.5 kV
- Número de conductores por fase : 1
- Frecuencia del sistema : 60 Hz
- Potencia Máxima de diseño : 42 MVA
- Longitud de la variante : 5,377.14 m
- Configuración : simple terna
- Disposición de conductores : triangular
- Número de Vértices : 07
- Ancho franja de servidumbre : 16 m
- Cota : 2306 - 3177 msnm
- Conductor Activo : AAAC 120 mm<sup>2</sup>
- Número Cables de Guarda : 0
- Estructuras : Estructuras de celosía A°G°
- Aisladores : Porcelana estándar ANSI
- Cadenas : 7 u Anclaje, 6 u Suspensión

#### 4.3.4 Características climatológicas

- Temperatura media anual : 17 °C
- Temperatura máxima : 25 °C
- Temperatura mínima : 3 °C
- Humedad relativa : 70% - 85%
- Nivel isosceráunico : 40 tormentas eléctricas año
- Condiciones ambientales : contaminación ligera
- Velocidad de viento : 104 km/h (29m/s), correspondiente al Área 1 de la tabla 250-1B del CNE Suministro 2011.

#### 4.3.5 Características ambientales

En general el medio ambiente presenta una atmósfera limpia; con presencia de lluvias y descargas atmosféricas, entre los meses de noviembre a abril. Además la L.T. 66kV, sigue una zona con baja densidad de industrias o viviendas.

- Presión atmosférica : 50.85 cm Hg.
- Densidad relativa del aire : 0.670
- Rigidez dieléctrica : 19,966 kV/cm
- Grado contaminación : nivel 1, ligero, < 0.02 mg/cm<sup>2</sup>
- Sismicidad : zona 3, factor z = 0.35

#### 4.3.6 Faja de servidumbre

Ley de concesiones eléctricas DL 25844

Artículo 112º.- Esta indemnización será fijada por **acuerdo de partes**, en caso contrario la fijará el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 118º.- el concesionario deberá abonar a favor del propietario del predio sirviente, el monto de la valorización respectiva, **antes de la iniciación de las obras** e instalaciones.

Código nacional de electricidad – Suministro 2011

**Tabla 41***Anchos mínimos de la faja de servidumbre*

ANCHOS MINIMOS: FAJAS SERVIDUMBRE	
TENSION NOMINAL LINEA (Kv)	ANCHO (m)
10 – 15	6
20 – 36	11
50 – 70	16
115 - 145	20
220	25
500	64

Nota: Adaptada de (Regla 219.B.2 CNE-S 2011)

#### 4.4 Planos y láminas de detalle

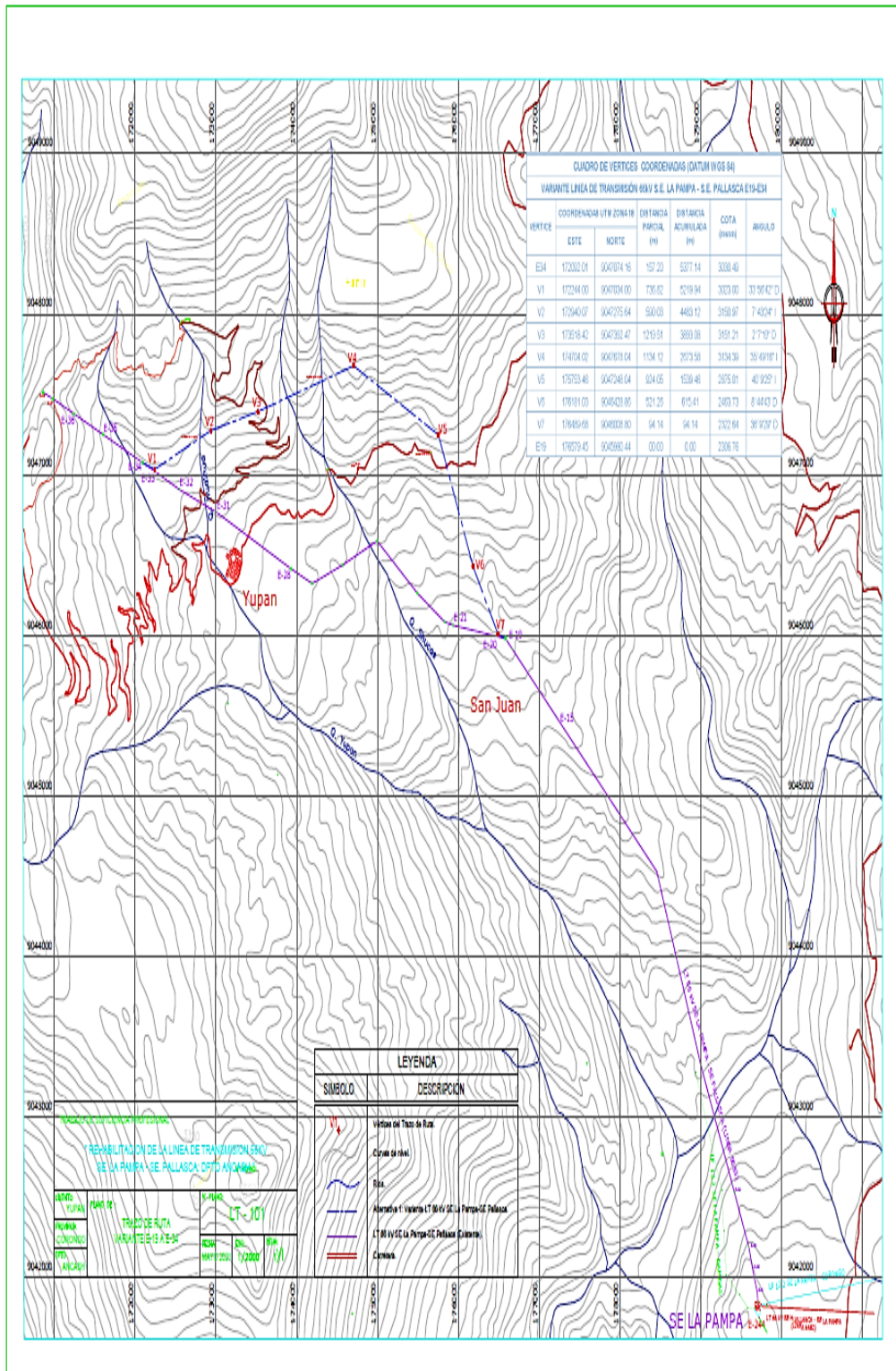
**Tabla 42***Planos de obras electromecánicas*

N° Plano	Descripción
LT-101	Trazo de la variante E-19 a E-34
LT-102	Perfil y planimetría
LT-103	Estructura de suspensión tipo "S"
LT-104	Estructura de anclaje angular tipo "A1"
LT-105	Estructura de anclaje angular tipo "A2"
LT-106	Detalle de enlace V7 - E19 existente
LT-107	Detalle de enlace V1 - E34 existente
LT-108	Puesta a tierra
LT-109	Cadena de aisladores
LT-110	Disposición de amortiguadores
LT-111	Detalle de señalización

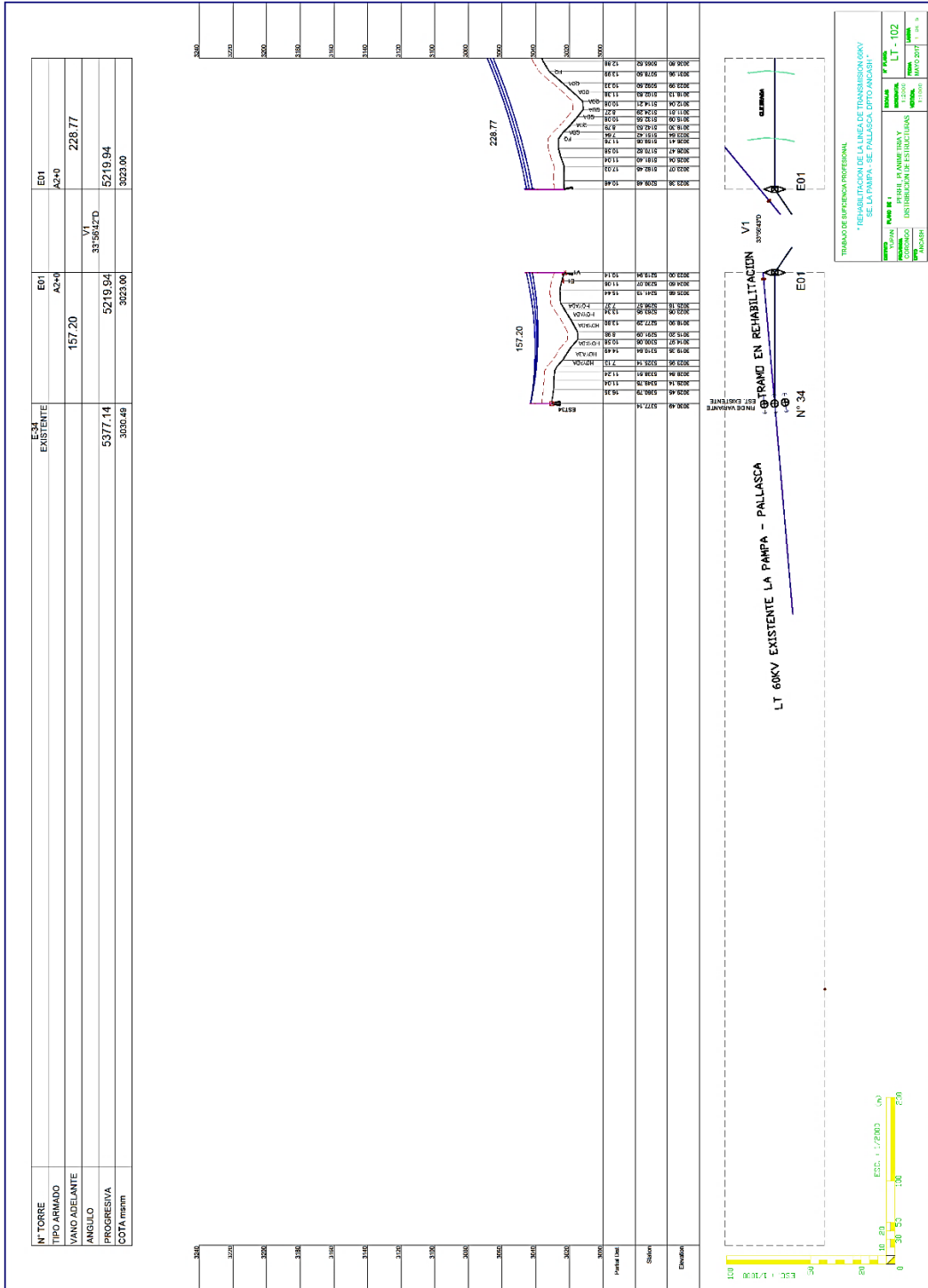
**Tabla 43***Planos de obras civiles*

N° Plano	Descripción
LT-OC-001	Cimentación de estructura tipo S
LT-OC-002	Cimentación de estructura tipo A1
LT-OC-003	Cimentación de estructura tipo A2

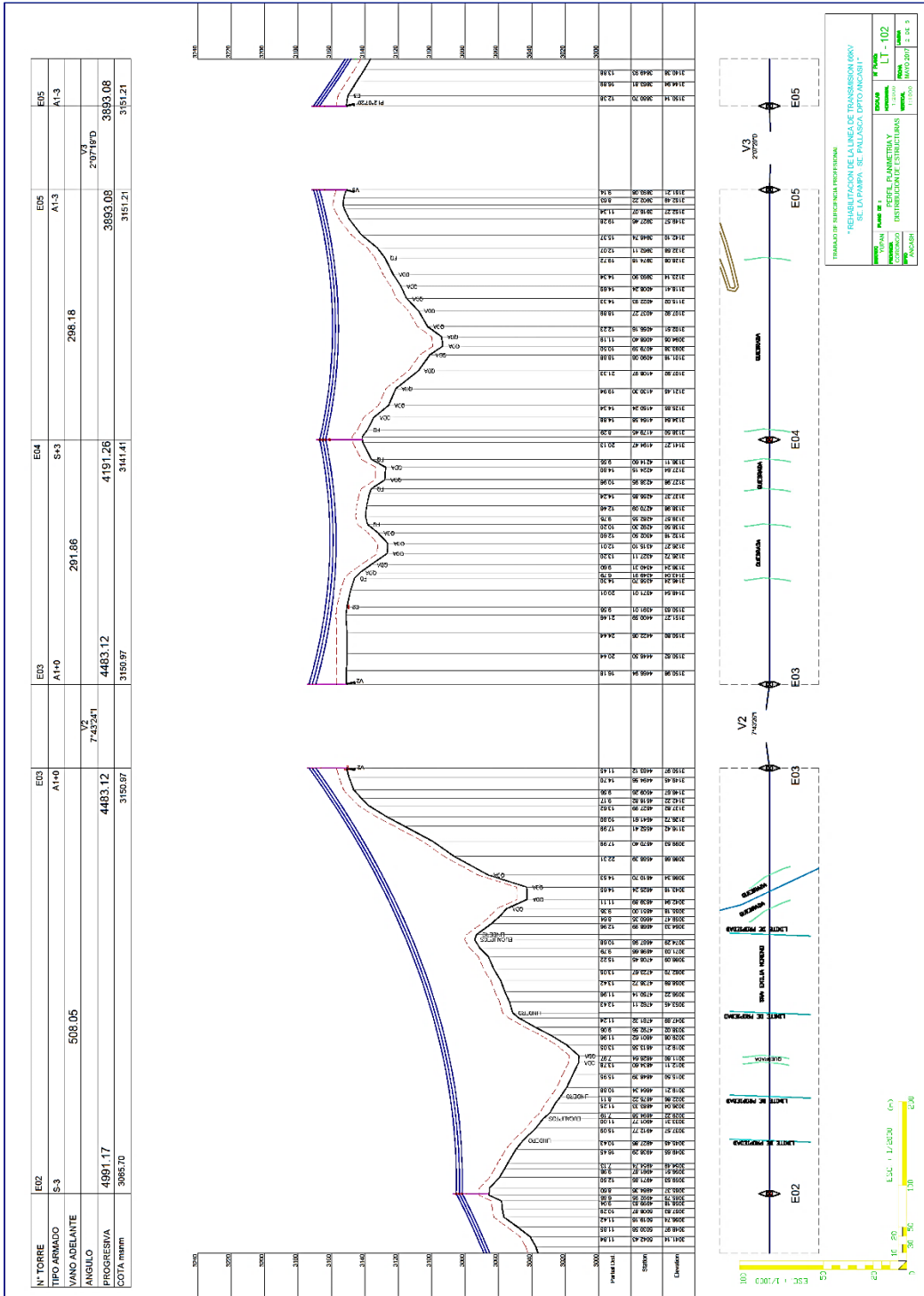
**Figura 16**  
Plano LT-101 Trazo de ruta de la variante E19 a E34



