

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE  
MOGROVEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE  
TRANSMISIÓN DE 220 KV EN EL PERÚ, SEGÚN  
CONSIDERACIONES NACIONALES E INTERNACIONALES**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**DEJO SERQUEN, RICARDO AUGUSTO**

**Chiclayo, 21 de febrero de 2019**

**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA  
DE TRANSMISIÓN DE 220 KV EN EL PERÚ, SEGÚN  
CONSIDERACIONES NACIONALES E  
INTERNACIONALES**

PRESENTADA POR:

**DEJO SERQUEN, RICARDO AUGUSTO**

A la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo  
Para Optar el título de:

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

APROBADO POR:

---

Ing. Mundaca Guerra, Hugo Walter

PRESIDENTE

---

Ing. Sipión Muñoz, Iván Dante

SECRETARIO

---

Ing. Gonzáles Bazán, Luis Alberto

ASESOR

Esta tesis está dedicada a Dios por darme la vida, a mi madre Teresa Serquen Tineo, apoyándome incondicionalmente y a no desmayarme frente a las adversidades que se presentan en el camino, y mis tíos que siempre me han brindado sus conocimientos y apoyado incondicionalmente para cumplir mis metas.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al **Ing. Luis Alberto Gonzáles Bazán**, asesor de la presente tesis, quien me ha ayudado a resolver mis dudas y brindado totalmente su tiempo y conocimientos sirviéndome de guía para la culminación de esta tesis.

A mi alma mater la Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo por contribuir a mi desarrollo profesional.

A los docentes por sus enseñanzas brindadas, quienes fueron parte importante en mi formación académica.

## ÍNDICE

	pág.
RESUMEN .....	13
ABSTRACT.....	14
I. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1. Objetivo General .....	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
II. MARCO TEÓRICO .....	17
2.1. Línea de transmisión .....	17
2.2. Sistema de transmisión eléctrica .....	17
2.3. Conductor de línea eléctrica.....	18
2.3.1. Tipos de conductores .....	18
2.4. Cable de guarda - OPWG.....	20
2.5. Aisladores.....	21
2.5.1. Tipos de aisladores .....	21
2.6. Torres o estructuras para las líneas. ....	24
2.6.1. Partes de una torre para líneas de transmisión. ....	24
2.6.2. Tipos de estructuras .....	24
2.7. Accesorios para el conductor .....	27
2.7.1. Varilla de armar o de protección: .....	27
2.7.2. Manguito de empalme y reparación.....	27
2.7.3. Amortiguadores .....	27
2.7.4. Accesorios para la cadena de aislador .....	28
2.7.5. Grilletes.....	28
2.7.6. Grapas de suspensión y tipo pistola.....	28
2.8. Estudio de mecánica de suelos .....	29
2.9. Cimentaciones superficiales.....	29
2.10. Cimentaciones profundas .....	29
III. CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	30
3.1. Criterios de la selección de la ruta .....	30
3.1.1. Consideraciones generales.....	30

3.1.2.	Consideraciones adicionales .....	31
3.2.	Criterios de selección de los conductores de fase .....	32
3.2.1.	Capacidad de transmisión .....	32
3.2.3.	Caída de tensión.....	33
3.3.	Criterios de selección del cable de guarda .....	33
3.4.	Criterios de selección del aislamiento.....	34
3.4.1.	Niveles de aislamiento de la línea.....	34
3.4.2.	Criterios de diseño del aislamiento.....	34
3.5.	Criterios de selección de la estructura.....	35
3.6.	Criterio de selección de puesta a tierra .....	36
3.6.1.	Criterios generales .....	36
3.6.2.	Configuraciones de puesta a tierra.....	36
3.7.	Criterios para la distancia de seguridad vertical .....	37
3.8.	Criterios de diseño mecánico .....	37
3.8.1.	Carga debida al viento .....	37
3.8.2.	Hipótesis de carga del conductor .....	39
3.8.3.	Árboles de cargas de estructuras.....	41
IV.	METODOLOGÍA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	48
4.1.	Plan de Transmisión 2017 – 2026.....	49
4.2.	Leyes y Normas Legales .....	50
4.3.	Nivel de Tensión .....	50
4.4.	Informe general para el diseño .....	51
4.4.1.	Temperatura y viento .....	51
4.4.2.	Selección de la ruta .....	54
4.4.3.	Hipótesis de estado .....	64
4.4.4.	Selección de conductor y del cable de guarda .....	65
4.4.5.	Selección del aislamiento y aisladores.....	67
4.4.6.	Selección del sistema de puesta a tierra.....	68
4.4.7.	Selección de la torre de transmisión eléctrica.....	71
4.4.8.	Selección de la cimentación para la estructura de transmisión eléctrica	
	73	
V.	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO.....	76

5.1.	Situación actual .....	76
5.2.	Composición del sector eléctrico peruano .....	77
5.3.	Demanda máxima.....	78
5.4.	Potencia instalada por generación.....	78
5.5.	Proyectos de transmisión actuales.....	79
5.6.	Plan de transmisión 2017 – 2026 .....	80
5.7.	Resultado.....	82
VI.	PARÁMETROS PRINCIPALES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN....	82
6.1.	Parámetros eléctricos .....	82
6.1.1.	Parámetros longitudinales.....	83
6.1.2.	Parámetros transversales.....	84
6.2.	Condiciones climatológicas .....	85
6.3.	Nivel isocerámico.....	85
6.4.	Capacidad de transmisión .....	86
6.5.	Esfuerzo de tensión .....	86
6.6.	Ancho de faja de servidumbre.....	86
6.7.	Distancia mínima de seguridad vertical .....	87
6.7.1.	Cálculo de pérdida por efecto de Joule.....	88
6.7.2.	Pérdidas por efecto corona.....	89
6.8.	Valor máximo de gradiente superficial .....	89
6.9.	Selección del aislamiento .....	90
6.10.	Sistema de puesta a tierra.....	93
6.10.1.	Medición de resistividad.....	93
6.10.2.	Datos recolectados .....	95
6.11.	Diseño de las cimentaciones .....	97
6.11.1.	Normas para el diseño.....	98
6.11.2.	Estudio de mecánica de suelos.....	98
6.11.3.	Características de los materiales .....	102
6.11.4.	Tipo de fundación .....	102
6.11.5.	Cálculo mecánico de las cimentaciones.....	104
VII.	ELABORACION DE UN EJEMPLO APLICATIVO DE LA METODOLOGÍA PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	106

CONCLUSIONES .....	109
RECOMENDACIONES.....	109
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	110
ANEXOS .....	114

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura N° 1: Sistema Eléctrico de Potencia .....	16
Figura N° 2: Elementos de una línea de transmisión .....	17
Figura N° 3: Representación de un Sistema de Potencia típico simple .....	18
Figura N° 4: Conductor tipo AAAC .....	19
Figura N° 5: Conducto tipo ACAR.....	19
Figura N° 6: Conductor tipo ACSR .....	20
Figura N° 7: Cable de guarda OPWG .....	20
Figura N° 8: Aislador tipo rígido de vástago .....	22
Figura N° 9: Aislador de cadena caperuza y vástago.....	22
Figura N° 10: Aislador de cadena de tipo bastón.....	23
Figura N° 11: Aislador rígido de columna.....	23
Figura N° 12: Estructuras de simple circuito de 220 kV .....	25
Figura N° 13: Estructura de doble circuito .....	25
Figura N° 14: Estructura de suspensión línea 2 x 220 kV .....	26
Figura N° 15: Estructura de anclaje de línea 2 x 220 kV.....	26
Figura N° 16: Varilla de armar.....	27
Figura N° 17: Manguito de empalme y reparación .....	27
Figura N° 18: Amortiguador tipo vibración damper.....	28
Figura N° 19: Grilletes para la cadena de aisladores .....	28
Figura N° 20: Grapas de suspensión .....	29
Figura N° 21: Grapas tipo pistola.....	29
Figura N° 22: Ubicación de las zonas de carga en el Perú.....	39
Figura N° 23: Esquema metodológico para una línea de transmisión .....	48
Figura N° 24: Esquema metodológico del Plan de Transmisión .....	49
Figura N° 25: Esquema de flujo del Nivel de Tensión .....	50
Figura N° 26: Esquema metodológico de temperatura y viento .....	51
Figura N° 27: Diagrama de flujo de la selección de la ruta .....	54
Figura N° 28: Selección de la ruta entre dos puntos .....	55
Figura N° 29: Vértices de ruta obtenidos con GPS.....	58
Figura N° 30: Alternativa 01 de la selección de ruta .....	59
Figura N° 31: Alternativa 02 de la selección de ruta .....	59
Figura N° 32: Alternativa 03 de la selección de ruta .....	60
Figura N° 33: Esquema metodológico de las hipótesis de estado.....	64
Figura N° 34: Diagrama de flujo de la selección del conductor y cable de guarda ..	65
Figura N° 35: Esquema metodológico de la selección del aislamiento y aisladores	67
Figura N° 36: Diagrama de flujo para la selección de la puesta a tierra .....	68
Figura N° 37: Método de Wenner.....	69
Figura N° 38: Esquema metodológico de las estructuras de transmisión eléctrica...	71
Figura N° 39: Torre de remate de una línea de transmisión .....	72
Figura N° 40: Esquema metodológico para la selección de la cimentación .....	73
Figura N° 41: Fuerzas actuantes en la cimentación .....	74

Figura N° 42: Cimentación de monobloque.....	75
Figura N° 43: Cimentación de patas separadas o fraccionadas.....	76
Figura N° 44: Composición del Sector eléctrico peruano.....	77
Figura N° 45: Máxima demanda por tipo de generación de energía.....	78
Figura N° 46: Plan de Transmisión a largo plazo y Plan Vinculante 2017-2026 .....	81
Figura N° 47: Faja de servidumbre para una línea de 220 kV .....	87
Figura N° 48: Medidor de la resistividad del terreno.....	94
Figura N° 49: Varilla de Copperweld .....	96
Figura N° 50: Cemento conductor en bls. de 11,3 kg .....	96
Figura N° 51: Simbología de suelos SUCS.....	101
Figura N° 52: Zapata con anclaje en roca .....	103
Figura N° 53: Zonas de la cimentación que se oponen al arranque .....	104
Figura N° 54: Esfuerzo y reacciones que la cimentación ejerce sobre el terreno ...	105
Figura N° 55: Línea de transmisión 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes .....	106

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Valores de Intensidad de Campo Eléctrico.....	33
Tabla 2: Máximo ruido audible permitido.....	33
Tabla 3: Ángulos de apantallamiento según la altura de la estructura.....	34
Tabla 4: Viento, hielo y temperatura para las áreas de carga 1, 2 y 3. ....	38
Tabla 5: Factores de sobrecarga.....	47
Tabla 6: Factores de resistencia.....	47
Tabla 7: Tipos y Nivel de Tensión.....	50
Tabla 8: Zonas de carga para viento y temperatura.....	52
Tabla 9: Zonas de área y carga para viento y temperatura.....	53
Tabla 10: Servidumbre según el nivel de tensión.....	56
Tabla 11: Mínimas distancias verticales según el nivel de tensión.....	56
Tabla 12: Valor máximo de la intensidad de campo eléctrico.....	57
Tabla 13: Valores máximo de ruido audible permitido.....	57
Tabla 14: Valores máximo de la densidad de flujo magnético.....	57
Tabla 15: Relación de Afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectados por el paso de la L.T 220 KV SE Piura - SE Colegio Mogrovejo Tumbes – Alternativa 01.....	61
Tabla 16: Relación de Afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectados por el paso de la L.T 220 KV SE Piura - SE Colegio Mogrovejo Tumbes – Alternativa 02.....	62
Tabla 17: Relación de Afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectados por el paso de la L.T 220 KV SE Piura - SE Colegio Mogrovejo Tumbes – Alternativa 03.....	63
Tabla 18: Tipos de generación de energía.....	78
Tabla 19: Centrales eléctricas que ingresaron en el 2017.....	79
Tabla 20: Tipos de Centrales eléctricas por generación.....	79
Tabla 21: Central Solar Rubí.....	79
Tabla 22: Líneas de Transmisión en operación desde el 2017.....	80
Tabla 23: Anchos mínimos de la servidumbre a nivel de tensión.....	86
Tabla 24: Distancia de seguridad vertical.....	88
Tabla 25: Número de aisladores por cadena.....	93
Tabla 26: Descripción de las varillas copperweld.....	96
Tabla 27: Selección del tipo de fundación.....	104

## **LISTA DE TERMINOLOGÍA**

**COES:** Comité de Operación Económica del Sistema

**CNE - S:** Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

**CNE – U:** Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional

**MINEM - MEM:** Ministerio de Energía y Minas

**OSINERMING:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

**RNE:** Reglamento Nacional de Edificaciones 2006

**ANSI:** American National Standards Institute

**ASTM:** American Society for Testing and Materials

## RESUMEN

Hoy en día la demanda de la energía se ha incrementado por parte del consumo de los hogares, plantas industriales, transporte, entre otros; el COES (Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional), considera que es necesario la expansión de nuevas líneas de transmisión, que tengan la seguridad y confiabilidad para disminuir posibles colapsos por sobrecarga en el Sistema Interconectado Nacional a largo plazos.

En la presente tesis, se realizará una metodología para el diseño de una Línea de Transmisión en 220 kV, donde se presenta los principales criterios y consideraciones al momento de evaluar y decidir cuál es la mejor ruta con el menor número de vértices y menores obstáculos, una correcta selección del conductor, estructuras, el sistema de puesta a tierra y la selección de la cimentación y otros. Se extraerá información del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006, las principales Normas Internacionales de la IEC, el Reglamento Nacional de Edificaciones 2006, experiencias de proyectos ejecutados de líneas de transmisión en 220 kV, tesis, catálogos y de páginas webs como OSINERMIN, COES. En la presente investigación se elaborará 1 ejemplo de una línea de transmisión, en base a la metodología que es la misma para todas, lo que cambia en un diseño es el nivel de tensión, las condiciones ambientales y el tipo de terreno por donde recorre la línea de transmisión.

**PALABRAS CLAVE:** Metodología, línea de transmisión, tensión, conductor, estructura, Sistema eléctrico peruano.

## ABSTRACT

When the demand for energy increases by homes, industrial plants, transportation, among others; the COES (Committee of Economic Operations of the National Interconnected System), considers that it is necessary to expand new transmission lines, which have the security and reliability to reduce possible collapses due to overload in the National interconnected system in the long term.