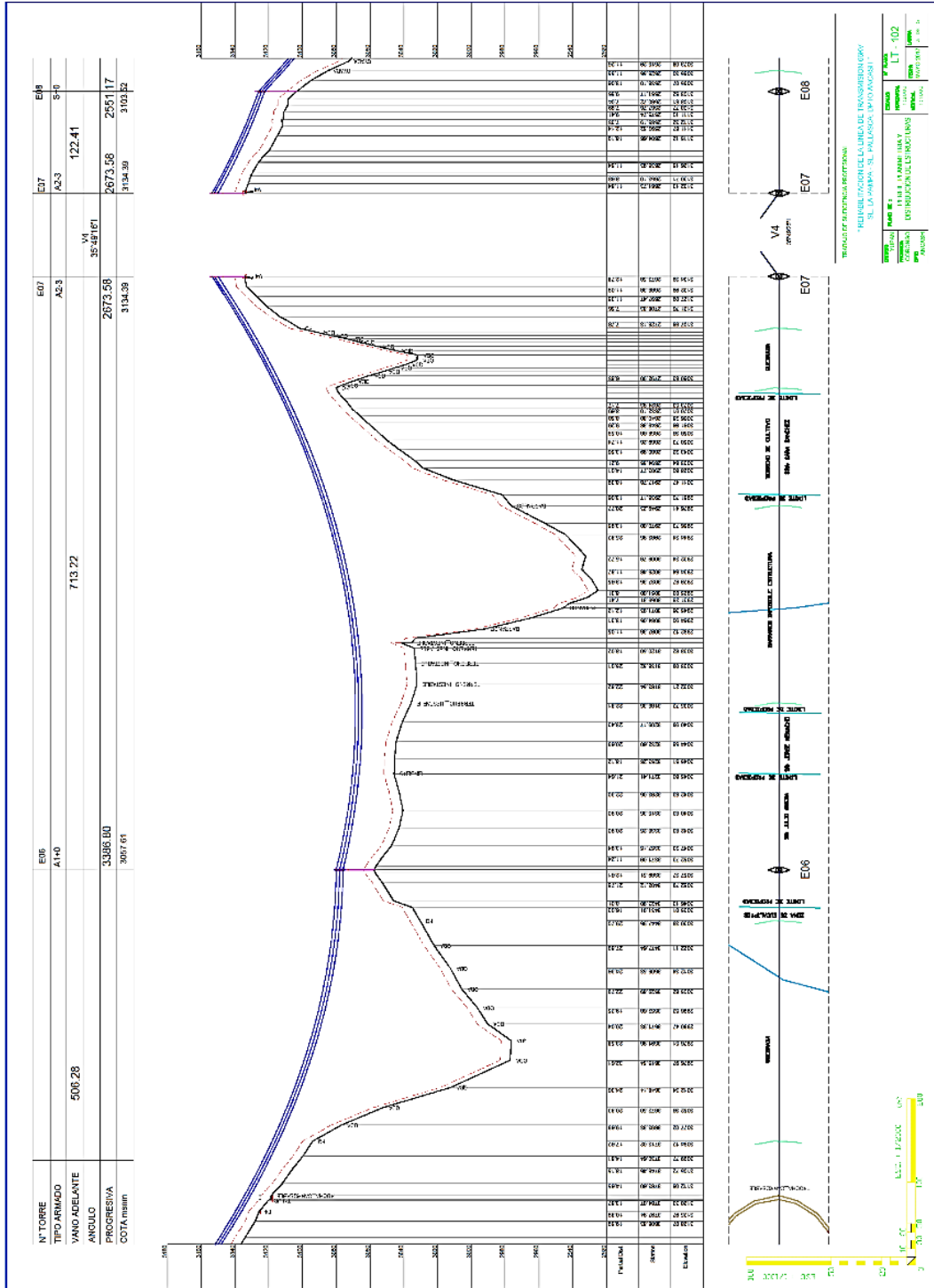
**Figura 17**  
 Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 1 de 5



**Figura 18**  
Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 2 de 5

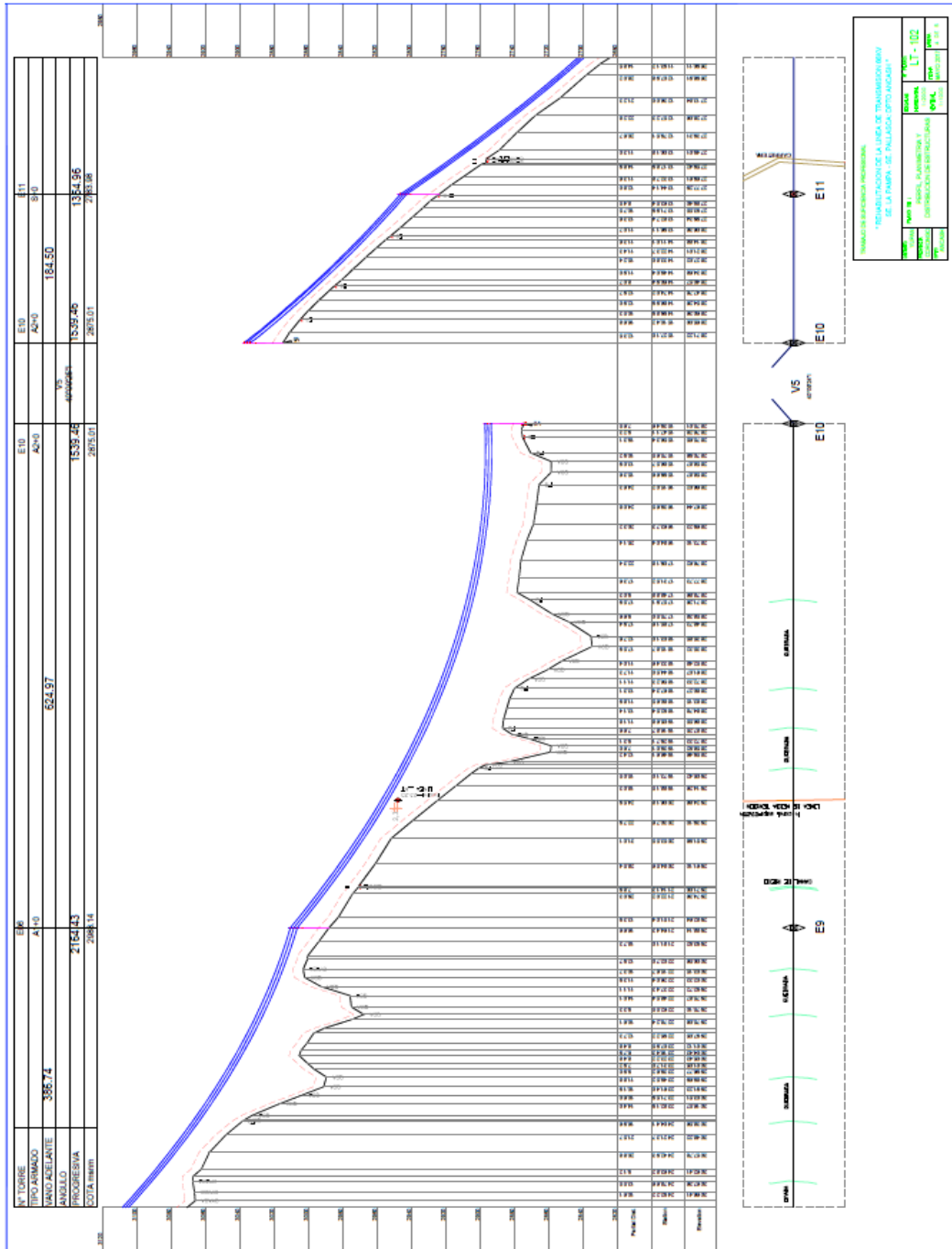


**Figura 19**  
 Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 3 de 5





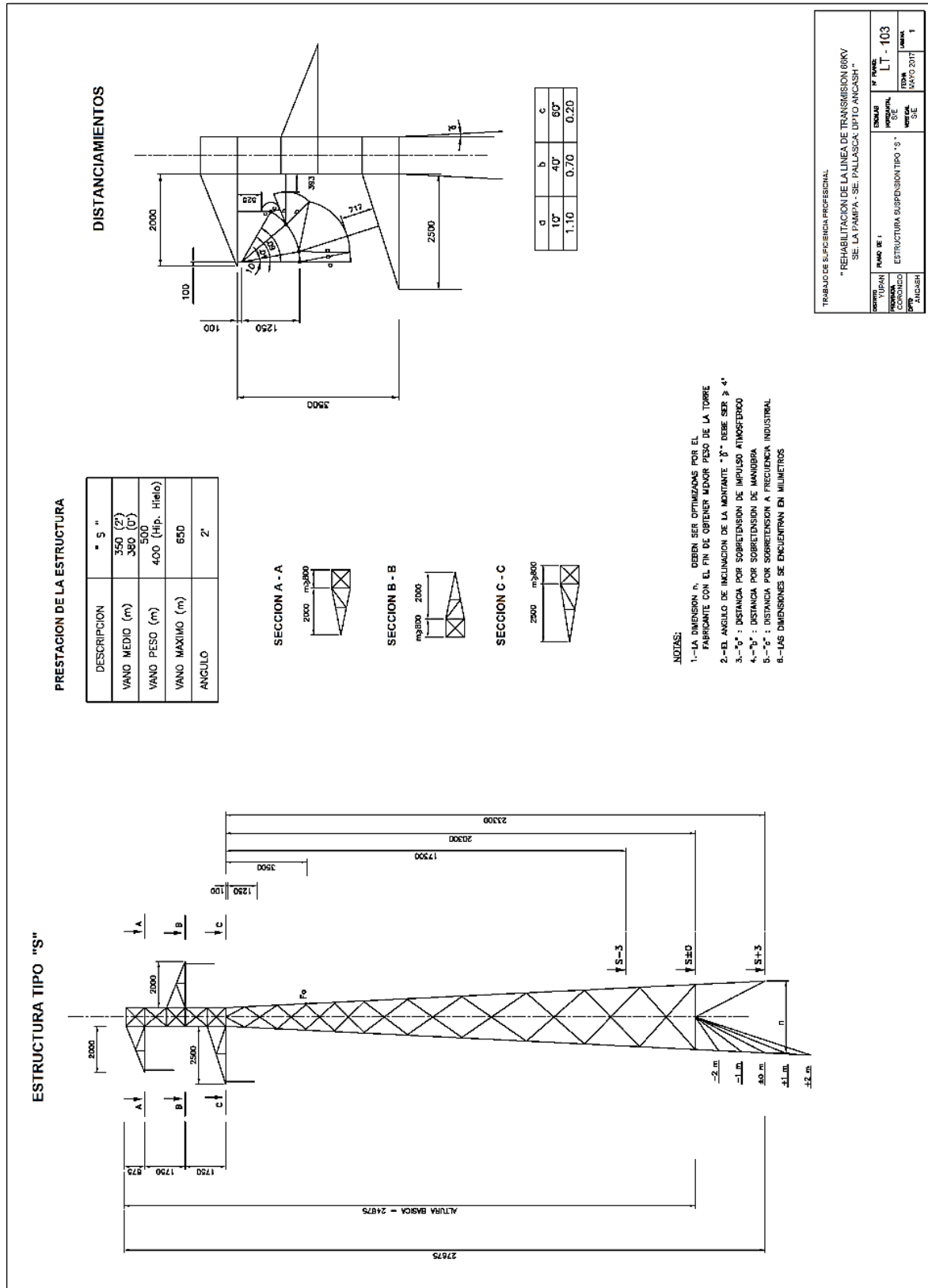
**Figura 20**  
 Plano LT-102 Perfil y planimetría, hoja 4 de 5



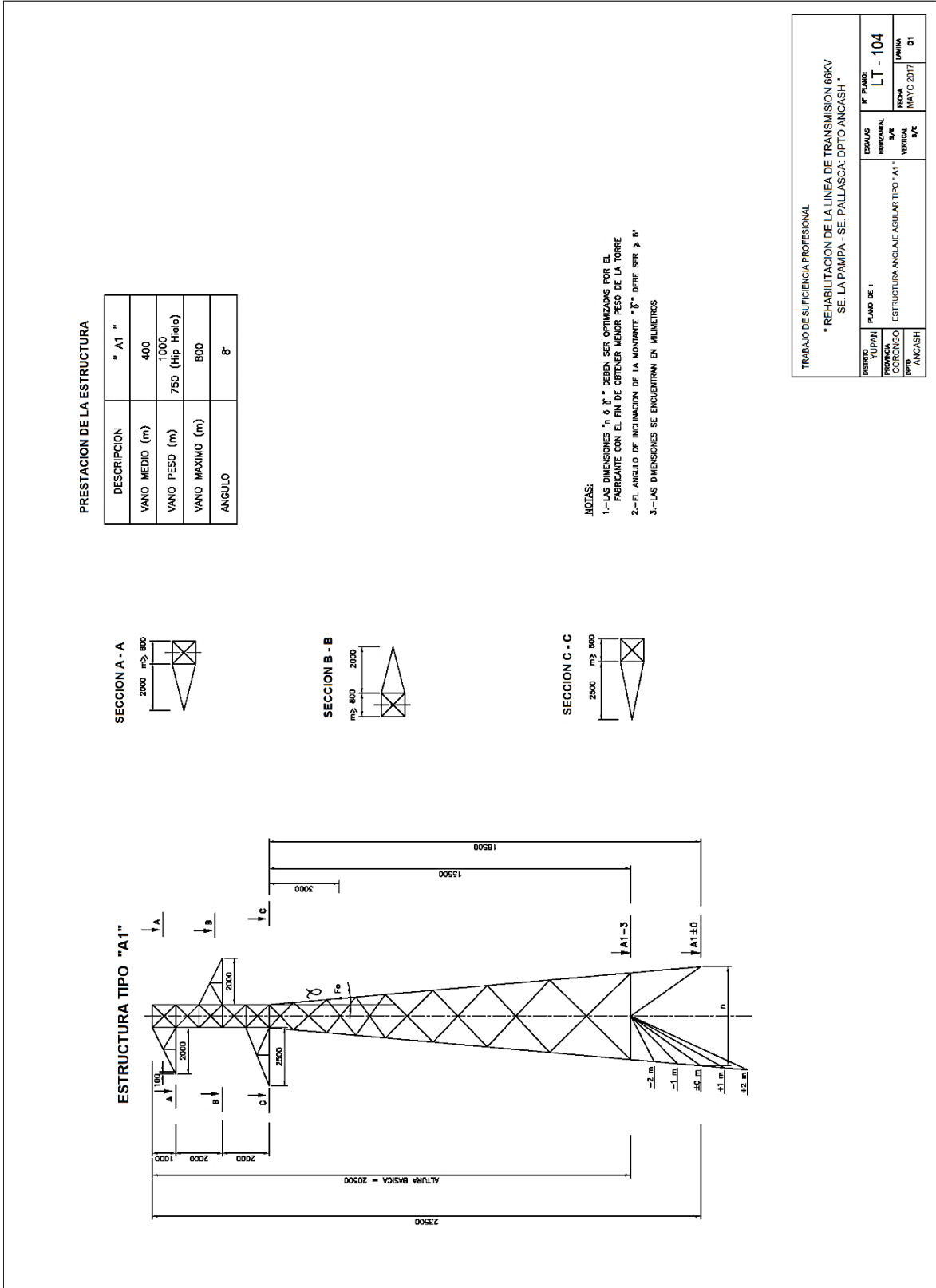
INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
 "SIMÓN BOLÍVAR"  
 INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
 "SIMÓN BOLÍVAR"  
 INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
 "SIMÓN BOLÍVAR"  
 INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
 "SIMÓN BOLÍVAR"