In the present thesis, a methodology for the design of a Transmission Line in 220 kV will be made where the main criteria and considerations are presented at the moment of evaluating and deciding which is the best route with the least number of vértices and least obstacles, selection of the conductor, the transmission towers, the grounding system and the selection of the foundation for the transmission towers. Information will be extracted from the National Electricity Code - Supply 2011, National Electricity Code - Utilization 2006, the main International Standards of the IEC, the National Regulation of Buildings, the support of some design projects in 220 kV, catalogs and web pages such as OSINERMIN, COES.

In the present investigation, 1 example of transmission line will be elaborated, based on the methodology that is the same for all, what changes in a design is the level of voltage, the environmental conditions and the type of terrain through which the transmission line runs.

**KEYWORDS:** Methodology, transmission line, voltage, conductor, structure, peruvian electric system

## **I. INTRODUCCIÓN**

En las últimas décadas el uso de la electricidad se ha convertido en una necesidad básica en los hogares, centros comerciales, medios de transporte y grandes plantas industriales, lo cual ha traído consigo una creciente demanda de energía eléctrica y nuevas tecnologías de la industria como las energías renovables, gas natural y así tener una matriz diversificada con precios competitivos en el mercado peruano.

Lo que se necesita es un servicio eléctrico seguro, continuo, confiable y de calidad.

Las líneas de transmisión en sus distintos niveles de tensión, transmiten y distribuyen la energía eléctrica [1]. Desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo.

Las líneas de transmisión entregan energía a grandes distancias, mediante una disposición de conductores, torres de transmisión, aisladores y accesorios para transmitir electricidad entre dos puntos de un sistema. Pueden ser transportadas por medio aéreo, subterráneo y marítimo a cientos de kilómetros cubriendo grandes extensiones geográficas [2].

En el Perú según el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, las tensiones recomendadas para Alta Tensión van desde 60 kV hasta 220 kV y para Extra Alta Tensión 500 kV.

Las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas están entrelazadas, porque es ahí donde se establecen los niveles de tensión, es decir bien se eleva o reduce la tensión mediante un transformador de potencia. [3].

Las empresas eléctricas representativas de transmisión son: Consorcio Transmantaro S.A., Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR), Interconexión Eléctrica Isa Perú (ISAPERU), Eteselva S.R.L., Etenorte S.R.L., Consorcio Energético Huancavelica (CONENHUA), Red de Energía del Perú S.A. (REPSA), Abengoa Transmisión Norte S.A., Abengoa Transmisión Sur S.A.

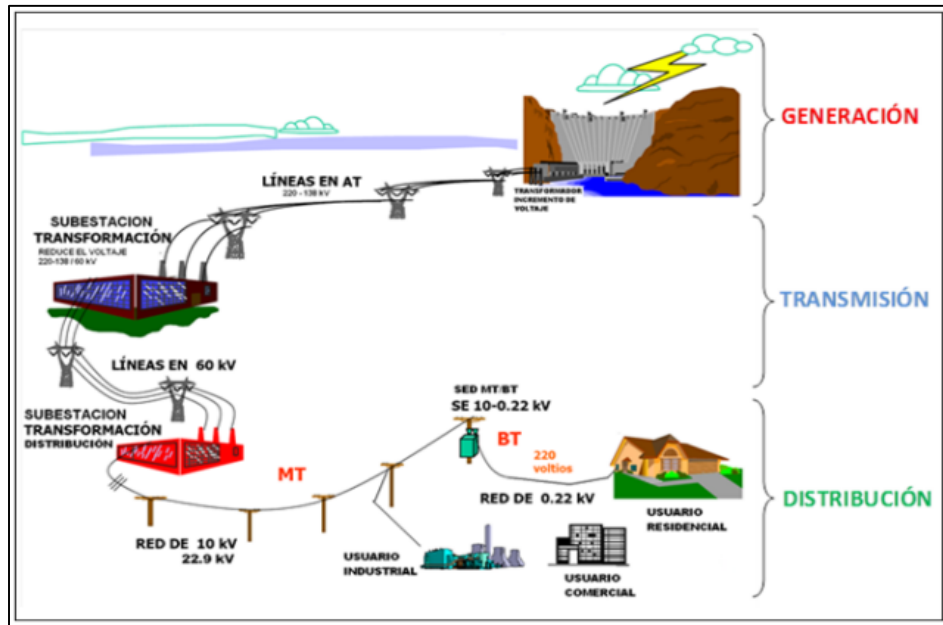


Figura N° 1: Sistema Eléctrico de Potencia

Fuente: Osinergmin – Supervisión y Fiscalización del Subsector Electricidad

## 1.1. Objetivo General

Definir una metodología para el diseño de una línea de transmisión de Alta Tensión de 220 kV para el Perú según consideraciones nacionales e internacionales.

## 1.2. Objetivos Específicos

- Seleccionar los criterios para el diseño de la línea de transmisión de alta tensión en 220 kV con normas nacionales e internacionales aplicables.
- Analizar la metodología para el diseño de una línea de transmisión.
- Analizar el sistema eléctrico peruano actual de acuerdo al Plan de Transmisión y proyectado a la demanda en los últimos años.
- Analizar los parámetros principales para el diseño de una línea de transmisión de 220 kV.
- Elaborar un ejemplo aplicativo según la metodología planteada de diseño de una línea de transmisión.

## II. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Línea de transmisión

Es un medio de transporte que permite entregar energía a grandes distancias, desde las centrales de generación hacia los centros de consumo, mediante una disposición de conductores, torres de transmisión, aisladores, cable de guarda y accesorios para transmitir electricidad entre dos puntos de un sistema [4].

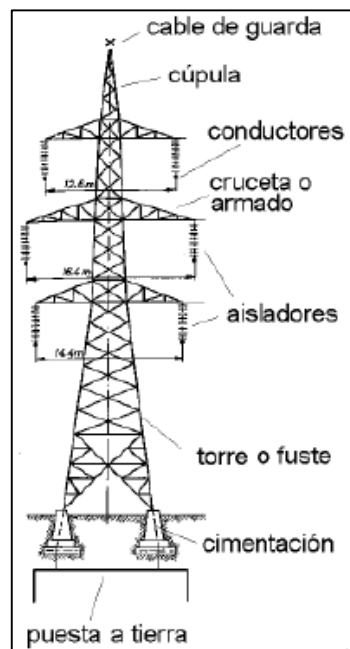


Figura N° 2: Elementos de una línea de transmisión

Fuente: Líneas de Transmisión – Universidad Nacional de Lima sur

### 2.2. Sistema de transmisión eléctrica

Está constituido por una subestación elevadora, torre de transmisión, sub estación reductora y sub transmisión, es el lugar donde se eleva o disminuye los niveles de tensión por medio de un patio de llaves que transmiten la energía eléctrica desde los niveles de 60, 138, 220 y 500 kV [5].

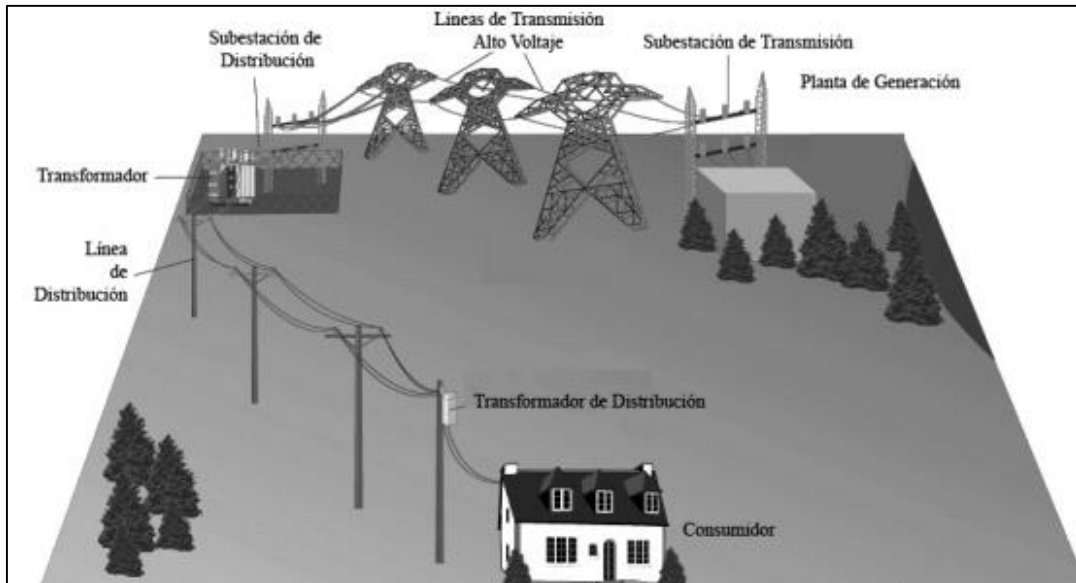


Figura N° 3: Representación de un Sistema de Potencia típico simple  
 Fuente: [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/LT\\_1/Intro2007.pdf](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/LT_1/Intro2007.pdf)

### 2.3. Conductor de línea eléctrica

Un conductor está diseñado para transmitir la corriente eléctrica de las líneas aéreas en sus distintos niveles de tensión, extendiéndose a lo largo de la ruta de la línea, y soportado por las torres de transmisión. [6].

#### 2.3.1. Tipos de conductores

Los conductores utilizados en las líneas de transmisión son del tipo: AAAC, ACAR, ACSR.

##### a) Conductor de aleación de aluminio (AAAC)

Son más resistentes a los ambientes corrosivos que los conductores ACSR y sin necesidad de aplicarles materiales externos tales como grasas u otros, etc. Estos conductores son tratados térmicamente [7]. Ver anexo 1.



Figura N° 4: Conductor tipo AAAC  
Fuente: Catálogo Nexans

**b) Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio ACAR**

Tiene una excelente resistencia a la corrosión, son adecuados en ambientes industriales y marítimos muy severos [7].

Posee menor flecha y una menor tensión de rotura y cuyo uso actualmente está siendo requerido en las construcciones de líneas de transmisión.

El conductor ACAR, tiene un peso menor, lo que lo hace más económico el costo por km. Ver anexo 2.



Figura N° 5: Conducto tipo ACAR  
Fuente: Catálogo Nexans

### c) Conductor tipo ACSR

Este conductor tiene altas capacidades a la rotura, la conductividad eléctrica no es muy buena, porque asume que el acero no contribuye a la conducción.

Utilizados en zonas con ambientes secos no contaminado, y también en zonas con lluvias frecuentes.

Tiene una pobre resistencia a la corrosión, ya que contiene acero, que es propenso a la oxidación. [7]. Ver anexo 3.



Figura N° 6: Conductor tipo ACSR  
Fuente: Catálogo Nexans

### 2.4. Cable de guarda - OPWG

Son cables sin tensión colocados en la parte más alta en las redes de alta tensión, se conectan en la misma estructura metálica en cada torre, su función es: apantallar descargas atmosféricas como los rayos, que pueden impactar directamente a los conductores de alta tensión. [8] [9].



Figura N° 7: Cable de guarda OPWG  
Fuente: <http://nctvietnam.com/opgw-cable/e-pro44.aspx>

## 2.5. Aisladores

Son elementos que soportan mecánicamente los conductores de las líneas y asegurar el aislamiento entre los conductores de fase o entre un conductor de fase y las estructuras puestas a tierra [10].

### 2.5.1. Tipos de aisladores

#### 2.5.1.1. Según el tipo de fabricación:

Pueden fabricarse de porcelana [11], Vidrio [12], aislamiento compuesto de goma de silicona, [13].

- **Aisladores de porcelana**

Son de estructura homogénea y para dificultar las adherencias de la humedad y el polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte [14], [11].

- **Aisladores de vidrio**

Soporta los cambios bruscos de temperatura, tiene elevada resistencia a los impactos. Para proteger a los aisladores de vidrio contra disparos accidentales o voluntarios algunos fabricantes los han diseñado lisos en su interior y con superficies curvas para desviar fácilmente los proyectiles y poseen gran resistencia mecánica a la tracción y compresión. [14], [12].

- **Aisladores compuestos**

Es la combinación de aisladores de vidrio y cerámicos y son utilizados en todo tipo de zona, son resistente a los impactos de roturas por actos vandálicos y la contaminación del aislamiento. [13].

#### 2.5.1.2. Según la forma e instalación:

- **Aislador tipo rígido de vástago**

Utilizados en líneas de baja y media tensión, están sometidos a esfuerzos de flexión y compresión [10].

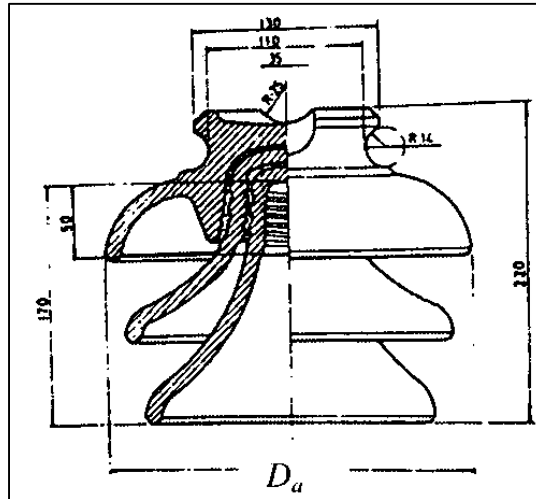


Figura N° 8: Aislador tipo rígido de vástago  
Fuente: Cálculo y diseño de Línea.A.T.

- **Aislador de cadena caperuza y vástago**

Utilizados en líneas de media y alta tensión que al unirse de forma flexible, forman cadenas de suspensión o de amarre [10].

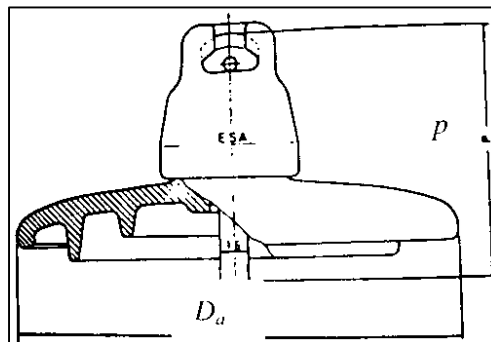


Figura N° 9: Aislador de cadena caperuza y vástago  
Fuente: Cálculo y diseño de Línea.A.T.

- **Aislador de cadena de tipo bastón**

Está formado por un cuerpo aislante de forma aproximadamente cilíndrica, con o sin aletas y con dispositivos de fijación en cada extremo [10].

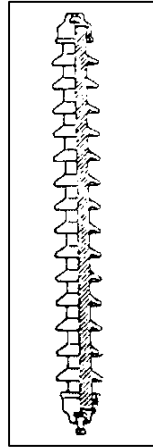


Figura N° 10: Aislador de cadena de tipo bastón  
Fuente: Calculo y diseño de Línea.A.T.

- **Aislador rígido de columna**

Idénticos a los aisladores de cadena, se diferencia porque en uno de sus extremos disponen de un herraje apropiado para su fijación [10].

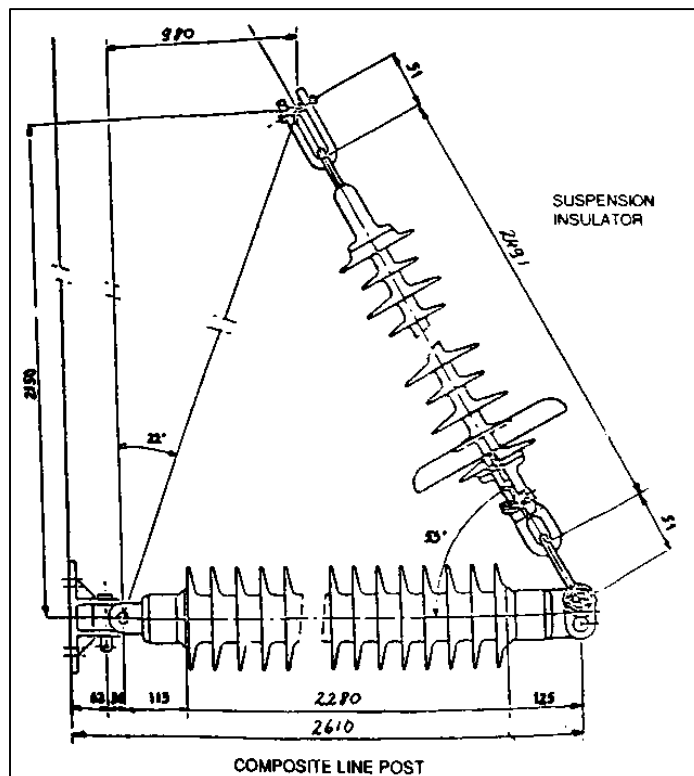


Figura N° 11: Aislador rígido de columna  
Fuente: Calculo y diseño de Línea.A.T.

### **2.5.1.3. Según las condiciones ambientales**

#### **a) Aislador estándar o normal**

Ideal en zonas de clima templado y razonablemente limpias sin contaminación.

#### **b) Aislador Anti- Fog o antiniebla**

Para zonas con ambientes contaminantes como costas, desiertos, industrias, etc. [14].

## **2.6. Torres o estructuras para las líneas.**

Su función es sostener a los conductores, aisladores y resistir la acción de las fuerzas longitudinales, transversales y verticales ejercidas por los conductores, cables de guarda y la acción del viento.

Generalmente son de acero, en su ensamble no se emplea soldadura, suelen montarse en el lugar de izado, se ensamblan mediante el apernado de perfiles o ángulos fabricados de acuerdo a un sistema tipo mecano [14].

El material utilizado para la construcción de las torres depende de las características geográficas, climatológicas, del lugar en el cual se va a construir y del factor económico [15].

### **2.6.1. Partes de una torre para líneas de transmisión.**

Se componen de las siguientes partes:

- Cable de guarda.
- Aislador, herrajes y cables.
- Crucetas.
- Cuerpo recto.
- Cuerpo piramidal.
- Cerramientos.
- Extensiones (patas).
- Uñas o cleats.

### **2.6.2. Tipos de estructuras**

Se dividen de acuerdo a su uso y a la cantidad de circuitos.

### 2.6.2.1. De acuerdo a la cantidad de circuitos:

La transmisión de la energía eléctrica se puede transmitir en uno o dos circuitos. [16].

#### a) Estructura de simple circuito

Conformada por dos crucetas a ambos lados de la torre, formando un circuito eléctrico [16].



*Figura N° 12: Estructuras de simple circuito de 220 kV*

Fuente: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfciq.5m/sources/bmfciq.5m.pdf>

#### b) Estructura de doble circuito

Configuradas con tres crucetas a cada lado de la torre.



*Figura N° 13: Estructura de doble circuito*

Fuente: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfciq.5m/sources/bmfciq.5m.pdf>

### 2.6.2.2. De acuerdo a su uso.

La transmisión de energía eléctrica se divide en suspensión, anclaje y remate.

**a) Estructura de suspensión – auto soportante**

Esta estructura solo transmite a las fundaciones su peso y el peso de los conductores en sentido vertical de la estructura [16].



*Figura N° 14: Estructura de suspensión línea 2 x 220 kV*

Fuente: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfciq.5m/sources/bmfciq.5m.pdf>

**b) Estructura de anclaje**

Se usa cuando los tramos rectos de la línea se extienden demasiado se instala este tipo de torre para evitar sobretensiones en la línea por efectos externos como viento o sobrepeso debido al hielo [16].



*Figura N° 15: Estructura de anclaje de línea 2 x 220 kV*

Fuente: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfciq.5m/sources/bmfciq.5m.pdf>

## 2.7. Accesorios para el conductor

Estos accesorios serán utilizados con el conductor seleccionado.

### 2.7.1. Varilla de armar o de protección:

Ofrece protección, evitando deterioros a los conductores sobre el cual van instaladas, daños tanto estáticos como mecánicos, por compresión, flexión, abrasión y por arco eléctricos [14].

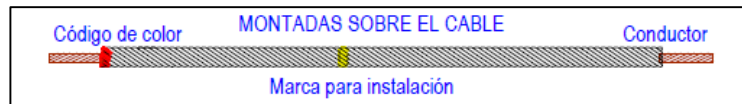


Figura N° 16: Varilla de armar

Fuente: GEDISA – General Distribuidora S.A.

### 2.7.2. Manguito de empalme y reparación

Empleado como complemento, cuando los hilos externos de un conductor se estropean durante el montaje o por el tiempo de vida y se requiere restituir o garantizar la continuidad eléctrica en el conductor deteriorado [14].



Figura N° 17: Manguito de empalme y reparación

Fuente: GEDISA – General Distribuidora S.A.

### 2.7.3. Amortiguadores

Evita que las vibraciones ocurran ininterrumpidamente, producidas en el conductor por el viento. Como el convencional (Stockbridge).

- **Amortiguador stockbridge**

Formado por un cable que porta un contrapeso en cada extremo y una grapa atornillada que puede fijarse a un conductor o un cable de tierra con la intención de amortiguar la vibración eólica [14].

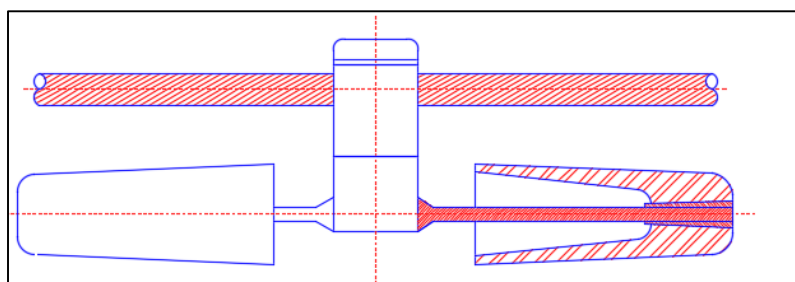


Figura N° 18: Amortiguador tipo vibración damper  
Fuente: Elaboración propia

#### 2.7.4. Accesorios para la cadena de aislador

Los accesorios para la cadena de aisladores tanto en suspensión como en anclaje, incluye grilletes, grapas de suspensión y anclaje, etc.

#### 2.7.5. Grilletes

Fija mecánicamente la cadena de aisladores al soporte o ménsula de la torre de transmisión.

Hecho de una barrera de acero cilíndrica doblada en forma de U con dos agujeros en sus extremos, por donde se introduce un pasador [14].



Figura N° 19: Grilletes para la cadena de aisladores  
Fuente: GEDISA – General Distribuidora S.A

#### 2.7.6. Grapas de suspensión y tipo pistola

Utilizadas para amarrar a los conductores de aluminio, aleación de aluminio y aluminio-acero. A la hora de instalar, se debe respetar el par de apriete recomendado, que esta estudiado para garantizar un deslizamiento superior al 95% de la carga de rotura del conductor y minimizar los esfuerzos

de compresión sobre el conductor unos límites aceptables [14].



*Figura N° 20: Grapas de suspensión*  
Fuente: GEDISA – General Distribuidora S.A



*Figura N° 21: Grapas tipo pistola*  
Fuente: GEDISA – General Distribuidora S.A

## **2.8. Estudio de mecánica de suelos**

Un estudio de suelos se realiza para saber qué tipos de suelos existen en la zona donde se va a construir alguna estructura, el nivel freático, en función a este estudio podremos definir un tipo de cimentación para la estructura.

## **2.9. Cimentaciones superficiales**

Según el RNE- 2006, la relación de profundidad / ancho ( $D_f/B$ ) es menor o igual a 5, donde  $D_f$  (profundidad de la cimentación) y  $B$  (diámetro de la misma), dentro de este tipo están las zapatas aisladas, conectadas y combinadas, plateas de cimentación y las cimentaciones continuas. [17].

## **2.10. Cimentaciones profundas**

Según el RNE – 2006, la relación de profundidad / ancho ( $D_f/B$ ) es mayor a 5, dentro de este tipo de cimentación están los pilotes y micropilotes,

pilares y cajones de cimentación. Son especiales para suelos expansivos y colapsables o suelos a erosión. [17].

### **III. CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

Estos criterios se toman en base a experiencias de proyectos ejecutados en el diseño de líneas de transmisión en el nivel de 220 kV, el Código Nacional de Electricidad, normas internacionales de la IEC, Reglamento Nacional de Edificaciones, etc.

#### **3.1. Criterios de la selección de la ruta**

Según el “*Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011*” [6], están normadas y tiene las siguientes consideraciones:

##### **3.1.1. Consideraciones generales**

Los siguientes criterios, se utilizan para el caso de rutas alternativas del trazo de la línea:

- Se tratará de reducir la longitud de la línea de transmisión, evitando pasar por zonas pobladas o de futuros asentamientos.
- Se deberá escoger una poligonal con el menor número de vértices y tramos rectos de gran longitud.
- Describir las condiciones existentes dentro de influencia del proyecto, indicando las posibles afectaciones ambientales por donde pasará el trazo.
- Ubicar las zonas protegidas y comunidades que pudiesen verse afectadas por el trazo.
- Se evitará pasar por zonas de reserva natural.
- Se evitará pasar por zonas de napa freática elevada o pantanos.
- Se respetará las especies endémicas de la flora en los desbosques de la faja de servidumbre.
- Se evitará el cruce de aeródromos
- Se evitará proximidad con zonas arqueológicas.

### **3.1.2. Consideraciones adicionales**

La entidad será responsable a la ejecución de la construcción de accesos y el reconocimiento de costos respectivos a sus posesionarios, para lo cual deberá ceñirse a las normas vigentes que corresponde:

- Gestión de los derechos de servidumbre y el pago de las compensaciones a los propietarios o posesionarios de los terrenos de la faja de servidumbre y de las vías de acceso.
- Obtención del CIRA (Certificación del Instituto Nacional de Cultura) – INC sobre afectación superficial a restos arqueológicos).
- Elaboración el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y la aplicación del plan de monitoreo ambiental durante la ejecución de la obra, además deberá tener la conformidad de las entidades públicas correspondientes en ambos casos.
- Elaboración de todos los estudios de ingeniería de gabinete y campo en todos los niveles requeridos y con aplicación de normas vigentes.
- Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de desbosque (desbosque de la faja de servidumbre) hasta su conformidad regional y compensación económica y reforestación según lo señale la autoridad competente.
- Obtención de la Concesión Provisional y Definitiva de transmisión eléctrica.
- Coordinar con las empresas concesionarias que estén desarrollando algún proyecto o que cuenten con instalaciones dentro del recorrido de la línea, o donde sea necesario realizar

trabajos para la conexión a las subestaciones que forman parte del alcance del presente proyecto.

- Coordinar con las empresas concesionarias de transmisión y/o distribución, comunicaciones u otros servicios y con todas aquellas que producto del trazo ocasiona cruces indeseados por encima.

### **3.2. Criterios de selección de los conductores de fase**

#### **3.2.1. Capacidad de transmisión**

Se tiene que verificar, para que no exista un calentamiento que origine la reducción de sus propiedades mecánicas a lo largo de su vida útil y se determina para las condiciones ambientales de las zonas de cualquier proyecto a ejecutar.

Para poder determinar la capacidad térmica del conductor en condiciones normales se debe basar en la “*IEEE Standard 738*” para el cálculo de la relación corriente-temperatura de conductores desnudos (International Electrical and Electronical Engineers- Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Conductors) [18].

#### **3.2.2. Niveles de interferencia y radiación**

Según el CNE – Utilización, se debe tomar los siguientes:

- El máximo gradiente superficial del conductor no debe superar los límites recomendados para prevenir problemas de ruidos audibles e interferencia con señales de radio y televisión, tomando en cuenta las características del conductor de la línea y la altitud de la misma.
- Los límites de radiaciones no ionizantes al límite de la faja de servidumbre, según el Anexo C4.2 del “*CNE – Utilización 2006*”. Ver Tabla N° 1

Tabla 1: Valores de Intensidad de Campo Eléctrico

Tipo de Exposición	Valor Máximo de la Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)
Poblacional	4,2
Ocupacional	8,3

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006

- El ruido audible al límite de la faja de servidumbre, para zonas residenciales según el Anexo C3.3 del “CNE-Utilización 2006”. Ver Tabla N° 2.