**Figura 22**  
**Lámina LT-103 Estructura de suspensión tipo "S"**



**Figura 23**  
**Lámina LT-104 Estructura de anclaje angular tipo "A1"**

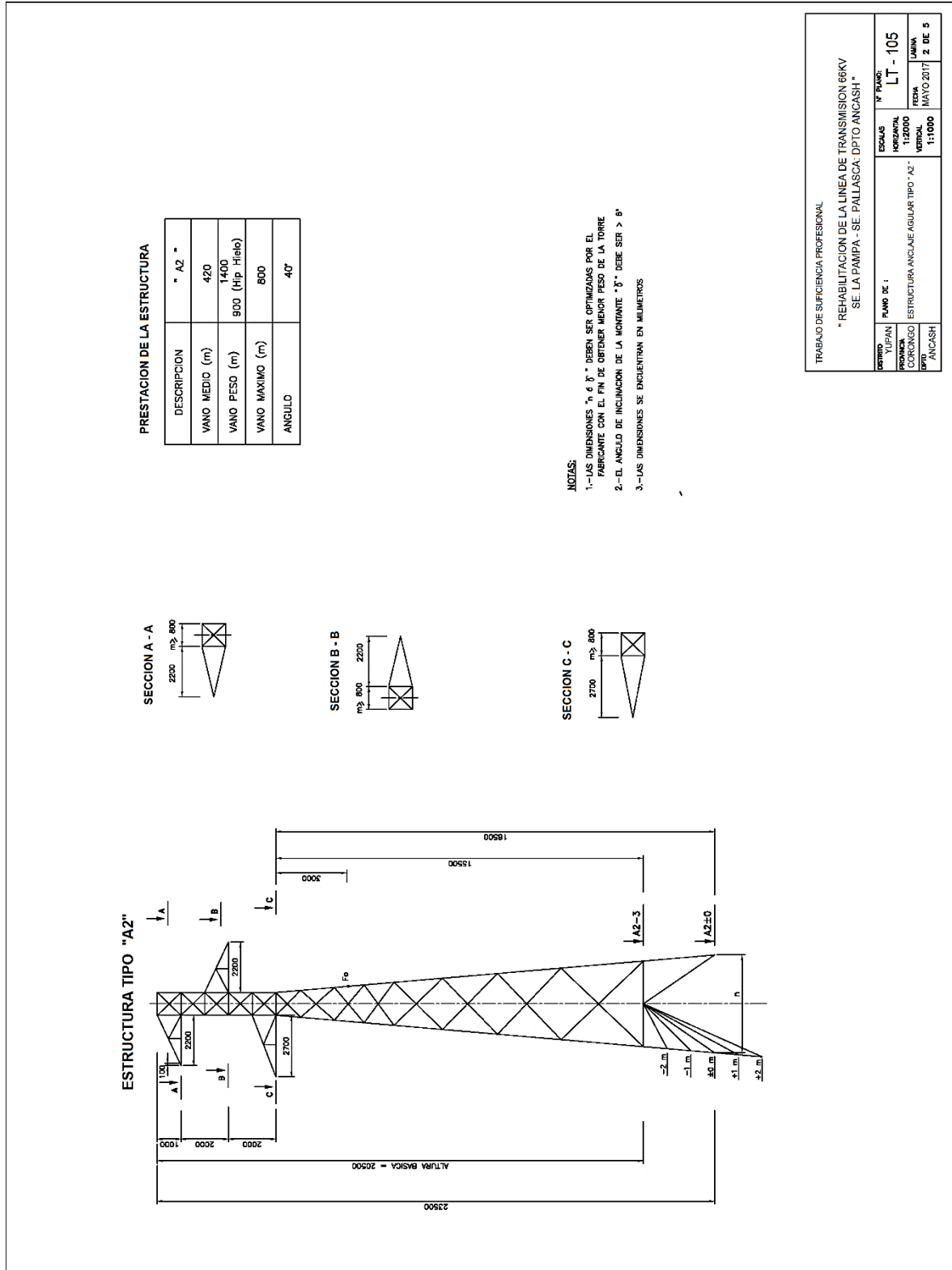


TRABAJO DE SUFFICIENCIA PROFESIONAL

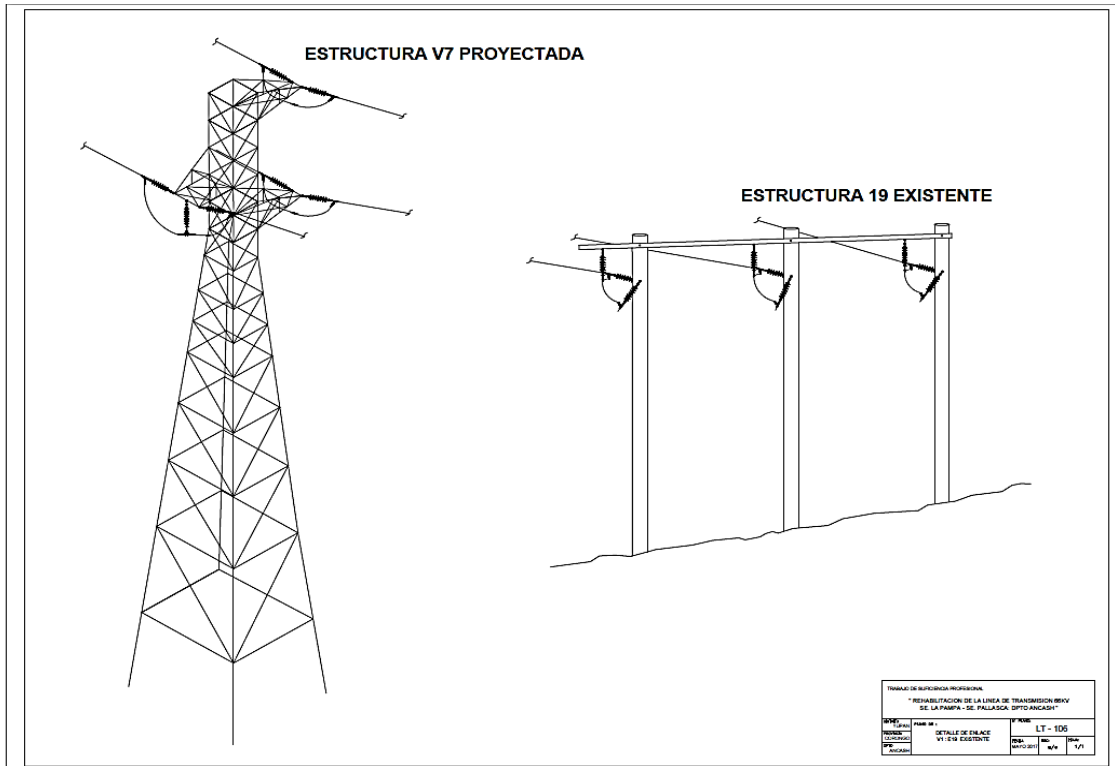
" REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION 66KV  
 SE. LA PAMPA - SE. PALLASCA - DPTO ANCAASH "

DEPARTAMENTO	LA PAMPA	N° PLANO	LT - 104
CORSONO	ANCAASH	ESCALA	HORIZONTAL 3/4
DPTO	ANCAASH	ESCALA	VERTICAL 3/4
			LANIA MAYO 2017
			01

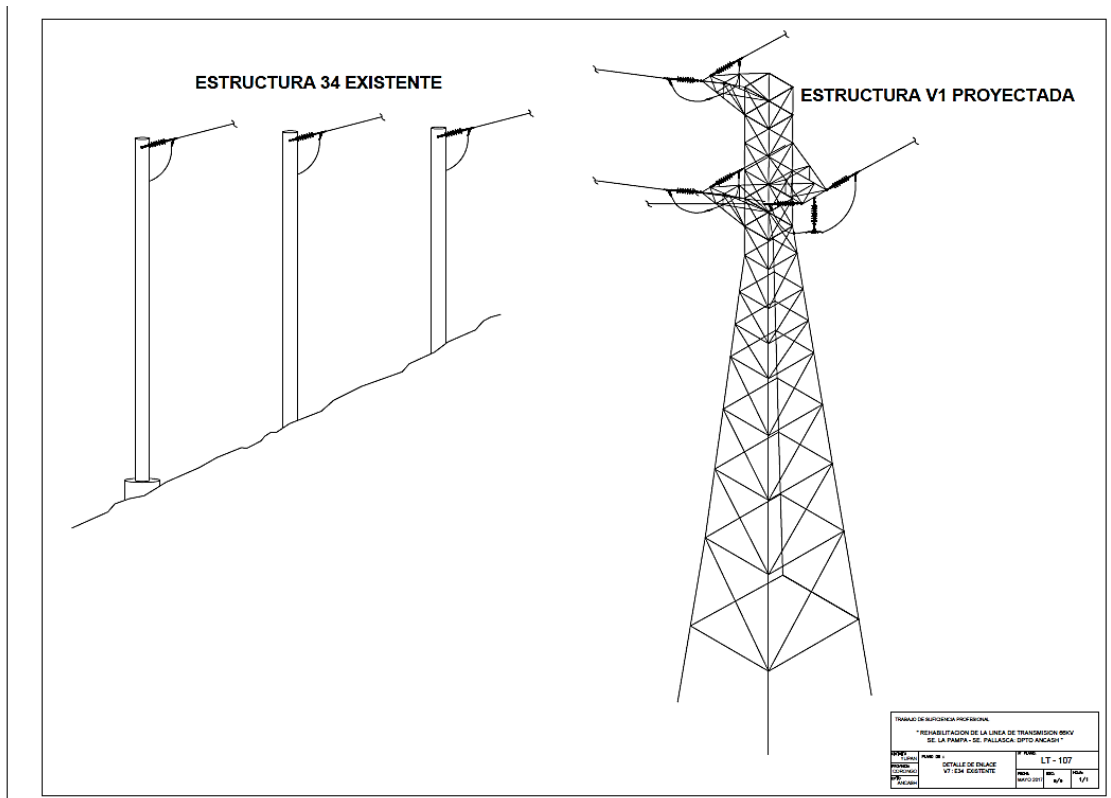
**Figura 24**  
**Lámina LT-105 Estructura de anclaje angular tipo "A2"**



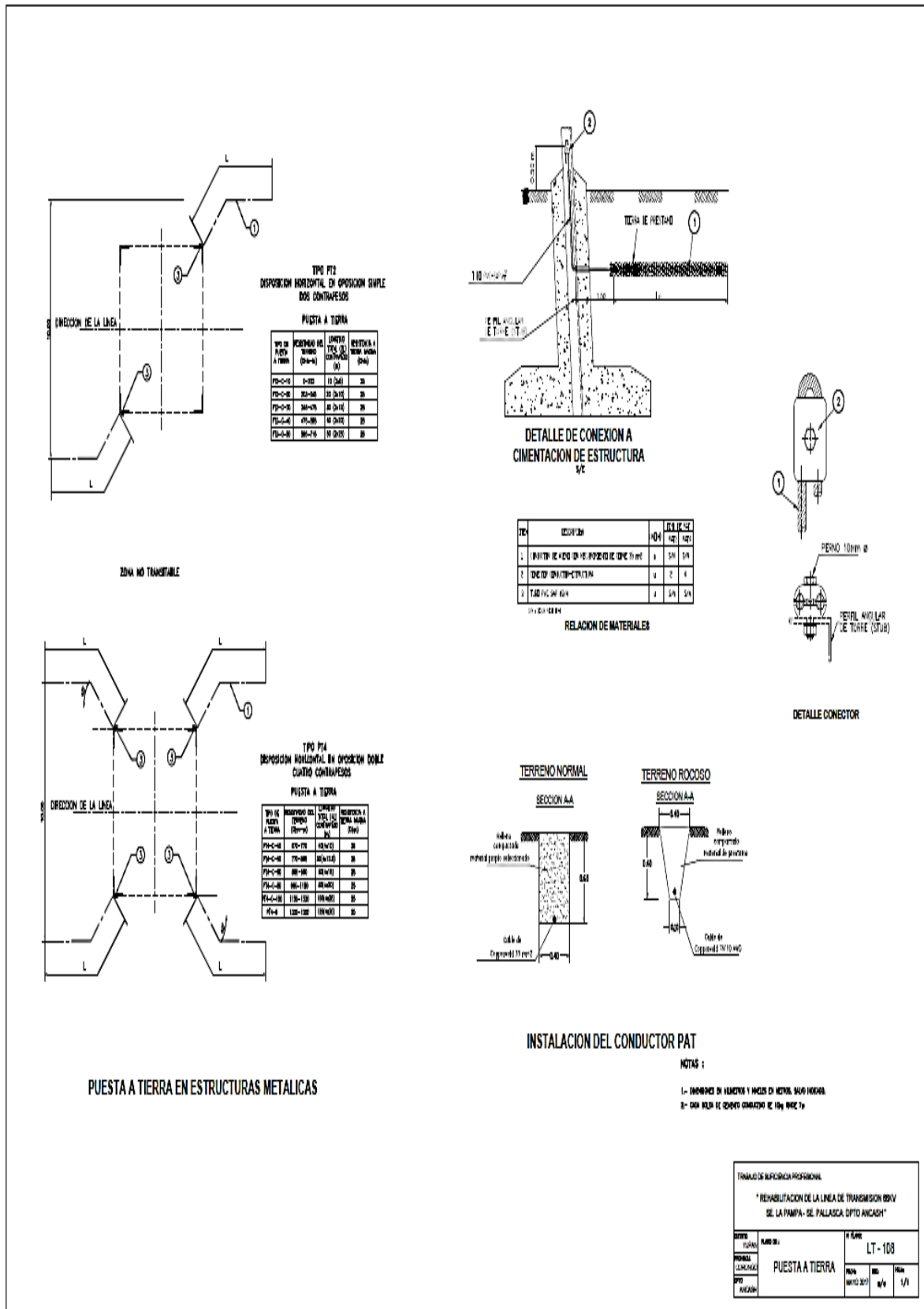
**Figura 25**  
*Lámina LT-106 Detalle de enlace V7 –E19 existente*