Tabla 2: Máximo ruido audible permitido

Zona de Aplicación	Máximo Ruido Audible Permitido (dBA)	
	Horario Diurno	Horario Nocturno
Zona de Protección especial	50	40
Residencial	60	50
Comercial	70	60
Industrial	80	70

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006

- Los límites de radio de interferencia deben cumplir con las siguientes normas internacionales:
  - IEC CISPR 18-1: “Descripción de fenómenos”.
  - IEC CISPR 18-2: “Métodos de medida y procedimiento de determinación de límites”.
  - IEC CISPR 18-3 “Código de práctica para minimizar la generación de ruido de radio”.

### 3.2.3. Caída de tensión

La máxima caída de tensión no debe de superar el 5% de la tensión entre los extremos emisor y receptor, para la capacidad nominal de las líneas eléctricas [18].

### 3.3. Criterios de selección del cable de guarda

Los principales criterios son:

- Verificar que exista una adecuada coordinación de la flecha del conductor elegido en relación con la flecha de los conductores

de fase, de manera tal que se eviten acercamientos peligrosos, que deriven en descargas entre conductores a mitad de vano.

- Se debe tener en cuenta que para los grados de protección de los cables de guarda frente a descargas atmosféricas cuanto menor sea el ángulo de apantallamiento del cable de guarda respecto a los cables de fase mejor será la protección que ofrezca. Igualmente, a mayor altura de la estructura menor debe ser el ángulo de apantallamiento. [18]. Ver Tabla 3.

Tabla 3: Ángulos de apantallamiento según la altura de la estructura

Altura de la estructura (m)	Ángulo de apantallamiento máximo recomendado*
28	30°
30	26°
35	21°

Fuente: *Design Manual for High Voltage Transmission Lines* -R.U.S.- U.S.D.

### 3.4. Criterios de selección del aislamiento

#### 3.4.1. Niveles de aislamiento de la línea

Según la Norma IEC 60071-1 “los niveles de aislamiento asociados con la máxima tensión del sistema son las siguientes”:

- Tensión de operación nominal: 220 kV.
- Tensión máxima de operación: 245 kV.
- Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico: 1050 kV pico.
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz: 460 kV eficaz.

“Estos valores deben ser corregidos de acuerdo a la altitud, temperatura y humedad de cada zona, a nivel del mar (con una presión atmosférica de 101,3 kPa)”. [18].

#### 3.4.2. Criterios de diseño del aislamiento

“Se considera los siguientes aspectos”:

- Verificar el nivel de aislamiento necesario y las distancias en aire frente a sobretensiones atmosféricas, por maniobra y frecuencia industrial.
- Verificar la longitud de la línea de fuga del aislamiento de acuerdo con el nivel de contaminación de las zonas por las que atraviesa la línea.
- Verificar la resistencia mecánica de los aisladores utilizados. [18].

### 3.5. Criterios de selección de la estructura

Se deben cumplir los siguientes criterios:

- ✓ Mantener la distancia de seguridad mínima que debe existir entre los conductores de fase y los elementos puestos a tierra en la estructura de soporte, considerando el ángulo de oscilación máximo de las cadenas de aisladores. Tomar en cuenta las distancias eléctricas mínimas para las sobretensiones de impulso, maniobra y a frecuencia industrial (60 Hz). [18]
- ✓ Mantener la distancia de seguridad mínima que debe existir entre los conductores de fase a mitad de vano, a fin de evitar acercamientos excesivos que provoquen descargas entre los mismos.
- ✓ Mantener las distancias de seguridad mínimas de los conductores de fase al terreno y a instalaciones cercanos a la línea de transmisión, cables de guarda.
- ✓ Según el tipo y función de la estructura su dimensionamiento debe considerar las condiciones de carga que correspondan, a partir de los esfuerzos originados por:
  - El peso de los conductores de fase y los cables de guarda, los aisladores y sus accesorios, el peso propio de la torre y las cargas durante la fase de montaje y mantenimiento.

- La presión transversal del viento sobre los conductores, los aisladores y accesorios.
- La fuerza transversal de los conductores de fase y los cables de guarda originada por el cambio de dirección de la línea, en el caso de estructuras de ángulos.
- La tracción longitudinal de los conductores de fase y los cables de guarda, en el caso de estructuras de anclaje y terminales, así como la presión longitudinal del viento (en el sentido del eje de la línea).

### **3.6. Criterio de selección de puesta a tierra**

#### **3.6.1. Criterios generales**

*“Se debe considerar los siguientes aspectos” [18]:*

- En la selección del cable de guarda, el diseño de las puestas a tierra en línea debe responder a un análisis integral del comportamiento de la línea frente a descargas atmosféricas.
- El comportamiento de la línea frente a descargas atmosféricas está determinado por la impedancia a tierra individual de las estructuras de la línea.
- La puesta a tierra debe mantener un valor adecuado de las tensiones de toque y de paso en zonas transitadas por personas o animales domésticos.
- Esta resistencia no debe exceder los 25 ohms en puestas a tierras individuales.

#### **3.6.2. Configuraciones de puesta a tierra**

*“Según el nivel de resistividad del terreno, son las que se indican a continuación” [18]:*

- Varillas de puesta tierra, donde las condiciones del terreno hacen factible y económico su uso para alcanzar el valor objetivo de resistencia a tierra.
- Contrapesos horizontales enterrados en dirección longitudinal al eje de la línea donde esta alternativa resulte más conveniente o donde no sea factible el empleo de varillas. Ubicar el contrapeso alrededor de la estructura con el fin de reducir las tensiones de toque y de paso en zonas transitadas.
- Configuraciones mixtas con varillas y contrapesos, contrapesos tipo platina de cobre, o puestas a tierra capacitivas, en casos de suelos con resistividades elevadas.

### **3.7. Criterios para la distancia de seguridad vertical**

Para determinar las distancias verticales se toma de lo señalado en el CNE – Suministro 2011 y se refiere a las distancias de los conductores sobre el nivel del piso, de acuerdo al nivel de tensión y se debe considerar el ajuste correspondiente a la altitud de las instalaciones [6].

### **3.8. Criterios de diseño mecánico**

#### **3.8.1. Carga debida al viento**

Según el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, en la sección 250 C, *“se reconocen tres zonas de carga (A, B y C) y cuatro áreas de carga dependientes de la altitud (0, 1, 2 y 3) las presiones sobre los conductores, las estructuras de soporte y aisladores, la presión máxima de viento en dirección a la superficie proyectada, se calculan mediante la fórmula siguiente”*:

$$P_v = K \times V^2 \times S_f$$

Donde:

$P_v =$  Carga en Newtons o Pa.

$K =$  Constante de presión.

Para elevaciones  $K$  tiene los siguientes valores:

$K = 0,613$  para elevaciones hasta 3000 m. s. n. m.

$K = 0,645$  elevaciones mayores de 3000 m. s. n. m.

$V =$  Velocidad del viento en m/s.

$S_f =$  Factor de forma.

$S_f$  tiene los siguientes valores según reglas 252.B.2.a y 252.B.2.c.

$S_f = 1,0$  para conductores y aisladores.

$S_f = 3,2$  para estructuras en celosía.

$A =$  Área proyectada en  $m^2$ .

Para la máxima velocidad del viento en las diferentes zonas de carga son:

Tabla 4: Viento, hielo y temperatura para las áreas de carga 1, 2 y 3.

Zona de carga	Área 0 elevacion menor de 3000 m.s.n.m	Área 1 elevacion 3000-4000 m.s.n.m	Área 2 elevacion 4001-4500 m.s.n.m	Área 3 elevacion a partir de 4500 m.s.n.m
<b>Caso de Sólo viento</b> Velocidad horizontal del viento Temperatura °C	26 m/s (94 km/h) 10 °C	29 m/s (104 km/h) 5 °C	31,5 m/s (113 km/h) 0 °C	33,5 m/s (120 km/h) -5 °C
<b>Caso de Sólo hielo</b> Grosor radial del hielo mm Temperatura	No hay 10 °C	6 mm 0 °C	25 mm - 5 °C	50 mm - 10 °C
<b>Caso combinado de hielo y viento</b> Grosor radial del hielo Velocidad horizontal del viento Temperatura	No hay 14 m/s (50 km/h) 5 °C	3 mm 14,5 m/s (52 km/h) 0 °C	12 mm 15,5 m/s (56 km/h) - 5 °C	25 mm 17 m/s (61 km/h) - 10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

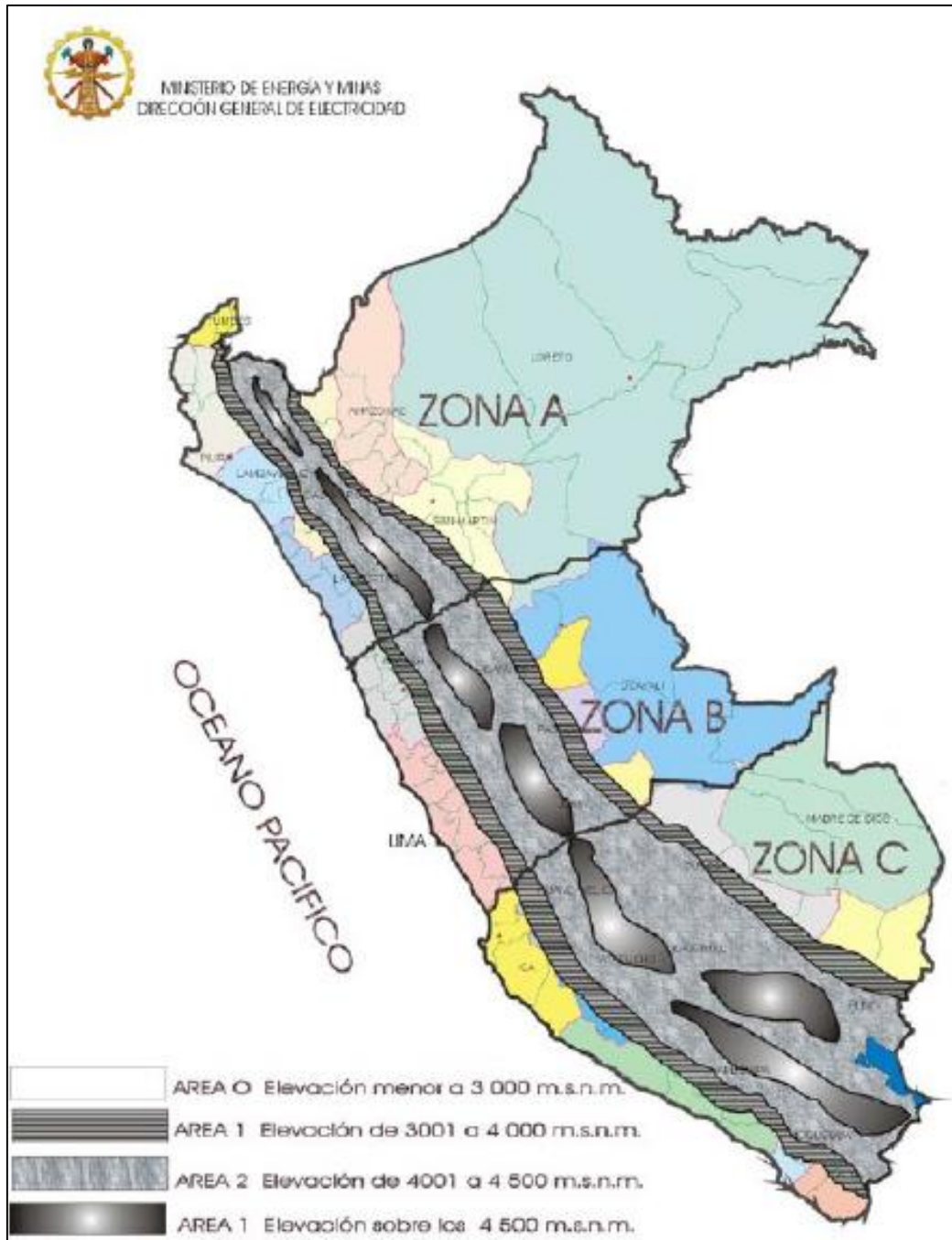


Figura N° 22: Ubicación de las zonas de carga en el Perú  
Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

### 3.8.2. Hipótesis de carga del conductor

“Se consideran las siguientes hipótesis de acuerdo a las condiciones ambientales como temperatura, velocidad del viento y carga de hielo de las zonas” [18] [6]:

- **Hipótesis N° 1: Tensión de cada día (EDS)**

En esta hipótesis se considera la temperatura media en °C, la presión del viento (Pa o kg/cm<sup>2</sup>) y el esfuerzo de trabajo (18% de carga rotura final).

La temperatura media es la condición de la zona.

- **Hipótesis N° 2: Viento máximo**

Se considera la temperatura y presión del viento (km/h) de acuerdo a las áreas de carga de la zona del CNE – Suministro tabla 250 -1-B.

Según la regla 261.H.1.a, se verifica que el esfuerzo máximo del conductor, no debe superar o ser mayores al 60% de su resistencia a la rotura nominal, aplicando el factor de sobrecarga correspondiente.

- **Hipótesis N° 3: Solo hielo**

Se considera la temperatura media de la zona de ubicación del proyecto, la presión del viento (km/h), el espesor de hielo (de acuerdo al área de carga del CNE – Suministro), con un esfuerzo de trabajo <60% de carga de rotura.

- **Hipótesis N° 4: Viento medio y hielo**

Se considera la temperatura, presión del viento, espesor de hielo de acuerdo al área de carga para caso combinado de hielo y viento, con un espesor de trabajo: <60% de carga de rotura.

- **Hipótesis N° 5: Temperatura máxima (Flecha máxima)**

Se considera la temperatura máxima de 75°C + el efecto CREEP (considerar de forma separada), la temperatura máxima es la del conductor.

### 3.8.3. Árboles de cargas de estructuras

#### 3.8.3.1. Vano:

Los vanos para las áreas de cargas de estructuras son 3 [18]:

- **Vano lateral:** *“El vano más largo admisible de los adyacentes a la estructura, que determinan las dimensiones geométricas”.*
- **Vano viento:** *“La semisuma de las longitudes adyacentes”.*
- **Vano peso:** *“La carga vertical que ejercen los conductores sobre la estructura en sus puntos de amarre dividida por la carga unitaria vertical del conductor”.*

#### 3.8.3.2. Hipótesis de carga del cálculo de las estructuras

*“Las hipótesis para las estructuras metálicas en celosía son las siguientes”:* [18].

##### A. Estructuras de suspensión

###### 1. Hipótesis A: Viento máximo transversal.

- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, sobre conductores, cables de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.
- Conductores y cables de guarda intactos.

Corresponde una presión de viento máximo y temperatura de acuerdo al área de carga.

**2. Hipótesis B:** Viento máximo a 45°

- Presión de viento máximo a 45° con respecto al eje de la línea, sobre conductor, cables.
- de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo a 45 °C sobre la estructura.
- Conductores y cables de guarda intactos.

Temperatura = 5 °C.

**3. Hipótesis C:** Condición de sólo hielo

Presión de viento, máximo espesor de manguito de hielo y conductores y cables de guarda intactos.

**4. Hipótesis D:** Condición de viento medio y hielo

Presión de viento, temperatura, espesor de manguito de hielo medio y Conductores y cables de guarda intactos.

**5. Hipótesis E, F y G:** Rotura de conductor de fases superior, intermedia e inferior alternadamente (uno por vez).

En torres de simple terna triangular: rotura de fase superior, fase inferior izquierda y fase inferior derecha alternadamente (uno por vez).

**6. Hipótesis H:** Rotura de cable de guarda OPGW

- Presión de viento = 0 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura media = 12 °C.
- Conductores de fase y el otro cable de guarda intactos.
- Rotura de un cable de guarda; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente.

## 7. **Hipótesis I:** Tendido de Conductor

Presión de viento, Temperatura media.

- Tendido de conductor con EDS inicial, que permitirá verificar las cargas verticales sobre la cruceta.
- La carga vertical será igual a 2 veces el vano gravante, más el peso de aisladores y herrajes, más 250 o 300 kg por peso de operarios con sus herramientas.

## 8. **Hipótesis J:** Tendido de cable de guarda OPGW

- Presión de viento = 0 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura media = 12 °C.
- Tendido de cables de guarda en condición EDS.
- La carga vertical será igual a dos veces el vano gravante, más 250 kg por peso de operarios más herramientas.

## B) **Estructuras de Anclaje Angular**

### 1. **Hipótesis A:** Viento máximo transversal

- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea aplicado sobre conductores de fase, cables de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.
- Conductores de fase y cables de guarda intactos.  
Temperatura = 5 °C.  
Presión de viento máximo = 104 km/h.

### 2. **Hipótesis B:** Condición de arranque (tiro hacia arriba)

- Tiro hacia arriba, en arranque (vano gravante negativo).

- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.
- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea aplicado sobre conductores de fase, cables guarda y aisladores.
- Conductores de fase y cables de guarda intactos.  
Temperatura = 5 °C.

**3. Hipótesis C:** Condición de sólo hielo

- Presión de viento = 0 kg/m<sup>2</sup>.
- Máximo espesor de manguito de hielo.
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos.

**4. Hipótesis D:** Condición de viento medio y hielo

- Presión de viento
- Espesor de manguito de hielo medio.
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos.

**5. Hipótesis E, F y G:** Rotura de fases superior, inferior derecha e inferior izquierda alternadamente (uno por vez).

- Presión de viento y temperatura media.
- Rotura de fase superior, fase inferior izquierda y fase inferior derecha alternadamente (uno por vez).
- No se considera reducción de tiro longitudinal.

**6. Hipótesis I:** Tendido de conductor.

- Presión de viento y temperatura media.
- El tendido se efectuará en condición EDS inicial.
- La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más el componente vertical por tendido de conductor (30° respecto a la

horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

**7. Hipótesis J:** Tendido de cables de guarda.

- Presión de viento = 0 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura media = 12 °C.
- El tendido se efectuará en condición EDS del cable de guarda.

**C) Estructuras de Anclaje Angular y Terminal**

**1. Hipótesis A:** Viento máximo transversal.

- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea sobre conductores, cables de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.

**2. Hipótesis B:** Condición de arranque (tiro hacia arriba).

- Presión de viento máximo transversal sobre conductores, cables de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.
- En condición de arranque, se considera vano gravante negativo.

**3. Hipótesis C:** Condición de sólo hielo

- Presión de viento = 0 kg/m<sup>2</sup>.
- Máximo espesor de manguito de hielo.
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos.

4. **Hipótesis D:** Condición de viento medio y hielo
  - Presión de viento =  $0 \text{ kg/m}^2$ .
  - Espesor de manguito de hielo medio.
  - Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos.
5. **Hipótesis E, F y G:** Rotura de fase superior, inferior derecha e inferior izquierda alternadamente (uno por vez).
  - Presión de viento =  $0 \text{ kg/m}^2$ .
  - Temperatura media =  $12 \text{ }^\circ\text{C}$ .
  - Rotura de conductor de fase superior, fase inferior izquierda y fase inferior derecha alternadamente (uno por vez).
6. **Hipótesis H:** Rotura de cable de guarda OPGW
  - Presión de viento medio =  $0 \text{ kg/m}^2$ .
  - Temperatura media =  $12 \text{ }^\circ\text{C}$ .
  - Rotura de un cable de guarda, en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente.
7. **Hipótesis I:** Tendido de conductor.

Considerar: Presión de viento, la temperatura media, el tendido del conductor se efectuará en condición EDS inicial.
8. **Hipótesis J:** Tendido de cables de guarda OPGW
  - Presión de viento y temperatura media.
  - El tendido se efectuará en condición EDS del cable de guarda.

### 3.8.3.3. Factores de sobrecarga

Según el CNE - Suministro 2011, “*los factores de sobrecargas para estructura, crucetas, herrajes de*

*soporte, retenidas, cimentaciones y anclajes*”. Se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5: Factores de sobrecarga

	Grado B	Grado C
<b>Cargas de la Regla 250.B</b>		
<b>Cargas verticales</b>	1,50	1,90
<b>Carga transversales</b>		
Viento	2,50	2,20
Tensión del alambre	1,65	1,30
<b>Cargas Longitudinales</b>		
<b>En lo cruces</b>		Ningún requerimiento
En general	1,10	1,30
En los amarres (anclajes)	1,65	
<b>En cualquier lugar</b>		Ningún requerimiento
En general	1,00	1,30
En los amarres	1,65	
<b>Cargas, Regla 250.C</b>	1,00	1,00

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

#### 3.8.3.4. Factores de resistencia por estructura

Según el Código Nacional de Electricidad (Tabla 261-1 A) “*establece los valores de sobrecarga para los grados de construcción que deberán ser utilizados*”:

Tabla 6: Factores de resistencia

	Grado B	Grado C
<b>Factores de resistencia para ser utilizados con cargas de la Regla 250.B</b>		
Estructuras de metal y concreto pretensado	1,0	1,00
Estructuras de madera y concreto armado	0,65	0,85
Herraje de soporte	1,0	1,0
Alambre de retenida	0,9	0,9
Anclaje y cimentaciones de retenida	1,0	1,0
<b>Factores de resistencia para ser utilizados con cargas de la Regla 250.C</b>		
Estructuras de metal y concreto pretensado	1,0	1,0
Estructuras de madera y concreto armado	0,75	0,75
Herraje de soporte	1,0	1,0
Alambre de retenida	0,9	0,9
Anclaje y cimentaciones de retenida	1,0	1,0

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

#### IV. METODOLOGÍA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

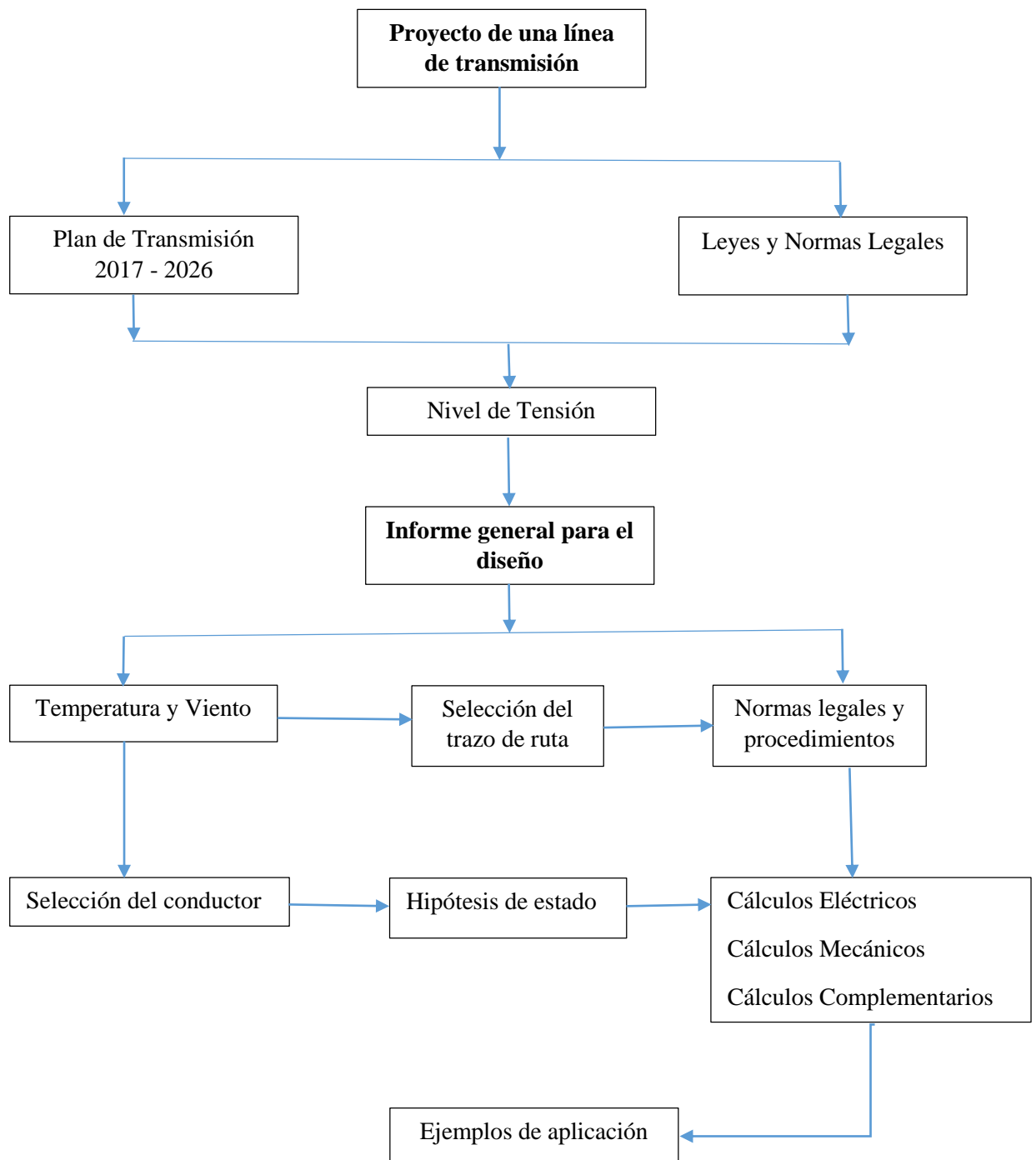


Figura N° 23: Esquema metodológico para una línea de transmisión  
Fuente: Elaboración propia

#### 4.1. Plan de Transmisión 2017 – 2026

Según la “Propuesta definitiva de actualización del plan de transmisión 2017 - 2026”. Se destaca en la expansión de las líneas de transmisión, la cual permitirán la atención de la demanda de las zonas de carga y la conexión de proyectos de generación, estas líneas incrementarán la confiabilidad del sistema nacional.

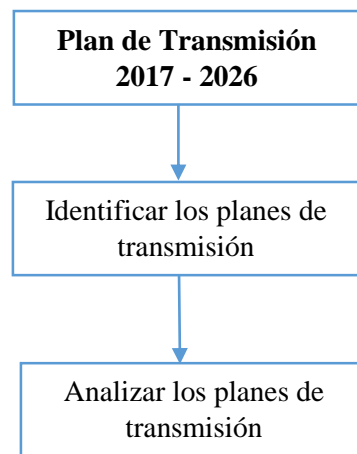


Figura N° 24: Esquema metodológico del Plan de Transmisión  
Fuente: Elaboración propia

##### 1) Identificación de los planes de transmisión

Se identifican dos planes que son: El Plan Vinculante y el Plan de Transmisión de Largo Plazo.

##### 2) Análisis de los planes de transmisión

###### a) Plan de Largo Plazo 2026

Estas obras de transmisión deberán de estar en servicio antes del año 2026, desde un enfoque estratégico se definen las características principales del sistema, los niveles de tensión.

###### b) Plan Vinculante o año intermedio 2022

Se determina que parte del plan de largo plazo se llevará a cabo como Plan vinculante, cuyas actividades deben de iniciarse dentro del periodo de vigencia del Plan de Transmisión, es decir entre los años 2017 – 2018 y deberán concluirse antes del 2022.

## 4.2. Leyes y Normas Legales

- Código Nacional de Electricidad Suministro – 2011
- Código Nacional de Electricidad Utilización – 2006
- 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)
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- Reglamento Nacional de Edificaciones 2006

## 4.3. Nivel de Tensión

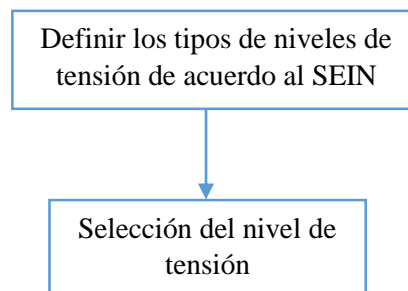


Figura N° 25: Esquema de flujo del Nivel de Tensión

Fuente: Elaboración propia

### 1) Tipos de niveles de tensión de acuerdo al SEIN

Según el CNE – Suministro 2011, en la sección 0.17 A indica los siguientes valores existentes para cada nivel de tensión.

Tabla 7: Tipos y Nivel de Tensión

Tipo de Tensión	Nivel de Tensión
<b>Baja Tensión (V)</b>	380/220
	440/220
<b>Media Tensión (kV)</b>	20,0
	22,9
	33
	22,9/13,2
	33/19
<b>Alta Tensión (kV)</b>	60
	138
	220
<b>Muy Alta Tensión (kV)</b>	500

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

## 2) Selección del nivel de tensión

Un nivel de tensión está en función de la demanda, de acuerdo a cuanta energía eléctrica se requiere transportar desde un punto A hasta un punto B.