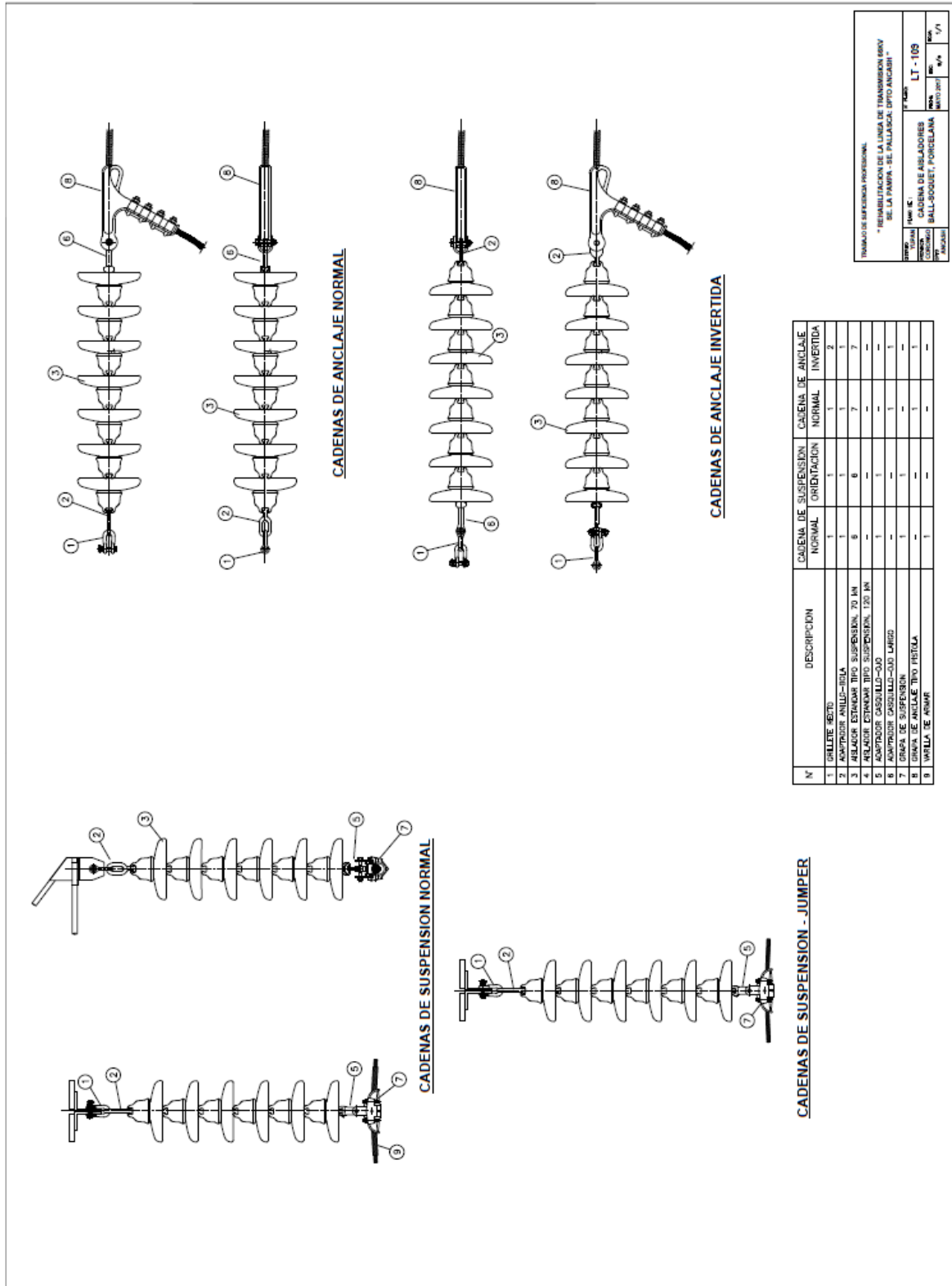
**Figura 26**  
*Lámina LT-107 Detalle de enlace V1–E34 existente*



**Figura 27**  
Lámina LT-108 Puesta a tierra



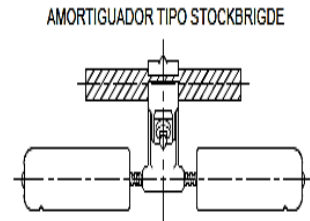
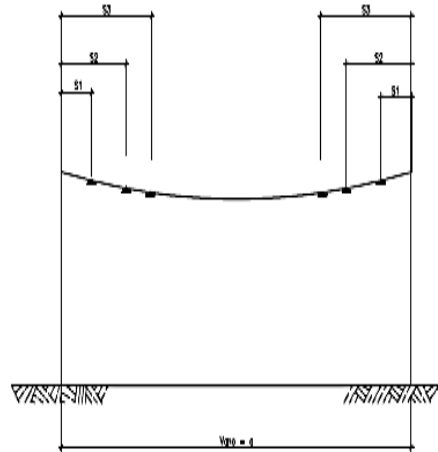
**Figura 28**  
Lámina LT-109 Cadena de aisladores



TRABAJO DE ESPECIALIDAD PROFESIONAL.  
 \*REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION 60KV DE LA PAMPA-DE PALLARCA-DIPTO ANICAHUI\*  
 TITULO: LT - 109  
 CADENA DE AISLADORES  
 CONECTOR BULL-DOGGETT, PORTUGUESA  
 PUNTO: N/A  
 ESCALA: N/A  
 FECHA: 1/71



**Figura 29**  
Lámina LT-110 Disposición de amortiguadores



**NOTAS:**

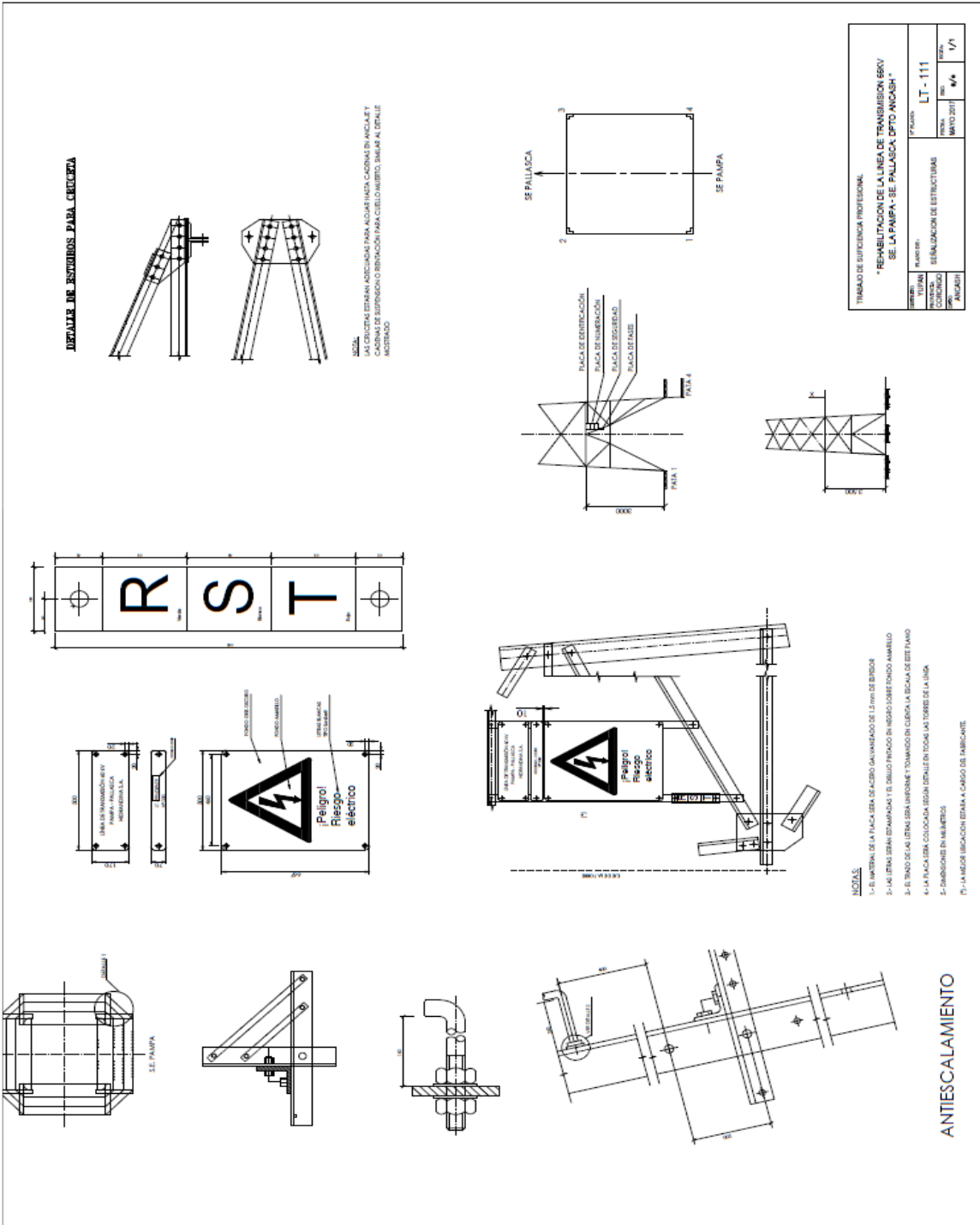
- 1.- LAS CANTIDADES DE AMORTIGUADORES Y SU DISPOSICION EN EL CONDUCTOR SEGUN LOS CASOS ES REFERENCIAL, ESTE SERA DETERMINADO POR EL FABRICANTE SUMINISTRADO, MEDIANTE UN ESTUDIO DE AMORTIGUAMIENTO.

NUMERO DE AMORTIGUADORES POR FASE EN CADA VANO		
$150 < a < 300 \text{ m}$	$300 \text{ m} < a < 600 \text{ m}$	$600 \text{ m} < a < 900 \text{ m}$
2	4	6

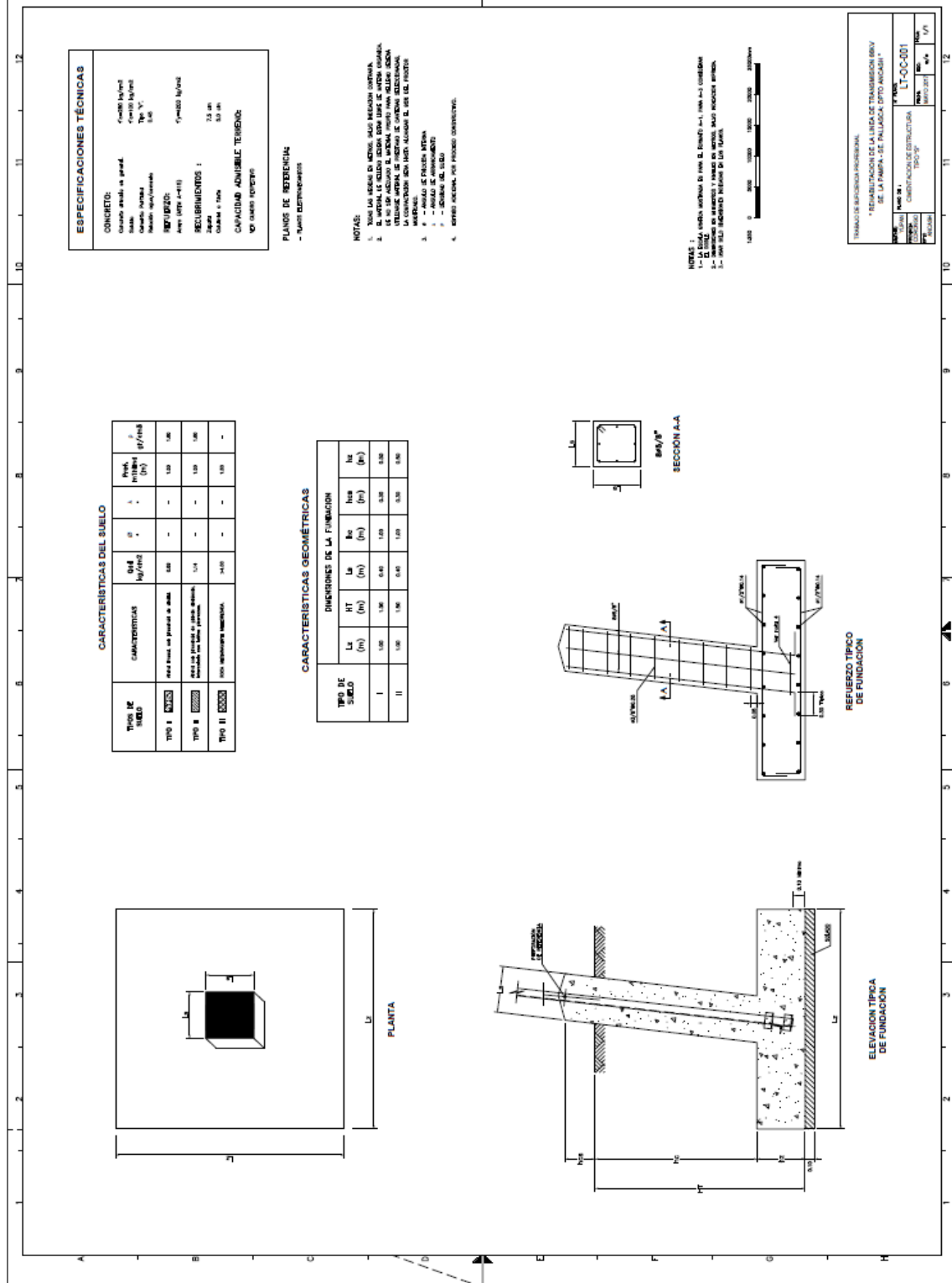
DISTANCIAS RECOMENDADAS: UBICACION AMORTIGUADORES (m)		
S1	S2	S3
1,60	3,20	4,80

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL			
* REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION 66KV SE. LA PAMPA - SE. PALLASCA- DPTO ANCAASH *			
DEPARTAMENTO PUNO	PLANO DE 1	ESCALA HORIZONTAL 1:2000	N.º PLANO: LT - 110
PROVINCIA CORONICO	DISPOSICION DE AMORTIGUADORES	FECHA VERTICAL 1/1000	LUBRA MAYO 2017
DPTO ANCAASH			01