### 4.4. Informe general para el diseño

#### 4.4.1. Temperatura y viento

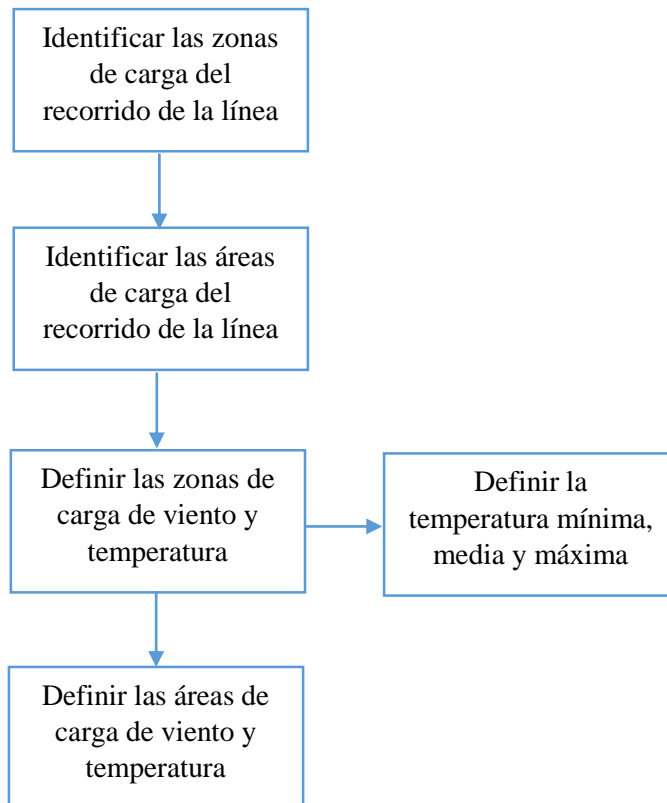


Figura N° 26: Esquema metodológico de temperatura y viento

Fuente: Elaboración propia

#### 1. Identificación de las zonas de carga.

Según el CNE – Suministro 2011, existen tres zonas de cargas generales:

- Zona A – Ligera
- Zona B – Regular
- Zona C – Fuerte

## 2. Identificación de las áreas de carga

Según el CNE – Suministro 2011, existen cuatro áreas de carga dependientes de la altitud superpuestas en estas zonas, denominadas como:

- Área 0 - menor de 3 000 m.s.n.m.
- Área 1 - de 3 000 a 4 000 m.s.n.m.
- Área 2 - de 4 001 a 4 500 m.s.n.m.
- Área 3 - sobre los 4 500 m.s.n.m.

## 3. Definición de las zonas de carga de viento y temperatura.

Según el CNE – Suministro 2011, identifica la siguiente la tabla 250-1-A.

*Tabla 8: Zonas de carga para viento y temperatura*

Zona de carga	A Ligera	B Regular	C Fuerte
Velocidad horizontal del viento	19,5 m/s (70 km/h)	22,2 m/s (80 km/h)	25 m/s (90 km/h)
Temperatura ° C	20 °C	15 °C	10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

## 4. Definición de las temperaturas.

Las temperaturas máximas y mínimas están establecidas por el SENAMHI y la temperatura media está asociada por el CNE – Suministro, de acuerdo a la zona de carga por distintas alturas sobre el nivel del mar.

Se debe de tener en cuenta lo siguiente: “Que pueden presentarse casos especiales donde las condiciones climatológicas extremas sean diferentes a las indicadas en este Código. Podrán utilizarse valores diferentes siempre y cuando se disponga del sustento técnico de un estudio de ingeniería reconocido por los años de experiencia suficientes para garantizar la vida de la instalación dentro de los estándares internacionales”. [6].

## 5. Definición de las áreas de carga viento, hielo y temperatura.

Tabla 9: Zonas de área y carga para viento y temperatura

Zona de carga	Área 0 elevación menor de 3000 m.s.n.m	Área 1 elevación 3000-4000 m.s.n.m	Área 2 elevación 4001-4500 m.s.n.m	Área 3 elevación a partir de 4500 m.s.n.m
<b>Caso de Sólo viento</b> Velocidad horizontal del viento Temperatura ° C	26 m/s (94 km/h) 10 °C	29 m/s (104 km/h) 5 °C	31,5 m/s (113 km/h) 0 °C	33,5 m/s (120 km/h) -5 °C
<b>Caso de Sólo hielo</b> Grosor radial del hielo mm Temperatura	No hay 10 °C	6 mm 0 °C	25 mm - 5 °C	50 mm - 10 °C
<b>Caso combinado de hielo y viento</b> Grosor radial del hielo Velocidad horizontal del viento Temperatura	No hay 14 m/s (50 km/h) 5 °C	3 mm 14,5 m/s (52 km/h) 0 °C	12 mm 15,5 m/s (56 km/h) - 5 °C	25 mm 17 m/s (61 km/h) - 10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

#### 4.4.2. Selección de la ruta

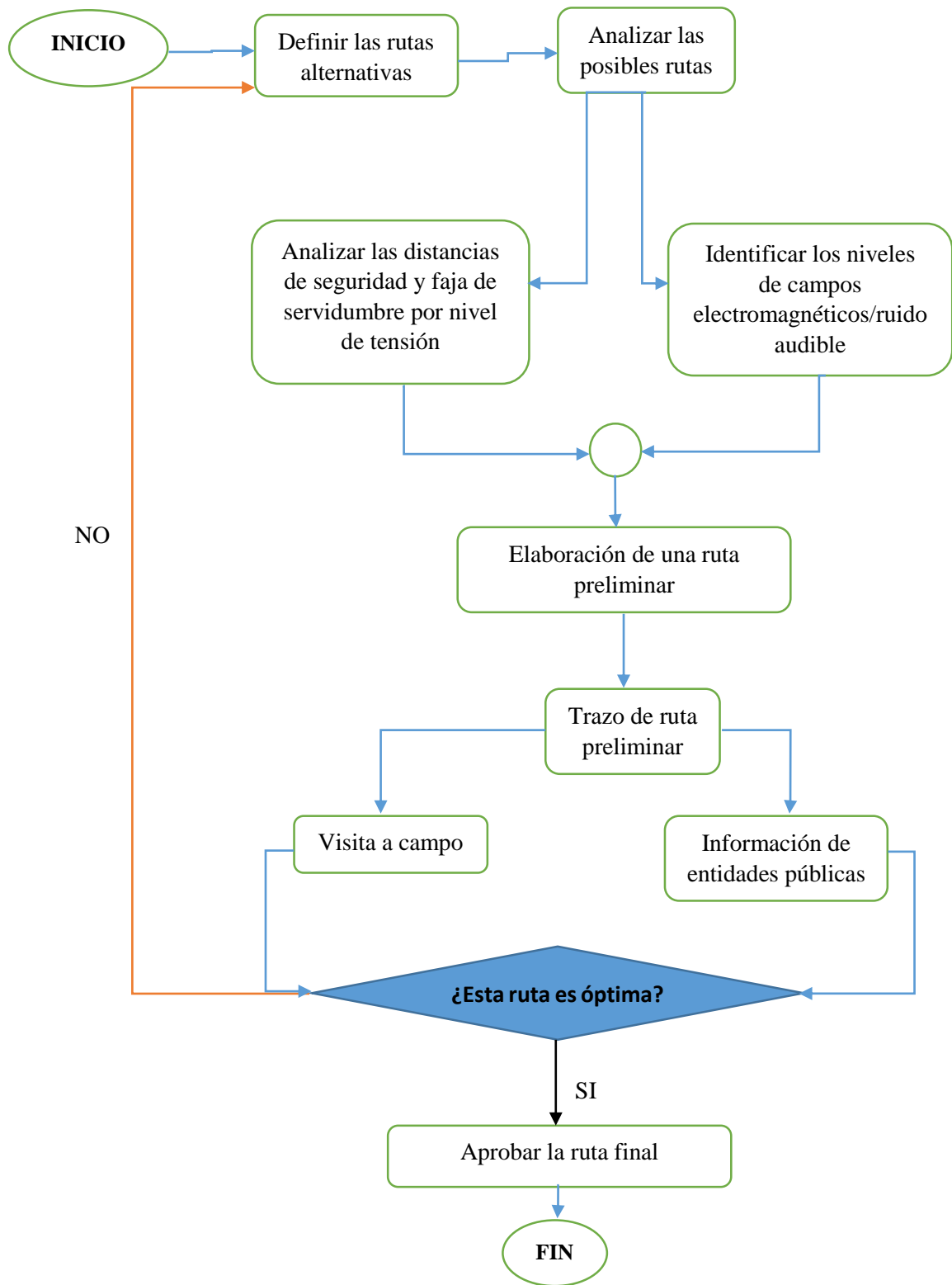


Figura N° 27: Diagrama de flujo de la selección de la ruta  
Fuente: Elaboración propia

## 1. Definición de rutas alternativas.

Ubicada la zona para el proyecto del punto A al punto B que se van a conectar, se podría trazar una línea recta, pero en el camino nos encontramos con diferentes obstáculos, entonces se procede a definir rutas alternativas, las cuales deben ser evaluadas para decidir la mejor opción. Se deben de evaluar por lo menos 3 rutas.

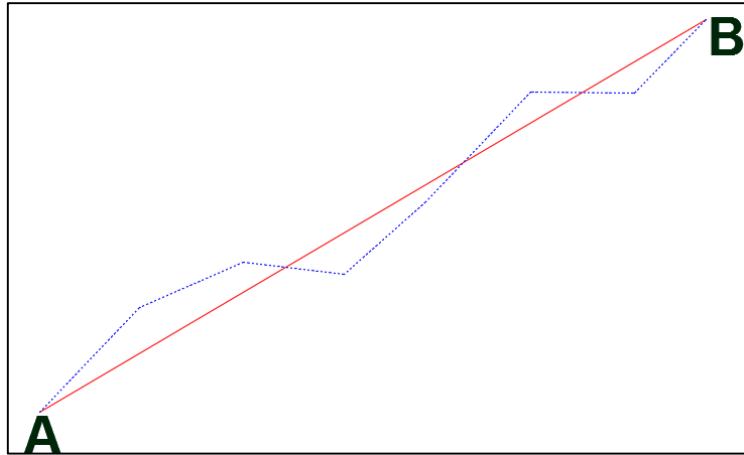


Figura N° 28: Selección de la ruta entre dos puntos  
Fuente: Elaboración propia

Se necesita de las siguientes herramientas:

- **Cartas topográficas digitalizadas.**

Para estas diferentes alternativas de rutas, se necesita identificar los puntos inicial y final. Se procede a dibujar un trazo preliminar ubicando vértices a escala de 1:50 000. Con este trazo se podrá identificar los siguientes obstáculos como: ríos, poblaciones, montañas, carreteras, áreas protegidas, etc.

- **Google Earth**

Este software de uso gratuito permitirá dibujar las alternativas de rutas, el cual identificará los obstáculos.

## 2. Análisis de las rutas alternativas

En el diseño de una línea de transmisión se deben evaluar criterios como: económico, técnico y ambiental.

Evaluar paralelismo con otras líneas de transmisión, distribución, los tipos de suelos en el recorrido de la línea, niveles de contaminación de la zona, carreteras existentes, y áreas restringidas, etc.

### 3. Análisis de las distancias de seguridad y la faja de servidumbre

Estas distancias de seguridad y las fajas de servidumbre están normadas según el nivel de tensión de las líneas en el CNE – Suministro 2011.

Tabla 10: Servidumbre según el nivel de tensión

Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)
10 - 15	6
20 - 36	11
50 - 70	16
115 - 145	20
220	25
500	64

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

En base a las normas, se considera como distancias mínimas de seguridad del conductor a cruces de la línea, los siguientes valores principales:

Tabla 11: Mínimas distancias verticales según el nivel de tensión

Descripción de las mínimas distancias verticales	Nivel de tensión (kV)			
	50 - 60	138	220	500
	< = 3000 msnm			<= 1000 msnm
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	9,4	10,50	11,0	13,5
Al cruce de carreteras y avenidas	7,6	8,1	8,5	12,0
Al cruce de calles	7,6	8,1	8,5	12,0
Al cruce de calles y caminos rurales	7,6	8,1	8,5	12,0
A lo largo de carreteras y avenidas	7,0	8,1	8,5	12,0
A lo largo de calles	7,0	8,1	8,5	12,0
A lo largo de calles y caminos rurales	7,0	8,1	8,5	11,0
A áreas no transitadas por vehículo	5,5	6,6	7,0	9,0
Sobre el nivel más alto de río no navegable	7,0	7,5	8,0	11,5
A terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	7,0	8,1	8,5	11,0

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

### 4. Aplicación de niveles de campos electromagnéticos y ruidos audibles

En la selección de la ruta se debe tener en cuenta los valores máximos de exposición a campos electromagnéticos y ruidos audibles, que están normadas en el Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006.

Tabla 12: Valor máximo de la intensidad de campo eléctrico

Tipo de Exposición	Valor Máximo de la Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)
Poblacional	4,2
Ocupacional	8,3

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006

Tabla 13: Valores máximo de ruido audible permitido

Zona de Aplicación	Máximo Ruido Audible Permitido (dBA)	
	Horario Diurno	Horario Nocturno
Zona de Protección especial	50	40
Residencial	60	50
Comercial	70	60
Industrial	80	70

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006

Tabla 14: Valores máximo de la densidad de flujo magnético

Tipo de Exposición	Valor Máximo de la Densidad de Flujo Magnético ( $\mu\text{T}$ )
Poblacional	83,3
Ocupacional	416,7

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006

## 5. Elaboración y aprobación del informe de ruta preliminar

Con los resultados anteriores, se propone a elaborar una ruta preliminar óptima.

## 6. Trazo de la ruta seleccionada

Se necesita tener la información de la carta topográfica y el informe aprobado, para ubicar los vértices y la ruta de la línea, se pueden usar softwares para obtener una ruta preliminar.

## 7. Realización de la visita de campo

Con el trazo de la ruta seleccionada, se deberá realizar inspecciones visuales de campo a lo largo de la ruta pre-establecida para identificar los vértices y corroborar la existencia de los obstáculos y posibles nuevos obstáculos que se presenten en el proyecto y que puedan afectarlo.