**Figura 30**  
**Lámina LT-111 Detalle de señalización**



**Figura 31**  
**Lámina LT-OC-001 Cimentación de estructura tipo "S"**



**Figura 32**  
**Lámina LT-OC-002 Cimentación de estructura tipo "A1"**

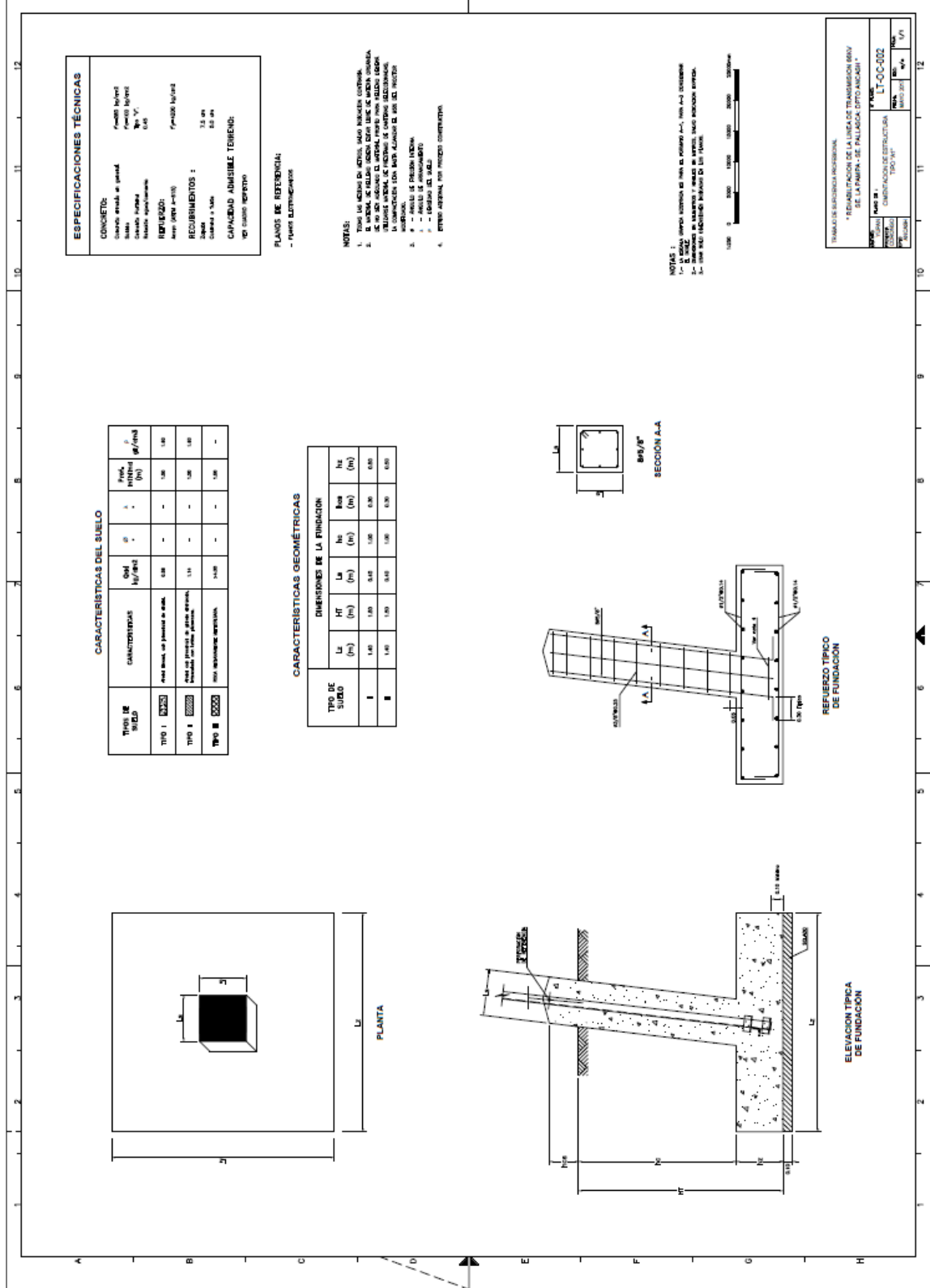
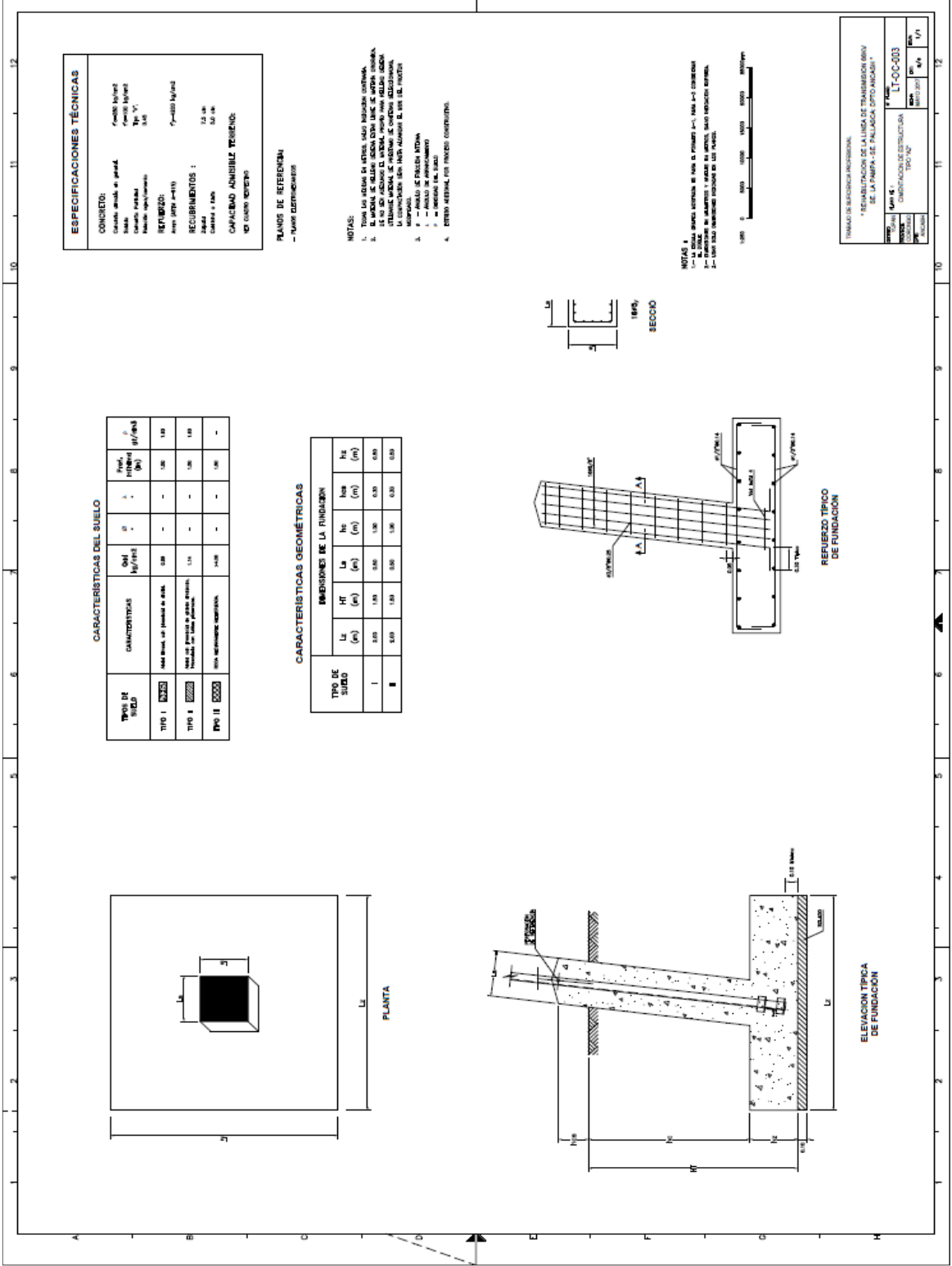


Figura 33

Lámina LT-OC-003 Cimentación de estructura tipo "A2"



## 4.5 Metrado y presupuesto

**Tabla 44**  
*Resumen general del Presupuesto*

REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION 66 KV SE. LA PAMPA - SE. PALLASCA DEPARTAMENTO DE ANCASH				
RESUMEN GENERAL				
SECCION OBRA	DESCRIPCION	COSTO PARCIAL (S/.)		COSTO TOTAL (S/.)
		LINEA DE TRANSMISION	OBRAS CIVILES	
<b>I</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>			
1	ESTRUCTURAS METÁLICAS Y PÓRTICOS	327,650.40		327,650.40
2	CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS	92,192.22		92,192.22
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	33,484.00		33,484.00
4	AISLADORES, ENSAMBLES Y ACCESORIOS	42,691.83		42,691.83
	<b>TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES</b>	<b>496,018.45</b>		<b>496,018.45</b>
<b>II</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>			
1	TRABAJOS PRELIMINARES	57,452.42		57,452.42
2	ESTRUCTURAS METÁLICAS Y PÓRTICOS	109,262.71		109,262.71
3	CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS	66,342.61		66,342.61
4	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	6,828.10		6,828.10
5	AISLADORES, ENSAMBLES Y ACCESORIOS	13,454.85		13,454.85
6	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	14,067.30		14,067.30
	<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>	<b>267,407.99</b>		<b>267,407.99</b>
<b>III</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>			
1	MOVILIZACION, DESMOVILIZACION, INSTALACION		19,763.22	19,763.22
2	OBRAS PROVISIONALES		85,507.97	85,507.97
3	TRABAJOS PRELIMINARES		18,665.92	18,665.92
4	MOVIMIENTO MASIVO DE TIERRAS		45,018.50	45,018.50
5	CIMENTACION DE ESTRUCTURAS METALICAS		115,691.12	115,691.12
	<b>TOTAL OBRAS CIVILES</b>		<b>284,646.73</b>	<b>284,646.73</b>
<b>IV</b>	<b>DESMONTAJE ELECTROMECHANICO</b>			
19	DESMONTAJE y MONTAJE DE TRAMO DE LINEA EXISTENTE T19-T34	20,335.20		20,335.20
	<b>TOTAL DESMONTAJE ELECTROMECHANICO</b>	<b>20,335.20</b>		<b>20,335.20</b>
	<b>Resumen General</b>			
	1.0 Suministro de Materiales	496,018.45		496,018.45
	2.0 Montaje Electromecánico	267,407.99		267,407.99
	3.0 Obras Civiles		284,646.73	284,646.73
	4.0 Desmontaje Electromecánico	20,335.20		20,335.20
	5.0 Transporte	39,681.48		39,681.48
	6.0 Compensación estimada de servidumbre	35,405.14		35,405.14
	7.0 Gastos Generales Directos	194,291.95	64,393.87	258,685.82
	8.0 Gastos Generales Indirectos	73,122.43	24,234.85	97,357.28
	9.0 Utilidades	42,942.41	14,232.34	57,174.75
	<b>COSTO TOTAL (S/.)</b>	<b>1,169,205.05</b>	<b>387,507.79</b>	<b>1,556,712.84</b>

**Tabla 45**

*Resumen del presupuesto de la Línea de transmisión*

REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION 66 KV SE. LA PAMPA - SE. PALLASCA DEPARTAMENTO DE ANCASH			
RESUMEN LINEA DE TRANSMISION 66 KV			
SECCION OBRA	DESCRIPCION	COSTO PARCIAL (S./.)	COSTO TOTAL L.T. (S./.)
<b>I</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>		
1	ESTRUCTURAS METÁLICAS Y PÓRTICOS	327,650.40	
2	CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS	92,192.22	
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	33,484.00	
4	AISLADORES, ENSAMBLES Y ACCESORIOS	42,691.83	
	<b>TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES</b>	<b>496,018.45</b>	<b>496,018.45</b>
<b>II</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>		
1	TRABAJOS PRELIMINARES	57,452.42	
2	MONTAJE DE ESTRUCTURAS	109,262.71	
3	CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS	66,342.61	
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	6,828.10	
5	AISLADORES, ENSAMBLES Y ACCESORIOS	13,454.85	
6	PRUEBAS	14,067.30	
	<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>	<b>267,407.99</b>	<b>267,407.99</b>
<b>IV</b>	<b>DESMONTAJE ELECTROMECHANICO</b>		
7	DESMONTAJE y MONTAJE DE TRAMO DE LINEA EXISTENTE T19-T34	20,335.20	
	<b>TOTAL DESMONTAJE ELECTROMECHANICO</b>	<b>20,335.20</b>	<b>20,335.20</b>
	<b>Resumen General</b>		
	1.0 Suministro de Materiales	496,018.45	<b>496,018.45</b>
	2.0 Montaje Electromecánico	267,407.99	<b>267,407.99</b>
	3.0 Obras Civiles	284,646.73	<b>284,646.73</b>
	4.0 Desmontaje Electromecánico	20,335.20	<b>20,335.20</b>
	5.0 Transporte	39,681.48	<b>39,681.48</b>
	6.0 Compensación estimada de servidumbre	35,405.14	<b>35,405.14</b>
	7.0 Gastos Generales Directos	258,685.82	<b>258,685.82</b>
	8.0 Gastos Generales Indirectos	97,357.28	<b>97,357.28</b>
	9.0 Utilidades	57,174.75	<b>57,174.75</b>
	<b>COSTO TOTAL L.T. (S./.)</b>	<b>1,556,712.84</b>	<b>1,556,712.84</b>





**Tabla 47**

Obras electromecánicas: sección II montaje, sección IV desmontaje

REHABILITACION LINEA TRANSMISION 66 KV SE LA PAMPA - SE PALLASCA DEPARTAMENTO DE ANCASH					
OBRAS ELECTROMECHANICAS					
SECCION II : MONTAJE ELECTROMECHANICO					
PARTIDA	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTO (S/.)	
		Unid	Total	UNITARIO	TOTAL
<b>1</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>				
1.01.01	Ingeniería de Detalle	Glb	1.00	30,526.55	30,526.55
1.01.02	Estudio Geotécnico	Glb	1.00	8,408.64	8,408.64
1.01.03	Monitoreo del Impacto Ambiental	Glb	1.00	8,078.81	8,078.81
1.01.04	Gestión de imposición de servidumbre, incluye expediente tecnico	km	5.40	1,933.04	10,438.42
	<b>SUBTOTAL 1</b>				<b>57,452.42</b>
<b>2</b>	<b>MONTAJE DE ESTRUCTURAS</b> (incluye transporte de perfiles al sitio de montaje)				
<b>2.01</b>	<b>Estructuras tipo suspensión</b>				
2.01.01	Estructura tipo S-3	Und	1.00	4,783.79	4,783.79
2.01.02	Estructura tipo S+0	Und	4.00	5,848.19	23,392.76
2.01.03	Estructura tipo S+3	Und	1.00	6,909.80	6,909.80
<b>2.02</b>	<b>Estructuras tipo Anclaje angular</b>				
2.02.01	Estructura tipo A1-3	Und	1.00	6,651.46	6,651.46
2.02.02	Estructura tipo A1+0	Und	4.00	7,979.90	31,919.60
<b>2.03</b>	<b>Estructuras tipo Anclaje angular</b>				
2.03.01	Estructura tipo A2-3	Und	1.00	7,758.13	7,758.13
2.03.02	Estructura tipo A2+0	Und	3.00	9,282.39	27,847.17
	<b>SUBTOTAL 6</b>				<b>109,262.71</b>
<b>3</b>	<b>CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS</b>				
<b>3.01</b>	<b>Conductor de Aluminio</b>				
3.01.01	Conductor AAAC 127 mm2	km	17.94	3,435.22	61,619.43
3.01.02	Amortiguadores antivibración para conductor AAAC 127 mm2	Und	154.00	30.67	4,723.18
	<b>SUBTOTAL 7</b>				<b>66,342.61</b>
<b>4</b>	<b>SISTEMA DE PUESTA A TIERRA</b>				
4.01.01	Instalación de cable 7N°10 AWG	m	1,000.00	6.31	6,310.00
4.01.02	Medición de resistencia de puesta tierra	Und	15.00	34.54	518.10
	<b>SUBTOTAL 9</b>				<b>6,828.10</b>
<b>5</b>	<b>AISLADORES, ENSAMBLES Y ACCESORIOS</b>				
<b>5.01</b>	<b>Aisladores y accesorios</b>				
5.01.01	Cadena de Suspensión (conformado por 7 aisladores)	Und	21.00	127.85	2,684.85
5.01.02	Cadena de Suspensión jumper (conformado por 7 aisladores)	Und	4.00	101.85	407.40
5.01.03	Cadena de Anclaje Normal, Invertida (conformado por 7 aisladores)	Und	60.00	172.71	10,362.60
	<b>SUBTOTAL 12</b>				<b>13,454.85</b>
<b>6</b>	<b>PRUEBAS</b>				
6.01.01	Inspección, Pruebas, Puesta en servicio (Incluye Pruebas en Blanco, pruebas para la recepción de obra determinando los Parametros de la L.T., entre otros, necesarios para la Puesta en Servicio.)	Glb	1.00	14,067.30	14,067.30
	<b>SUBTOTAL 13</b>				<b>14,067.30</b>
<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO L.T.</b>				<b>S/.</b>	<b>267,407.99</b>
<b>SECCIÓN IV: DESMONTAJ ELECTROMECHANICO</b>					
POS.	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTO (S/.)	
		Unid	Total	UNITARIO	TOTAL
<b>7</b>	<b>DESMONTAJE y MONTAJE DE TRAMO DE LINEA EXISTENTE T19-T34</b>				
7.01.01	Desmontaje de postes de madera, metálicos, desmontaje conductor y accesorios	Glb	1.00	20,335.20	20,335.20
	<b>SUBTOTAL 14</b>				<b>20,335.20</b>
<b>TOTAL DESMONTAJE ELECTROMECHANICO L.T.</b>				<b>S/.</b>	<b>20,335.20</b>