Durante la visita se necesitará de un equipo (GPS), las coordenadas obtenidas serán necesarios para la simulación del diseño de la línea mediante un programa de computadora. En la siguiente imagen se presenta un ejemplo de vértices obtenidos con el GPS.

Vértice	Este	Norte
V0	494481	8336442
V1	5034534	8324066
V2	540155	8298576
V3	558732	8284820
V4	574070	8272113
V5	580746	8258529
V6	599261	8243855
V7	620557	8228782
V8	634286	8210567
V9	678112	8196010
V10	698455	8186877
V11	709241	8181910

Figura N° 29: Vértices de ruta obtenidos con GPS

Fuente: Elaboración propia

## 8. Información de entidades públicas

Coordinar con las empresas gubernamentales como el Ministerio de Transportes y Comunicaciones, Municipalidades provinciales, Ministerio de agricultura, empresas de energía (Electronorte SAC), etc.

Con el fin de que, si puedan incidir en la construcción de la línea de transmisión, tales como proyectos de carreteras que estén ejecutando o por ejecutar, ampliaciones de redes eléctricas, zonas agrícolas, arqueológicas, etc.

## 9. Documentación y aprobación de la ruta final

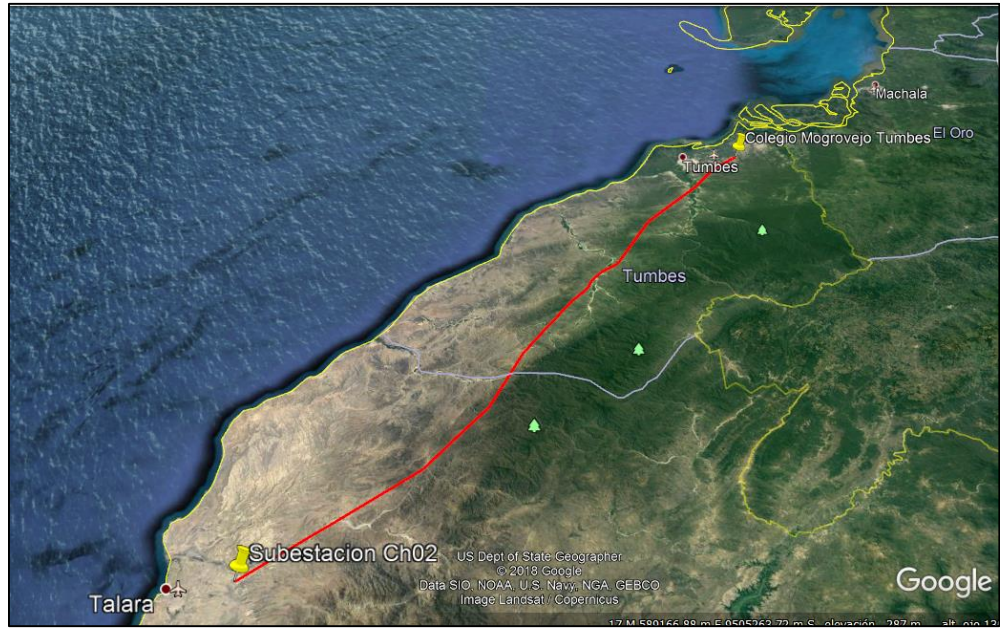
Elaborar la documentación de la ruta final seleccionada mediante una memoria descriptiva conjuntamente con los planos.

## 10. Ejemplo de aplicación de selección de ruta

Asumiremos que la zona está ubicada en una subestación en Piura y queremos transportar energía hasta el Colegio Mogrovejo ubicado en Tumbes.

### a) Alternativa 01

Se encuentra en una zona agrícola, partes de tramos con viviendas de adobe semiurbana en esta parte de la zona es arrocera y tiene cultivos de papa, donde se presenta dificultades para los trabajos de servidumbre.



*Figura N° 30: Alternativa 01 de la selección de ruta*

Fuente: Elaboración propia

**b) Alternativa 02**

En esta zona se encuentra en escasos terrenos con pastizales, árboles con una altura de 4 metros y tiene accesos a carreteras de trocha carrozable, aquí los inconvenientes serán mínimos para los trabajos de servidumbre. En varios sectores del tramo, no se observó terrenos con agua o suelos blandos que requieran cimentaciones especiales.



*Figura N° 31: Alternativa 02 de la selección de ruta*

Fuente: Elaboración propia

### c) Alternativa 03

En esta parte de la zona atraviesa muchas zonas de cultivo, además atravesaría zonas urbanas y zona arqueológica. El tipo de suelo es arcilloso y pedregoso.

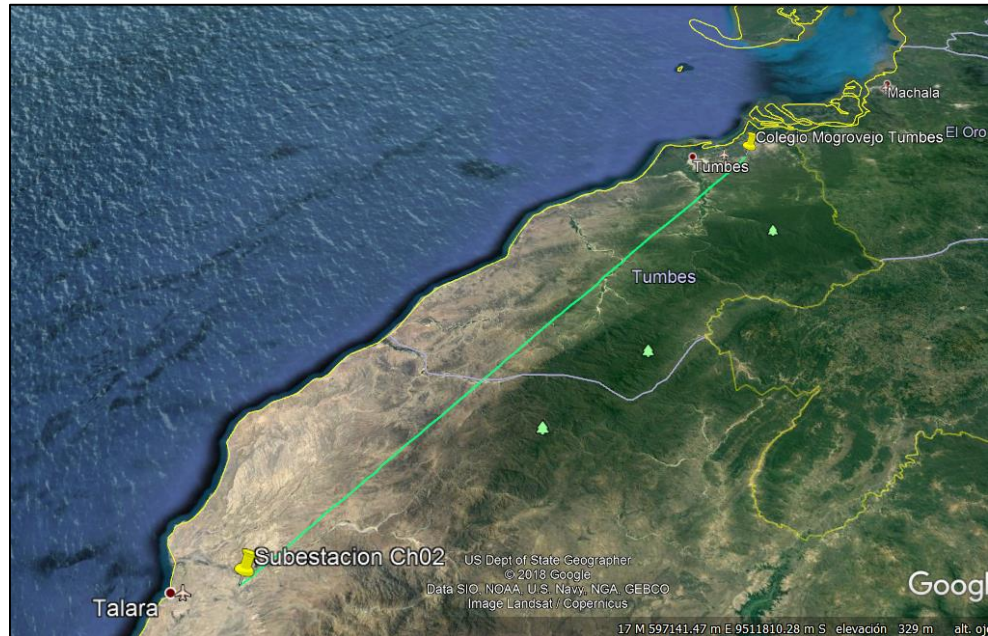


Figura N° 32: Alternativa 03 de la selección de ruta  
Fuente: Elaboración propia

### d) Resultado

En los siguientes cuadros, se muestra la relación de afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectadas por el paso de la Línea de Transmisión 220 kV SE Piura – SE Colegio Mogrovejo de Tumbes. Estos cuadros pertenecen a las 3 rutas alternativas, de la cual se elegirá una la que presente menores inconvenientes en tiempo de proceso de ejecución de la obra, menores vértices y menor costo por km de la servidumbre.

Tabla 15: Relación de Afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectados por el paso de la L.T 220 KV SE Piura - SE Colegio Mogrovejo Tumbes – Alternativa 01

Expte. N°	Nombre y Apellidos del Propietario ó Posesionario - Alternativa 01	Condición del Conductor		Compensación por Servidumbre										Indemnización por Daños y Perjuicios				Valorización Total (S./) (5) + (6)		
		Prop.	Pos.	Area de Aires				(2) Area de Base de Torre	Valorización de Servidumbre						Tipo de Cultivo o plantación	Metrado Arboles Unidades	Precio Unitario por m <sup>2</sup>		(6) Valorización (S./)	
				Longitud (m)	Progresiva (m)	Ancho (m)	Area (m <sup>2</sup> ) (1)		Aires m2			Base de Torre								(5) Valorización (S./) (3) + (4)
									(1)-(2)	Precio U. S./	Valor (S./) (3)	(2).	Precio U. S./	Valor S./ (4)						
	<b>Salida SET PIURA</b>																			
1	<b>C.C. PIURA</b>	x																		
2	CANDELARIA BANCES CONTRERAS		x	76.05	7086.62	25.00	1901.27		1901.27	0.281	534.26				534.26	algarrobo	9	90.00	810.00	1344.26
3	CAMINO			18.17	7162.67															
4	ABELARDO VERA MEÑO		x	492.19	7180.84	25.00	12304.76	18.00	12286.76	0.281	3452.58	18.00	2.81	50.58	3503.16	algarrobo	12	90.00	1080.00	4583.16
5	TROCHA CARROZABLE			13.48	7673.03															
6	MERCEDES CORONADO INOÑAN		x	272.60	7686.52	25.00	6815.06	9.00	6806.06	0.281	1912.50	9.00	2.81	25.29	1937.79	zapote	25	50.00	1250.00	3187.79
7	TROCHA CARROZABLE			4.53	7959.12															0.00
8	CESAR CARLOS BANCES		x	394.72	7963.65	25.00	9868.00	9.00	9859.00	0.281	2770.38	9.00	2.81	25.29	2795.67	zapote	37	65.00	2405.00	5200.67
9	MARTIN ASENCIO SEVERINO		x	299.31	8358.37	25.00	7482.68	9.00	7473.68	0.281	2100.10	9.00	2.81	25.29	2125.39	zapote	17	65.00	1105.00	3230.39
10	JUAN POLO LESCANO		x	324.41	8657.68	25.00	8110.34	9.00	8101.34	0.281	2276.48	9.00	2.81	25.29	2301.77	Arb. varios	103	55.00	5665.00	7966.77
11	TERRENO COMUNAL			1403.48	8982.09	25.00	35087.02	36.00	35051.02	0.281	9849.34	36.00	2.81	101.16	9950.50	Arb. varios	113	70.00	7910.00	17860.50
12	RIO CHOTOQUE			41.02	10385.57															
13	PABLO DE LA CRUZ PEREZ		x	441.04	10426.59	25.00	11025.92	9.00	11016.92	0.281	3095.76	9.00	2.81	25.29	3121.05	algarr./zapote	162	65.00	10530.00	13651.05
14	TROCHA CARROZABLE			64.72	10867.62															
15	ROSA CASTILLO RAMOS		x	143.48	10932.34	25.00	3586.91	9.00	3577.91	0.281	1005.39	9.00	2.81	25.29	1030.68	algarr./zapote	41	70.00	2870.00	3900.68
17	AGROINVERSIONES CAMPER S.A.C.		x	423.98	11075.82	25.00	10599.61	18.00	10581.61	0.281	2973.43	18.00	2.81	50.58	3024.01					3024.01
18	CARLOS SOLIS NORIEGA		x	330.88	11499.80	25.00	8271.99	9.00	8262.99	0.281	2321.90	9.00	2.81	25.29	2347.19	faique	1	30.00	30.00	2377.19
19	TROCHA CARROZABLE			14.43	11830.68															
20	MARTHA ACOSTA PERALTA		x	221.13	11845.12	25.00	5528.20		5528.20	0.281	1553.42	0.00	2.81	0.00	1553.42	faique/overo	4	20.00	80.00	1633.42
21	CONRADO RIOS NIETO		x	326.76	12066.24	25.00	8169.05	9.00	8160.05	0.281	2292.97	9.00	2.81	25.29	2318.26	zapote/faique	2	40.00	80.00	2398.26
22	TROCHA CARROZABLE			14.95	12393.01															
23	GLADIS MURO DE ARBULU		x	546.68	12407.96	25.00	13667.02	18.00	13649.02	0.281	3835.38	18.00	2.81	50.58	3885.96	algarrobo	43	75.00	3225.00	7110.96
24	JOSE ALCIDES GUERRA CORTEZ		x	13.94	12954.64	25.00	348.46		348.46	0.281	97.92				97.92	algarrobo	2	60.00	120.00	217.92
25	TROCHA CARROZABLE			13.68	12968.58															
26	JULIO ARBOLEDA CORTEZ		x	390.51	12982.26	25.00	9762.79	9.00	9753.79	0.281	2740.81	9.00	2.81	25.29	2766.10	algarrobo	93	90.00	8370.00	11136.10
27	RICHARD REYES MURILLO		x	616.18	13372.77	25.00	15404.60	9.00	15395.60	0.281	4326.16	9.00	2.81	25.29	4351.45	overo/algarr.	18	60.00	1080.00	5431.45
	<b>Llegada SET TUMBES</b>				13988.96															
															47644.59				46610.00	94254.59

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16: Relación de Afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectados por el paso de la L.T 220 KV SE Piura - SE Colegio Mogrovejo Tumbes – Alternativa 02