**Tabla 48***Resumen del presupuesto de obras civiles*

REHABILITACION LINEA DE TRANSMISION 66 KV SE. LA PAMPA - SE. PALLASCA DEPARTAMENTO DE ANCASH			
RESUMEN OBRAS CIVILES			
SECCION OBRA	DESCRIPCION	COSTO PARCIAL (S/.)	COSTO TOTAL O.C. (S/.)
<b>III</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>		
1	MOVILIZACION, DESMOVILIZACION, INSTALACION	19,763.22	
2	OBRAS PROVISIONALES	85,507.97	
3	TRABAJOS PRELIMINARES	18,665.92	
4	MOVIMIENTO MASIVO DE TIERRAS	45,018.50	
5	CIMENTACION DE ESTRUCTURAS METALICAS	115,691.12	
	<b>TOTAL OBRAS CIVILES</b>	<b>284,646.73</b>	<b>284,646.73</b>
	<b>Resumen General</b>		
	1.0 Obras Civiles	284,646.73	<b>284,646.73</b>
	4.0 Gastos Generales Directos	64,393.87	<b>64,393.87</b>
	5.0 Gastos Generales Indirectos	24,234.85	<b>24,234.85</b>
	6.0 Utilidades	14,232.34	<b>14,232.34</b>
	<b>TOTAL GENERAL S/.</b>	<b>387,507.79</b>	<b>387,507.79</b>

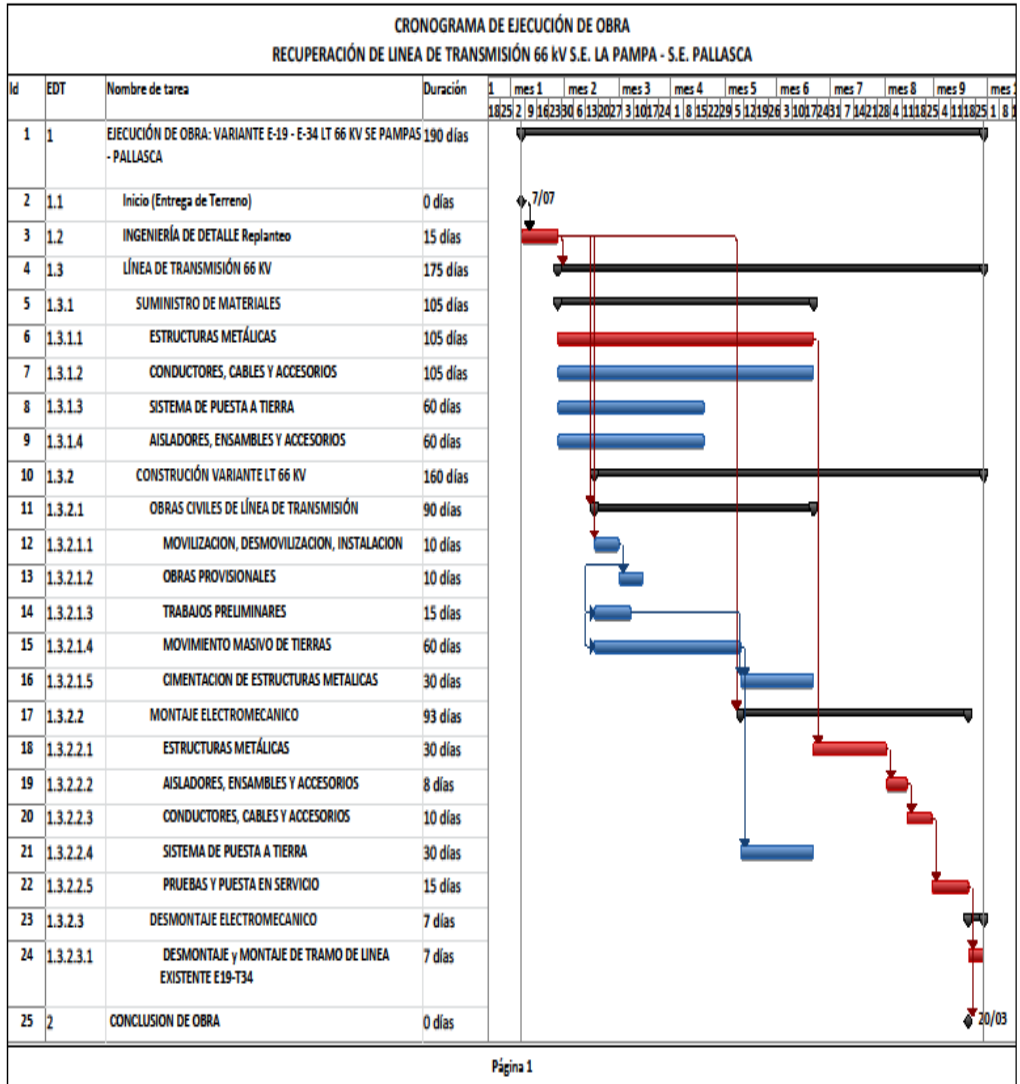
**Tabla 49**

Obras civiles: sección III obras civiles

REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION 66 KV SE LA PAMPA - SE PALLASCA DEPARTAMENTO DE ANCASH					
OBRAS CIVILES					
SECCION III : OBRAS CIVILES					
PARTIDA	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTO (S/.)	
		Unid	Total	UNITARIO	TOTAL
<b>1</b>	<b>MOVILIZACION, DESMOVILIZACION, INSTALACION</b>				
1.01.01	Movilización, Instalacion, transporte y desmovilización de equipos de construcción a Obra	Glb	1.00	19,763.22	19,763.22
	<b>SUBTOTAL 1</b>				<b>19,763.22</b>
<b>2</b>	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>				
2.01.01	Habilitación de almacen cubierto	m <sup>2</sup>	200.00	88.24	17,648.30
2.01.02	Oficinas para Contratista y Supervisión	m <sup>2</sup>	40.00	92.40	3,696.00
2.01.03	Mantenimiento y operación	Glb	1.00	30,000.00	30,000.00
2.01.04	Limpieza de Faja de Servidumbre	m <sup>2</sup>	1,100.00	6.82	7,496.75
2.01.05	Caminos de herradura existente (mantenimiento).	km	3.50	1,217.23	4,260.32
2.01.06	Caminos de herradura nuevo.	km	2.70	2,434.47	6,573.07
2.01.07	Mejoramiento de Caminos Existentes (Rehabilitación)	km	6.00	2,638.92	15,833.52
	<b>SUBTOTAL 2</b>				<b>85,507.97</b>
<b>3</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>				
3.01.01	Replanteo topográfico	km	5.40	875.40	4,727.17
3.01.02	MONITOREO ARQUEOLOGICO EN OBRA Incluye la elaboración del Plan de Monitoreo Arqueológico, presentación al Ministerio de Cultura, obtener su aprobación para la ejecución del Plan, desarrollo del Monitoreo en la fase de ejecución de obra e informe final de la ejecución del Monitoreo.	km	5.40	2,581.25	13,938.75
	<b>SUBTOTAL 3</b>				<b>18,665.92</b>
<b>4</b>	<b>MOVIMIENTO MASIVO DE TIERRAS</b>				
<b>4.01.00</b>	<b>EXCAVACIONES PARA ESTRUCTURAS</b>				
4.01.01	Excavación en roca	m <sup>3</sup>	6.00	369.63	2,217.77
4.01.02	Excavación suelo normal	m <sup>3</sup>	190.98	102.65	19,603.96
<b>4.02.00</b>	<b>EXCAVACIONES PARA PUESTA A TIERRA</b>				
4.02.01	Excavación en roca	m <sup>3</sup>	2.00	369.63	739.26
4.02.02	Excavación suelo normal	m <sup>3</sup>	72.00	102.65	7,390.75
<b>4.03.00</b>	<b>ELIMINACION DE MATERIAL</b>				
4.03.01	Eliminación material excedente	m <sup>3</sup>	146.40	51.75	7,576.07
<b>4.04.00</b>	<b>RELLENO COMPACTADO</b>				
4.04.01	Relleno cimentaciones suelo préstamo	m <sup>3</sup>	54.48	67.43	3,673.86
4.04.02	Relleno PAT suelo importado/vegetal	m <sup>3</sup>	24.60	71.82	1,766.74
4.04.03	Relleno PAT suelo propio	m <sup>3</sup>	49.20	16.83	827.85
4.04.04	Relleno compactado con material propio	m <sup>3</sup>	54.48	22.43	1,222.26
	<b>SUBTOTAL 4</b>				<b>45,018.50</b>
<b>5</b>	<b>CIMENTACION DE ESTRUCTURAS METALICAS (Incluye instalacion y nivelacion de stub)</b>				
5.01.01	Solado f'c=100 kg/cm2.	m <sup>2</sup>	119.36	45.91	5,479.79
5.01.02	Concreto f'c=280 kg/cm2.	m <sup>3</sup>	83.36	621.76	51,830.22
5.01.03	Encofrado y desencofrado	m <sup>2</sup>	126.72	87.42	11,077.32
5.01.04	Acero de Refuerzo fy=4200 kg/cm2	kg	6,504.54	7.27	47,303.79
	<b>SUBTOTAL 5</b>				<b>115,691.12</b>
<b>TOTAL OBRAS CIVILES</b>				<b>S/.</b>	<b>284,646.73</b>

## 4.6 Cronograma de ejecución de obra

**Figura 34**  
Cronograma de ejecución de obra



## **Conclusiones**

1. El trabajo de suficiencia profesional contempla el diseño y desarrollo de los documentos técnicos de ingeniería, para la Rehabilitación de 5.377 km de la línea de transmisión en 66 kV subestación La Pampa – subestación Pallasca, departamento de Ancash, con nuevo trazo de ruta entre las estructuras E-19 y E-34, por el colapso de la infraestructura eléctrica existente como consecuencia de la falla geológica del terreno.
2. Los documentos técnicos ingeniería del trabajo de suficiencia profesional permite resolver el problema del colapso de la línea de transmisión existente.
3. El diseño de ingeniería realizado comprueba que los cálculos eléctricos y mecánicos efectuados cumplen con los estándares e indicadores correspondientes, para resolver el problema.
4. El cronograma de ejecución permite evaluar el cumplimiento de la meta de resolución del problema de colapso.

## Recomendaciones

1. El nuevo trazo de la ruta de la variante E-19 a E-34 es la más viable. De acuerdo al informe geológico y al reconocimiento de campo, no se ha observado asentamiento ni deslizamiento de terreno, por lo cual el basamento es más estable.  
  
La accesibilidad en este sector en la cual existen vías afirmadas en buen estado serán utilizados en la construcción y operación de la línea de transmisión, lo cual hacen que el nuevo trazo de ruta es la más viable.
2. La Concesionaria deberá presentar ante al Ministerio de Cultura (MINCUL) un Plan de Monitoreo Arqueológico (PMA) obligatoriamente antes del inicio de la ejecución de las obras, y realizar labores de monitoreo arqueológico permanente., con la finalidad de obtener el Certificado o Autorización de Obras según resulte pertinente.
3. La Concesionaria deberá obtener El Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) antes del inicio de la ejecución de las obras de la línea de transmisión.
4. Las indemnizaciones y pagos a todos los afectados por el paso de la línea de transmisión considerados en la planilla de imposición de servidumbre deberá ser ejecutado por el Concesionario antes del inicio de las obras respectivas.
5. La solución de la línea de transmisión con postes de madera, presenta un costo mayor en equipamiento y mantenimiento, en este sentido se determinó efectuar la variante de la LT 66 kV SE La Pampa –SE Pallasca con estructuras de celosía de acero galvanizado.

## Referencias bibliográficas

1. Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad, Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011), Lima, 2011, [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
2. Checa L. M<sup>a</sup>., Líneas de transporte de energía, 3<sup>a</sup> edición, Zaragoza, Marcombo Alfa Omega, 1988.
3. Zoppetti Júdez, G., Redes eléctricas de alta y baja tensión, Barcelona, Gustavo Gili S.A., 1978.
4. Bautista Ríos, J.P., Líneas de transmisión de potencia, volumen I, pre edición 2001, Lima, <http://fiec.uni.edu.pe>.
5. Becerra Fernández, M. A., Líneas de transmisión de potencia, Lima, Perú, 1996.
6. Gallegos Granda, F. G., Influencia del nivel de aislamiento en las líneas de transmisión de 60 kV – Huancayo 2017, Tesis de grado, Universidad Continental, Huancayo, Perú, 2019. Disponible en: <https://hdl.handle.net/20.500.12394/7124>
7. Céspedes Zúñiga, A., Diseño de la mejora de calidad para la puesta en servicio de la línea de transmisión Villa Rica – Puerto Bermúdez en 60 kV, Tesis de grado, Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo, Perú, 2010. Disponible en : <https://hdl.handle.net/20.500.12894/3583>
8. Cuevas Arisaca M. J., Selección y ubicación de apartarrayos en líneas de 22.9 kV para altitudes mayores a 4000 m.s.n.m. en proyecto minero San Gabriel, Tesis de grado, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, Perú, 2018. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/unsa/8679>
9. International Electrotechnical Commission IEC, Coordinación de aislamiento, Norma IEC 60071-1, 7<sup>a</sup> edición, Ginebra, Suiza, 1993.
10. International Electrotechnical Commission IEC, Coordinación de aislamiento, Norma IEC 60071-2, 4<sup>a</sup> edición, Ginebra, Suiza, 2018.
11. International Electrotechnical Commission IEC, Pruebas técnica de alto voltaje, Norma IEC 60060-1. 2<sup>a</sup> edición, Ginebra, Suiza, 2010.

12. Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos IEEE, Standard for insulation coordination, Norma IEEE 1313.1, New York, USA, 1996.
13. Rural electrification administration REA, Manual de diseño para líneas de transmisión de alta tensión, Boletín REA 62-1, Washington, USA, 1980.
14. National electrical safety code NESC, Código nacional de seguridad eléctrica, New York, USA, 2007.
15. Electric power research institute EPRI, Transmission line reference book, 2ª edición, California, USA, 1982.



## Anexos

Anexo 1: Estudio geológico de las alternativas.....	1
Anexo 2: Levantamiento topográfico.....	5
Anexo 3: Cálculo mecánico de conductores.....	10
Anexo 4: Diagramas de carga de estructuras.....	14
Anexo 5: Identificación de impacto ambiental.....	17
Anexo 6: Efecto “creep” de los conductores.....	18
Anexo 7: Matriz de consistencia .....	20
Anexo 8: Planilla de imposición de servidumbre .....	21

## **Anexo 1: Estudio geológico de alternativas**

### **1.1 Área Problema**

Como resultado de la visita de campo se inspecciono el área afectada por el asentamiento visualizando las escarpas que ha dejado visible el hundimiento del terreno (Fotos B.1, B.2, B.3 y B.4) lo cual ha afectado donde se encuentran los postes de la L.T., esto es debido a que se tiene quebradas que están en un proceso erosivo por la existencia de antiguas fallas que son áreas débiles donde la erosión ataca y origina la inestabilidad del suelo, a esto debemos sumar la presencia de agua de regadío que es utilizada en este sector por ser zonas agrícolas, que influye acelerando el hundimiento e incluso la reptación de suelos.

### **1.2 Estudio de alternativas**

#### **1.2.1 Alternativa 3**

Esta alternativa está planteada por la margen derecha (aguas abajo) de la quebrada Yupán donde se tiene un suelo residual de poco espesor y las rocas que afloran debajo de esta cobertura están constituidos de areniscas carbonosa intercalada con limoarcillitas de color gris oscuro correspondiente a la formación Oyon que conforman rocas ligeramente estables; y la formación Chicama que por su constitución litológica está conformado por areniscas duras, el suelo no presenta una geodinámica activa, el inconveniente que presenta esta alternativa es que el trazado (Ver plano de alternativas) es demasiado largo.

Otro factor que presenta esta alternativa es la ausencia de vías de acceso debido a la presencia de quebradas. Para la etapa de construcción y mantenimiento, se deberán desarrollar estos accesos lo que encarecería el proyecto, por lo cual esta alternativa no se debe toma en cuenta.

#### **1.2.2 Alternativa 2**

La ruta planteada para esta alternativa es por la margen izquierda (aguas abajo) de la quebrada Yupán que está conformada por suelos correspondiente a depósitos coluviales que forman parte de las laderas; asimismo los depósitos aluviales que conforman la terraza

en la parte media, baja y presentan suelos escarpados, por otro lado la presencia de quebrada rectilíneas sugiere que la erosión ha afectado a la roca donde existe zonas de debilidad y esto se encuentra relacionado a fallas antiguas. La Formación Chicama de acuerdo al conocimiento de la estratigrafía presenta algunos niveles muy lutaceos muy locales y muy deformados que podrían tener relación con los hundimientos.

En el trayecto se observa escarpas de deslizamientos por la incompetencia de los suelos que al saturarse de agua se van deslizando, asimismo se tiene quebradas muy próxima a lineamientos rectilíneos que parecen responder a fallas. Por lo cual esta alternativa se debe descartar.

### **1.2.3 Alternativa 1**

La presente alternativa es la más viable porque de acuerdo al reconocimiento del terreno se presenta más estable debido a que la constitución litológica que aflora corresponde a areniscas muy duras y forman bancos de más de 2 metros de espesor que se intercalan con lutitas pizarrosas muy duras que definen laderas más estables, por otro lado no se ha observado asentamiento ni deslizamiento de terreno, por lo tanto el basamento (Formación Chicama) es más estable.

Otro factor importante que se debe considerar a favor de esta alternativa es la presencia de vías afirmadas en buen estado que facilitarían el traslado de material y personal en la etapa de construcción y operación del proyecto, la longitud del trazo de esta variante es menor que las otras alternativas.

Desde el punto de vista estructural no se observan fallas; en caso de existir éstas, correspondería a fallas antiguas que no son visibles por la cobertura de los depósitos aluviales y coluviales recientes, lo que indica que el terreno no ha sido afectado, lo cual le da una seguridad al terreno presentándolo más estable; por lo cual esta alternativa es la más viable.

### **1.3 Conclusiones**

[01] Durante el reconocimiento geológico se evidenciaron problemas de asentamientos entre las estructuras E19 a E34 de la LT. 66 kV SE La Pampa - SE Pallasca,

relacionados a la erosión de lineamientos que correspondería a fallas antiguas y la sobre saturación de la cobertura reciente por presencia de agua que ocasionarían los deslizamientos y hundimientos.

[02] Se presentaron 3 alternativas de variante del trazo de ruta LT. 66 kV SE La Pampa- SE Pallasca, para lo cual se tomó en cuenta, la actividad de geodinámica externa y el tipo de roca que afecten la vulnerabilidad de las estructuras proyectadas.

[03] La alternativa 3 está planteada por la margen derecha de la quebrada Yupán donde se tiene un suelo residual de poco espesor, están constituidos de areniscas carbonosa intercalada con limoarcillitas de color gris oscuro. El inconveniente que presenta esta alternativa es que el trazado es demasiado largo, no existen vías de acceso debido a la presencia de quebradas, en la etapa de construcción y mantenimiento se tendría que desarrollar accesos lo que encarecería el proyecto.

[04] La alternativa 2 es por la margen izquierda de la quebrada Yupán que está conformada por suelos coluviales, asimismo los depósitos aluviales que conforman la terraza en la parte media - baja presentan suelos escarpados, por otro lado, la presencia de quebradas rectilíneas sugiere que la erosión ha afectado a la roca donde existe zonas de debilidad relacionado a fallas antiguas.

En el trayecto se observa escarpas de deslizamientos por la incompetencia de los suelos que al saturarse de agua se van deslizando. Por lo cual esta alternativa se debe descartar.

[05] La alternativa 1 es la más viable de acuerdo al reconocimiento de campo se presenta más estable debido a que la constitución litológica que aflora corresponde a areniscas muy duras que forman bancos de más de 2 metros de espesor que se intercalan con lutitas pizarrosas muy duras que definen laderas muy estables, no se ha observado asentamiento ni deslizamiento de terreno, por lo cual el basamento es más estable. Otro factor importante que se debe considerar a favor de esta alternativa es la accesibilidad en este sector, existen vías afirmadas en buen estado y el trazo es más corto que la primera.

#### 4.4 Recomendaciones

[01] Se recomienda descartar, la alternativa 3 por ser la ruta más larga e inaccesible.

[02] Se recomienda descartar, la alternativa 2 por presentar problemas de geodinámica.

[03] Se recomienda desarrollar la alternativa 1, por ser la más aceptable.

#### Fotos de estudio geológico

Superficie puna: ondulada



Deslizamiento escarpa (2m)



Deslizamiento escarpa (1.5m)

Formación escarpa, hundido

















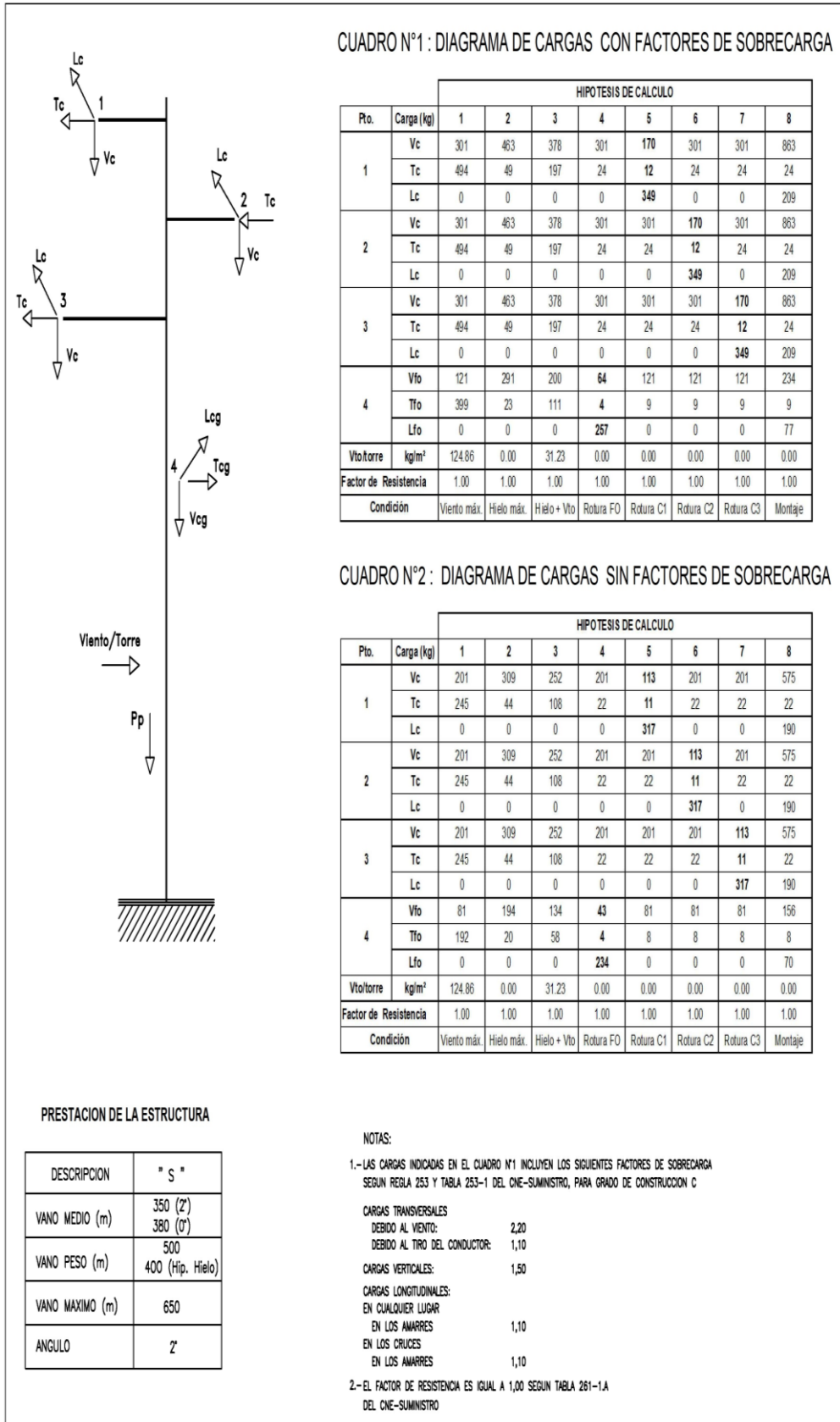


## Planilla de estructuras

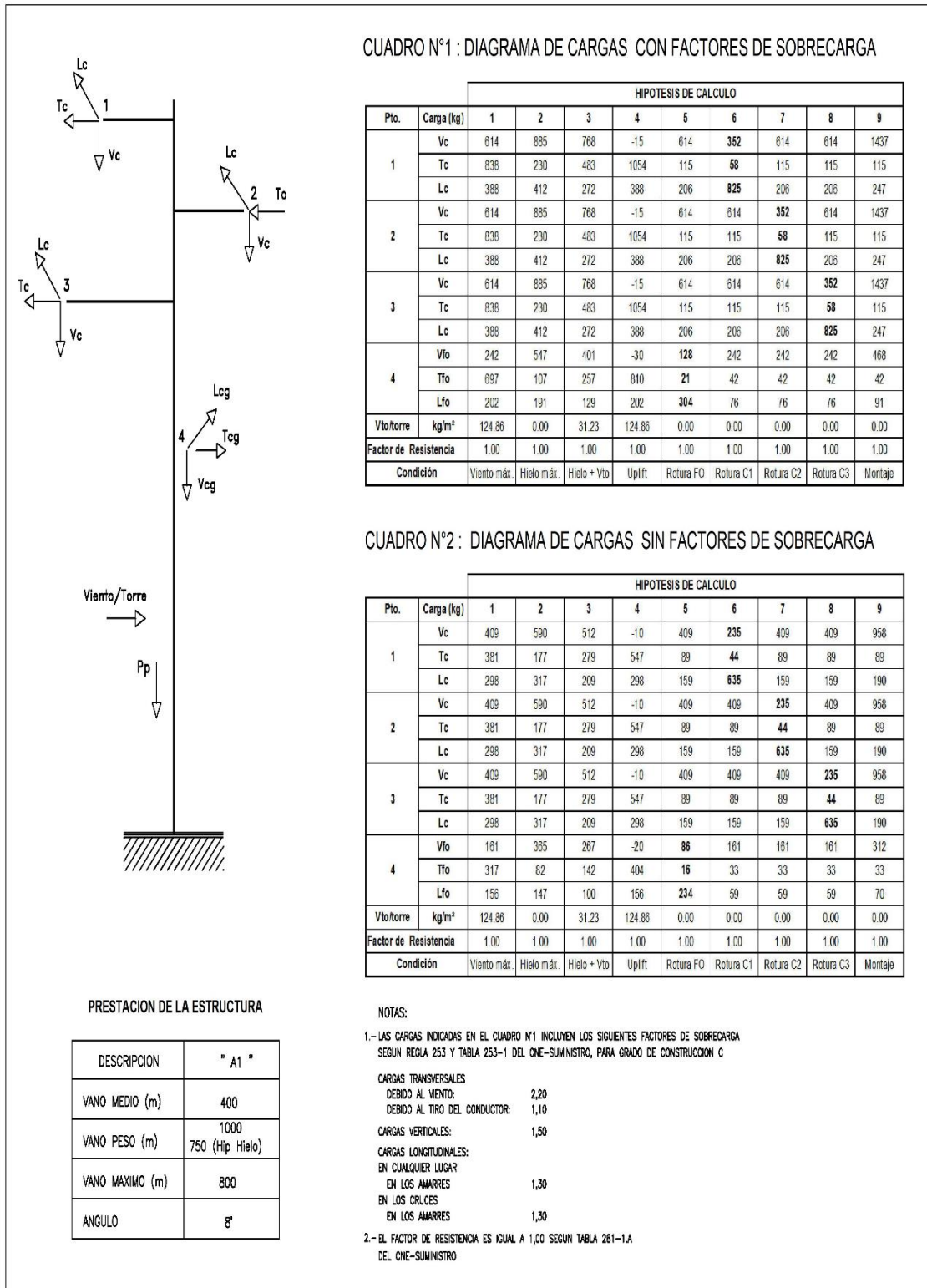
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									
Nodo	Vano	Estructura	Soportes DGE	Conductor	Vano H. (m)	Vertice	Angulo (°g)	Vano Viento (m)	Vano Peso (m)
E34	0-1	AA_01	A2+0_01	AAAC-120	157.21	E34		78.61	120.69
1	1-2	AA_01	A2+0_01	AAAC-120	228.77	V1	33°56'42" D	192.99	-78.49
2	2-3	S_01	S+3_01	AAAC-120	508.05		0°	368.41	359.41
3	3-4	A_01	A1+0_01	AAAC-120	291.86	V2	7°43'24" I	399.95	671.6
4	4-5	S_01	S+3_01	AAAC-120	298.17		0°	295.01	270.51
5	5-6	A_01	A1-3_01	AAAC-120	506.28	V3	2°7'19" D	402.22	696.02
6	6-7	A_01	A1+0_01	AAAC-120	713.23		0°	609.76	159.91
7	7-8	AA_01	A2-3_01	AAAC-120	122.41	V4	35°49'26" I	417.82	751.13
8	8-9	S_01	S+0_01	AAAC-120	386.74		0°	254.58	547.71
9	9-10	A_01	A1+0_01	AAAC-120	624.97		0°	505.85	391.26
10	10-11	AA_01	A2+0_01	AAAC-120	184.5	V5	40°9'25" I	404.73	561.42
11	11-12	S_01	S+0_01	AAAC-120	339.85		0°	262.18	529.46
12	12-13	S_01	S+0	AAAC-120	399.7		0°	369.77	251.05
13	13-14	A_01	A1+0_01	AAAC-120	179.97	V6	8°44'43" D	289.83	-44.74
14	14-15	S_01	S+0	AAAC-120	341.29		0°	260.63	527.41
15	15-16	AA_01	A2+0_01	AAAC-120	94.14	V7	36°9'29" D	217.72	-72.23
E19	-	AA_01	A2+0_01		0	E19		47.07	-81.14

## Anexo 4: Diagramas de carga de estructuras

### Diagrama de carga estructura tipo "S"

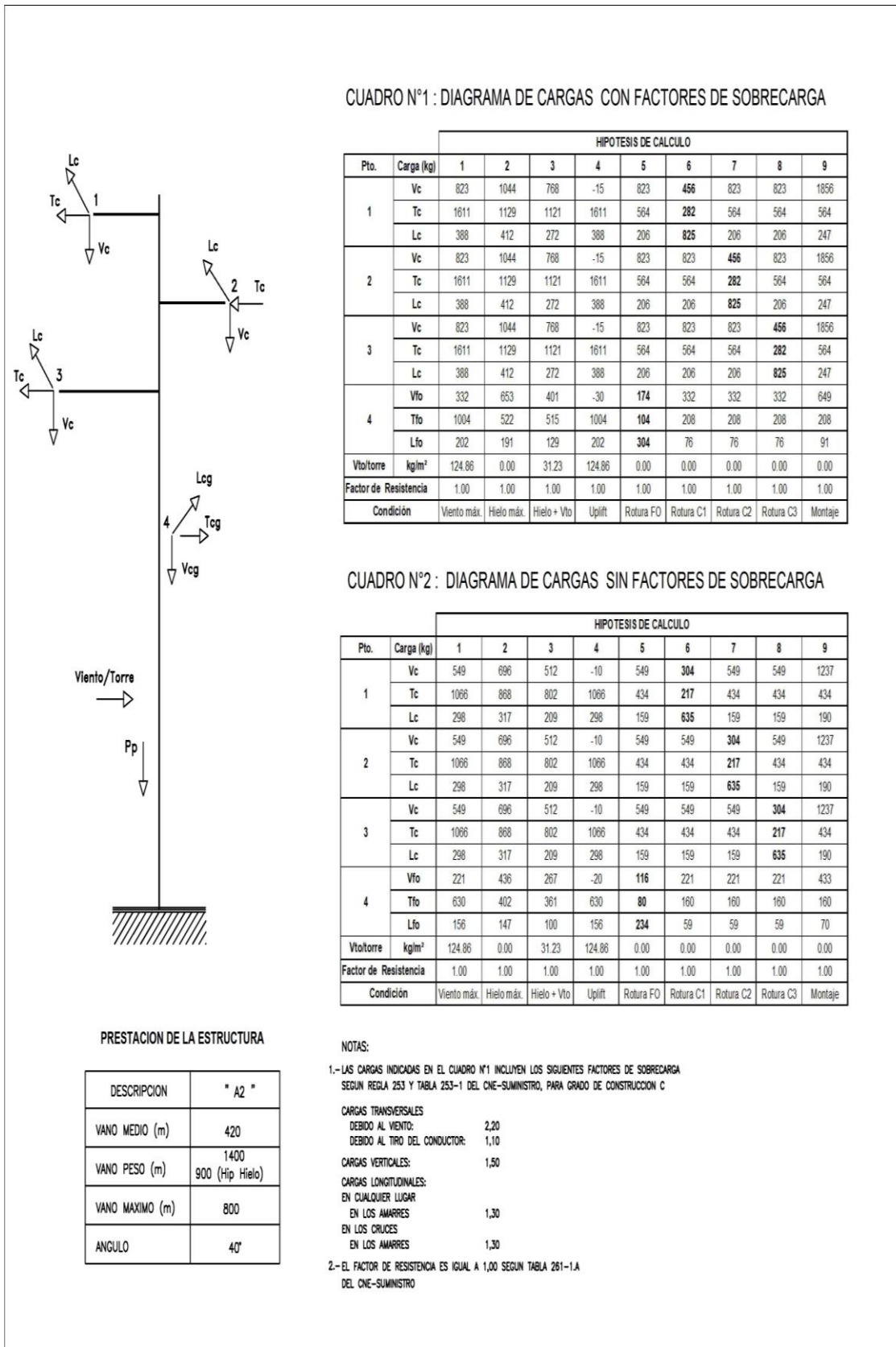


## Diagrama de carga estructura tipo "A1"





## Diagrama de carga estructura tipo "A2"



## **Anexo 5: Identificación de impacto ambiental**

El proyecto inicial de la “Línea de transmisión en 66 kV subestación La Pampa – subestación Pallasca, departamento Ancash”, con código L-6683, cuenta con Estudio de Impacto Ambiental EIA, aprobado con resolución N° RD-391-2009-MEM-AAE del 21-10-2009, incluye en este estudio a los distritos de La Pampa, Yupan, Bambas, Llapo, Santa Rosa, Tauca, Cabana, Bolognesi, Huandoval, Huacaschupe y Pallasca, en las provincias de Corongo y Pallasca, departamento Ancash.

El presente proyecto con un Informe técnico sustentatorio ITS con los lineamientos básicos para la gestión, manejo, monitoreo ambiental y plan de contingencias.

El ITS está de acuerdo a la ley N° 27446 Ley del sistema nacional de evaluación de impacto ambiental.

Durante la ejecución de las obras electromecánicas y civiles los impactos ambientales físicos, biológicos y sociales son de impactos negativos **poco significativos**, temporales y reversibles; por tanto las condiciones ambientales originales no se verán tan afectadas.

## Anexo 6: Efecto “creep” de los conductores

El creep es un fenómeno que se manifiesta por una deformación permanente (alargamiento) que sufren los conductores aéreos cuando se les aplica un esfuerzo constante durante un periodo de tiempo prolongado de tiempo.

El creep produce un aumento de la longitud del conductor y el consiguiente aumento de la flecha.

El creep depende del material, del esfuerzo y la temperatura.

Las expresiones matemáticas para el cálculo del creep en los conductores de aleación de aluminio AAAC son:

$$\varepsilon = k T^\phi \sigma^\alpha \tau^u \quad (2.2)$$

Donde:	<b>K</b>	coeficiente depende de características material	0.15
	<b>T</b>	Temperatura media conductor (°C)	17
	<b>Φ</b>	coeficiente depende de características material	1.4
	<b>σ</b>	esfuerzo E.D.S (kg/mm <sup>2</sup> )	5.04
	<b>α</b>	coeficiente depende de características material	1.3
	<b>u</b>	coeficiente depende de características material	0.16
	<b>τ</b>	tiempo aplicación del esfuerzo (horas)	
	<b>ε</b>	alargamiento del conductor (deformación por fluencia lona)	mm/km

### Coefficientes de fluencia para conductores

Coeficientes de fluencia para conductores de aleación de aluminio (AAAC)				
Proceso industrial obtención de hilos	Valores de coeficientes			
	k	φ	α	u
Laminado en caliente	0.15	1.40	1.30	0.16

*Nota: Adaptado de: (Bautista, J., Líneas de transmisión de potencia, 2001).*

### Cálculo del creep y del aumento de temperatura

Tiempo	Tiempo	Elongación	Aumento temperatura
	$T$	$\epsilon$	$\Delta T$
años	horas	(mm/km)	°C
3 días	72	128.5	5.6
1	8760	277.1	12.0
2	17520	309.6	13.5
3	26280	330.4	14.4
4	35040	345.9	15.0
5	43800	358.5	15.6
6	52560	369.1	16.0
7	61320	378.4	16.5
8	70080	386.5	16.8
9	78840	393.9	17.1
10	87600	400.6	17.4
11	96360	406.7	17.7
12	105120	412.4	17.9
13	113880	417.7	18.2
14	122640	422.7	18.4
15	131400	427.4	18.6
16	140160	431.9	18.8
17	148920	436.1	19.0
18	157680	440.1	19.1
19	166440	443.9	19.3
20	175200	447.6	19.5
21	183960	451.1	19.6
22	192720	454.4	19.8
23	201480	457.7	19.9
24	210240	460.8	20.0
25	219000	463.8	20.2
26	227760	466.7	20.3
27	236520	469.6	20.4
28	245280	472.3	20.5
29	254040	475.0	20.7
30	262800	477.6	20.8

Nota: Adaptado de: (Bautista, J., Líneas de transmisión de potencia, 2001).

El aumento específico en temperatura se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta T = \epsilon / \alpha t \quad (2.2)$$

Donde:	$\Delta T$	aumento de temperatura	°C
	$\epsilon$	alargamiento del conductor (deformación por fluencia lenta)	mm/km
	$\alpha t$	coeficiente de dilatación térmica	°C <sup>-1</sup> 0.000023

Para el cálculo mecánico de conductores, en la hipótesis de flecha máxima, la temperatura considerada es 75 °C, que incluye el aumento de temperatura por el efecto creep.

## Anexo 7: Matriz de consistencia

### Matriz de consistencia

MATRIZ DE CONSISTENCIA			
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLE
Problema general	Objetivo general	Hipótesis general	variable independiente
<p>El problema a resolver es el colapso de la infraestructura eléctrica de una línea de transmisión existente, los cuales se manifestaron con la inclinación y hundimiento de las estructuras existentes debido al deslizamiento del terreno por fallas geológicas.</p>	<p>Diseñar los documentos técnicos de Ingeniería para resolver el problema de colapso de la infraestructura eléctrica de una línea de transmisión existente.</p>	<p>El diseño de Los documentos técnicos de Ingeniería resuelven el problema del colapso de la infraestructura eléctrica de la línea de transmisión existente.</p>	<p>Colapso de la infraestructura eléctrica</p>
	Objetivos específicos	Hipótesis específicas	Variable dependiente
	<p>Redactar los documentos técnicos de Ingeniería que resuelvan el problema de colapso de la línea de transmisión existente.</p>	<p>Los documentos técnicos de Ingeniería resuelven el problema del colapso de la infraestructura eléctrica de la línea de transmisión existente.</p>	<p>Documentos técnicos de Ingeniería</p>
	<p>Realizar los cálculos eléctricos y mecánicos que comprueben que la propuesta cumple con los estándares o indicadores para resolver el problema.</p>	<p>Los cálculos eléctricos y mecánicos efectuados comprueban que trabajo de suficiencia profesional cumple con los estándares o indicadores para resolver el problema.</p>	
<p>Establecer un cronograma de ejecución que permita evaluar el cumplimiento de la meta de resolución del problema de colapso</p>		<p>El cronograma de ejecución permite evaluar el cumplimiento de la meta de resolución del problema de colapso.</p>	

Anexo 8: Planilla de Imposición de servidumbre

Planilla de valorización de servidumbre por uso de suelos y aires

PLANILLA DE VALORIZACION DE SERVIDUMBRE POR USO SUELOS Y AIRES													
DATOS DEL AFECTADO		ESTRUCTURA				AIRES				COSTO TOTAL			
POS.	NOMBRES Y APELLIDOS	CANTIDAD ESTRUCTURAS	AREA (m <sup>2</sup> )	COSTO UNITARIO (\$/m <sup>2</sup> )	COSTO POR ESTRUCTURAS (\$/.)	LONGITUD LINEA (m)	LONGITUD ESTRUCTURA (m)	LONGITUD NETA (m2)	AREA (m <sup>2</sup> )	COSTO UNITARIO (\$/m <sup>2</sup> )	COSTO POR AIRES (\$/.)	COSTO POR ESTRUCTURAS Y AIRES (\$/.)	
1	Municipalidad Distrital de Yupan	2	200	15.00	3,000.00	581.82	20	561.82	8989.12	0.15	1,348.37	4,348.37	
2	Emilia Moreno Fajardo					154.91		154.91	2478.59	0.15	371.79	371.79	
	Quebrada					19.95		19.95	319.15	0.15	47.87	47.87	
3	Municipalidad Distrital de Yupan	3	300	15.00	4,500.00	1074.82	30	1044.82	16717.12	0.15	2,507.57	7,007.57	
4	Fredy Roldan Vargas					15.00		15.00	240.00	0.15	36.00	36.00	
	Quebrada					30.00		30.00	480.00	0.15	72.00	72.00	
5	Eusebio Augusto Fajardo					15.00		15.00	240.00	0.15	36.00	36.00	
6	Julia meza - Fabian Fajardo					54.54		54.54	872.64	0.15	130.90	130.90	
7	Berta Almendras - Rosa Choquehuanca A					57.33		57.33	917.28	0.15	137.59	137.59	
8	Municipalidad Distrital de Yupan	1	100	15.00	1,500.00	79.96	10	69.96	1119.36	0.15	167.90	1,667.90	
9	Gregorio Vargas Menacho					205.10		205.10	3281.60	0.15	492.24	492.24	
	Quebrada					30.00		30.00	480.00	0.15	72.00	72.00	
9	Hermínio Utrilla Choquehuanca					288.71		288.71	4619.36	0.15	692.90	692.90	
	Quebrada					30.00		30.00	480.00	0.15	72.00	72.00	
11	Municipalidad Distrital de Yupan	6	600	15.00	9,000.00	2124.60	60	2064.60	33033.66	0.15	4,955.05	13,955.05	
12	Esquibel Oqueña CH.	1	100	15.00	1,500.00	343.95	10	333.95	5343.20	0.15	801.48	2,301.48	
13	Cesar Bonifaz Rincon	2	200	15.00	3,000.00	271.45	20	251.45	4023.20	0.15	603.48	3,603.48	
		15.00	1,500.00	15.00	22,500.00	5,377.14	150.00	5,227.14	83,634.29	2.55	12,545.14	35,045.14	