Expte. N°	Nombre y Apellidos del Propietario ó Posesionario	Condición del Conductor		Compensación por Servidumbre										Indemnización por Daños y Perjuicios				Valorización Total (S/.) (5) + (6)		
		Prop.	Pos.	Area de Aires				(2) Area de Base de Torre	Valorización de Servidumbre					Tipo de Cultivo o plantación	Metrado Arboles Unidades	Precio Unitario por m²	(6) Valorización (S/.)			
				Longitud (m)	Progresiva (m)	Ancho (m)	Area (m²) (1)		Aires m2		Base de Torre		(5) Valorización (S/.) (3) + (4)							
									(1)-(2)	Precio U. S/.	Valor (S/.) (3)	(2)							Precio U. S/.	Valor S/.
<b>Salida SET PIURA</b>																				
1	C.C. PIURA	x																		
2	TROCHA CARROZABLE			4.34	18246.64															
3	RICHARD REYES MURILLO		x	371.71	18250.99	25.00	9292.63	9.00	9283.63	0.281	2608.70	9.00	2.81	25.29	2633.99				2633.99	
4	RIO TEMPORAL			266.96	18622.69															
5	MARINO PERALTA MURO		x	269.05	18889.65	25.00	6726.30	9.00	6717.30	0.281	1887.56	9.00	2.81	25.29	1912.85	algarrobo	66	90.00	5940.00	7852.85
6	JOSE DEL CARMEN URBINA MARCHENA		x	312.55	19158.71	25.00	7813.71	9.00	7804.71	0.281	2193.12	9.00	2.81	25.29	2218.41	algarrobo	5	90.00	450.00	2668.41
7	SONIA DEL MILAGRO GUTIERREZ HUAMAN		x	329.09	19554.59	25.00	8227.13	18.00	8209.13	0.281	2306.77	18.00	2.81	50.58	2357.35	capote/algarr	15	50.00	750.00	3107.35
8	SONIA DEL MILAGRO GUTIERREZ HUAMAN		x	20.69	19883.67	25.00	517.34	9.00	508.34	0.281	142.84	9.00	2.81	25.29	168.13					168.13
9	TROCHA CARROZABLE			9.05	19904.37															
10	JORGE URBINA OSORIO		x	149.58	19913.42	25.00	3739.51		3739.51	0.281	1050.80			1050.80	algarrobo	16	90.00	1440.00	2490.80	
12	PAULA GUERRERO SANTOS		x	179.98	20063.00	25.00	4499.39		4499.39	0.281	1264.33			1264.33	algarrobo	7	90.00	630.00	1894.33	
13	TROCHA CARROZABLE			4.29	20242.97															
14	PAULA GUERRERO SANTOS		x	117.48	20247.27	25.00	2937.09	9.00	2928.09	0.281	822.79	9.00	2.81	25.29	848.08					848.08
15	HECTOR HUAMAN VALDERRAMA		x	85.02	20364.75	25.00	2125.42		2125.42	0.281	597.24	0.00	2.81	0.00	597.24	algarrobo	7	90.00	630.00	1227.24
16	TROCHA CARROZABLE			13.60	20449.77															
17	GUERRERO BENITEZ		x	60.20	20463.37	25.00	1505.00		1505.00	0.281	422.91			422.91	algarrobo	9	90.00	810.00	1232.91	
18	MANUEL TORRES MARQUEZ		x	289.76	20523.57	25.00	7244.00	9.00	7235.00	0.281	2033.04	9.00	2.81	25.29	2058.33	algarrobo	12	90.00	1080.00	3138.33
19	TROCHA CARROZABLE			8.77	20813.33															
20	ANTONIO CARRASCO PRAVIA		x	282.69	20822.10	25.00	7067.31	9.00	7058.31	0.281	1983.38	9.00	2.81	25.29	2008.67	algarrobo	80	90.00	7200.00	9208.67
21	QUEBRADA			29.53	21104.79															
22	BALTAZAR POMARES ZAVALETA		x	227.34	21134.32	25.00	5683.62		5683.62	0.281	1597.10			1597.10	algarrobo	10	90.00	900.00	2497.10	
23	JESUS ALDANA NOVOA		x	46.04	21361.67	25.00	1151.07		1151.07	0.281	323.45			323.45	algarrobo	31	90.00	2790.00	3113.45	
24	JESUS ALDANA NOVOA		x	136.41	21407.71	25.00	3410.26	9.00	3401.26	0.281	955.75	9.00	2.81	25.29	981.04					981.04
25	TROCHA CARROZABLE		x	9.88	21544.12															
26	JESUS ALDANA NOVOA		x	203.54	21554.00	25.00	5088.40	9.00	5079.40	0.281	1427.31	9.00	2.81	25.29	1452.60					1452.60
27	JESUS ALDANA NOVOA		x	185.61	21757.53	25.00	4640.26	9.00	4631.26	0.281	1301.39	9.00	2.81	25.29	1326.68	algarrobo	14	90.00	1260.00	2586.68
28	TERRENO COMUNAL			307.02	21943.14	25.00	7675.46		7675.46	0.281	2156.81			2156.81						2156.81
29	CARRETERA ASFALTADA (salitral)			9.59	22250.16															
30	TERRENO COMUNAL			51.95	22259.75	25.00	1298.67	9.00	1289.67	0.281	362.40	9.00	2.81	25.29	387.69					387.69
31	TERRENO COMUNAL			180.27	22311.70	25.00	4506.87		4506.87	0.281	1266.43			1266.43						1266.43
32	TERRENO COMUNAL			106.80	22491.97	25.00	2669.90	9.00	2660.90	0.281	747.71	9.00	2.81	25.29	773.00					773.00
33	SARA CALVAY CHINCHAY		x	120.20	22598.77	25.00	3004.94		3004.94	0.281	844.39			844.39						844.39
34	FELIMON AGURTO CALVAY		x	145.41	22718.97	25.00	3635.24	9.00	3626.24	0.281	1018.97	9.00	2.81	25.29	1044.26	algarrobo	1	90.00	90.00	1134.26
35	JULIAN AGURTO CALVAY		x	54.40	22864.38	25.00	1359.90		1359.90	0.281	382.13			382.13	algarrobo	7	90.00	630.00	1012.13	
36	RIO SECO			18.28	22918.77															
37	LUISA SANCHEZ PUPUCHE		x	137.08	22937.05	25.00	3427.10		3427.10	0.281	963.02			963.02	algarrobo	23	90.00	2070.00	3033.02	
38	TROCHA CARROZABLE			8.73	23074.14															
39	FELIX MARTINEZ LOPEZ		x	9.73	23082.87	25.00	243.29		243.29	0.281	68.36			68.36						68.36
<b>Llegada SET TUMBES</b>					23092.60															
														31108.06				26670.00	57778.06	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17: Relación de Afectados, metrados y valorizaciones por servidumbre y daños en propiedades y/o posesiones afectados por el paso de la L.T 220 KV SE Piura - SE Colegio Mogrovejo Tumbes – Alternativa 03

Expte. N°	Nombre y Apellidos del Propietario ó Posesionario	Condición del Conductor		Compensación por Servidumbre											Indemnización por Daños y Perjuicios				Valorización Total (S./) (5) + (6)							
		Prop.	Pos.	Area de Aires				(2) Area de Base de Torre	Valorización de Servidumbre						Tipo de Cultivo o plantación	Metrado Arboles Unidades	Precio Unitario por m <sup>2</sup>	(6) Valorización (S./)								
				Longitud (m)	Progresiva (m)	Ancho (m)	Area (m <sup>2</sup> ) (1)		Aires m2			Base de Torre								(5) Valorización (S./) (3) + (4)						
									(1)-(2)	Precio U. S./	Valor (S./) (3)	(2)	Precio U. S./	Valor S./ (4)												
<b>Salida SET PIURA</b>																										
1	C.C. PIURA	x																								
2	TERRENO COMUNAL			881.36	0.00	25.00	22033.92	27.00	22006.92	0.281	6183.94	27.00	2.81	75.87	6259.81	Zapote	5	60.00	300.00	6559.81						
3	NEMESIO SANDOVAL CHAPOÑAN		x	148.48	881.36	25.00	3712.06	9.00	3703.06	0.281	1040.56	9.00	2.81	25.29	1065.85				1065.85							
4	ELIAS FERNANDO CORONADO CHICOMA		x	115.66	1029.84	25.00	2891.58	9.00	2882.58	0.281	810.01	9.00	2.81	25.29	835.30	Algarrobo	18	75.00	1350.00	2185.30						
5	MARIA FELIPA CORONADO SANTAMARIA		x	159.92	1145.50	25.00	3998.10		3998.10	0.281	1123.47				1123.47	Algarrobo	27	80.00	2160.00	3283.47						
6	MERCEDES SEVERINO MEOÑO		x	317.08	1305.43	25.00	7927.00	9.00	7918.00	0.281	2224.96	9.00	2.81	25.29	2250.25	Algarrobo	30	65.00	1950.00	4200.25						
7	RIO CHOTOQUE			60.76	1622.51																					
8	VICTOR MANUEL CHAPOÑAN GARCIA		x	140.86	1683.26	25.00	3521.59	9.00	3512.59	0.281	987.04	9.00	2.81	25.29	1012.33	Algarrobo	36	70.00	2520.00	3532.33						
9	KARINA GUTIERREZ RAMOS		x	60.36	1824.13	25.00	1508.90		1508.90	0.281	424.00				424.00	zapote/faique	21	55.00	1155.00	1579.00						
10	ZULEMA GUTIERREZ LLONTOPI		x	195.32	1884.48	25.00	4882.92	9.00	4873.92	0.281	1369.57	9.00	2.81	25.29	1394.86	zapote/algarr	7	70.00	490.00	1884.86						
11	MIGUEL BANCES CONTRERAS		x	73.33	2079.80	25.00	1833.25		1833.25	0.281	515.14				515.14				515.14							
12	TERRENO COMUNAL			315.41	2153.13	25.00	7885.25	18.00	7867.25	0.281	2210.70	18.00	2.81	50.58	2261.28	Algarrobo	19	70.00	1330.00	3591.28						
13	TERRENO COMUNAL			24.68	2468.54	25.00	617.09		617.09	0.281	173.40				173.40				173.40							
14	VALERIO CHAPOÑAN ZEÑA		x	425.49	2493.23	25.00	10637.33	9.00	10628.33	0.281	2986.56	9.00	2.81	25.29	3011.85				3011.85							
15	AGUSTIN BANCES CORONADO		x	92.65	2918.72	25.00	2316.13		2316.13	0.281	650.83				650.83	Algarrobo	1	90.00	90.00	740.83						
16	LINDAURA BANCES SANDOVAL		x	247.90	3011.36	25.00	6197.44	9.00	6188.44	0.281	1738.95	9.00	2.81	25.29	1764.24	Algarrobo	13	85.00	1105.00	2869.24						
17	JULIO MARTINEZ BANCES		x	116.77	3259.26	25.00	2919.33		2919.33	0.281	820.33				820.33				820.33							
18	MARIA CRESENCIA MARTINEZ CORONADO		x	219.68	3376.03	25.00	5492.00	9.00	5483.00	0.281	1540.72	9.00	2.81	25.29	1566.01	zapo./algarr.	20	60.00	1200.00	2766.01						
19	MANUEL MARTINEZ CHAPOÑAN		x	218.79	3595.71	25.00	5469.76		5469.76	0.281	1537.00				1537.00	zapo./algarr.	28	60.00	1680.00	3217.00						
20	ESPERANZA VIDAURRE MARTINEZ		x	75.99	3814.50	25.00	1899.79		1899.79	0.281	533.84				533.84	Algarrobo	2	90.00	180.00	713.84						
21	JOSE DIAZ VILLACORTA		x	98.14	3890.50	25.00	2453.49	9.00	2444.49	0.281	686.90	9.00	2.81	25.29	712.19	Algarrobo	3	80.00	240.00	952.19						
22	RICARDINA CORONADO CASTILLO		x	259.96	3988.64	25.00	6498.92		6498.92	0.281	1826.20				1826.20	Algarrobo	50	90.00	4500.00	6326.20						
23	TROCHA CARROZABLE		x	4.50	4248.59																					
24	RICARDINA CORONADO CASTILLO		x	539.12	4253.10	25.00	13477.89	9.00	13468.89	0.281	3784.76	9.00	2.81	25.29	3810.05				3810.05							
25	LORENZA BANCES SANDOVAL		x	138.74	4792.21	25.00	3468.50		3468.50	0.281	974.65				974.65	zapo./algarr	12	65.00	780.00	1754.65						
26	MODESTO MEOÑO CORONADO		x	141.51	4930.95	25.00	3537.69	9.00	3528.69	0.281	991.56	9.00	2.81	25.29	1016.85	algarrobo	8	65.00	520.00	1536.85						
27	BETY MEOÑO VALLEJOS		x	199.38	5072.46	25.00	4984.47		4984.47	0.281	1400.64				1400.64	zapo./algarr.	10	60.00	600.00	2000.64						
28	DUBERLY MEOÑO BANCES		x	147.92	5271.84	25.00	3698.03	9.00	3689.03	0.281	1036.62	9.00	2.81	25.29	1061.91	algarrobo	5	90.00	450.00	1511.91						
29	FRANCISCO MEOÑO BANCES		x	123.71	5419.76	25.00	3092.78		3092.78	0.281	869.07				869.07	algarrobo	8	85.00	680.00	1549.07						
<b>Llegada SET TUMBES</b>																										
																			38871.35				23280.00		62151.35	

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a los resultados de los cuadros anteriores, se elige la alternativa 2 por presentar menores inconvenientes en tiempo de proceso de ejecución de la obra (menores problemas de servidumbre), con un total de 168,2 kilómetros menores vértices, la servidumbre tiene un costo de S/. 2 502. 016 soles por km.

#### 4.4.3. Hipótesis de estado

Las hipótesis de estado están referidas para el cálculo mecánico de conductores y cables de guarda, y se definen en los siguientes factores de viento, temperatura y hielo. Según las condiciones ambientales de las zonas de los proyectos.

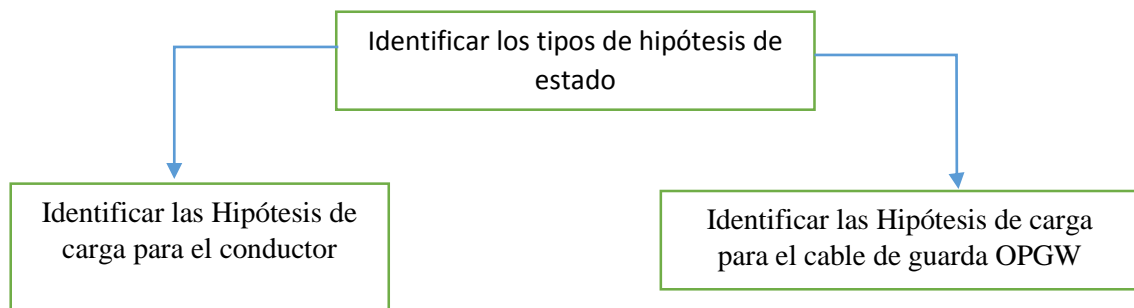


Figura N° 33: Esquema metodológico de las hipótesis de estado  
Fuente: Elaboración propia

1. Identificación de los tipos de hipótesis de carga del conductor
  - Hipótesis 1: Tensión de cada día (EDS)
  - Hipótesis 2: Viento máximo
  - Hipótesis 3: Viento medio y hielo
  - Hipótesis 4: Temperatura máxima
  - Hipótesis 5: Oscilación de cadena de suspensión
2. Identificación de los tipos de hipótesis de carga para el cable de guarda OPGW
  - Hipótesis 1: Tensión de cada día (EDS)
  - Hipótesis 2: Viento máximo
  - Hipótesis 3: Viento medio y hielo
  - Hipótesis 4: Temperatura máxima

#### 4.4.4. Selección de conductor y del cable de guarda

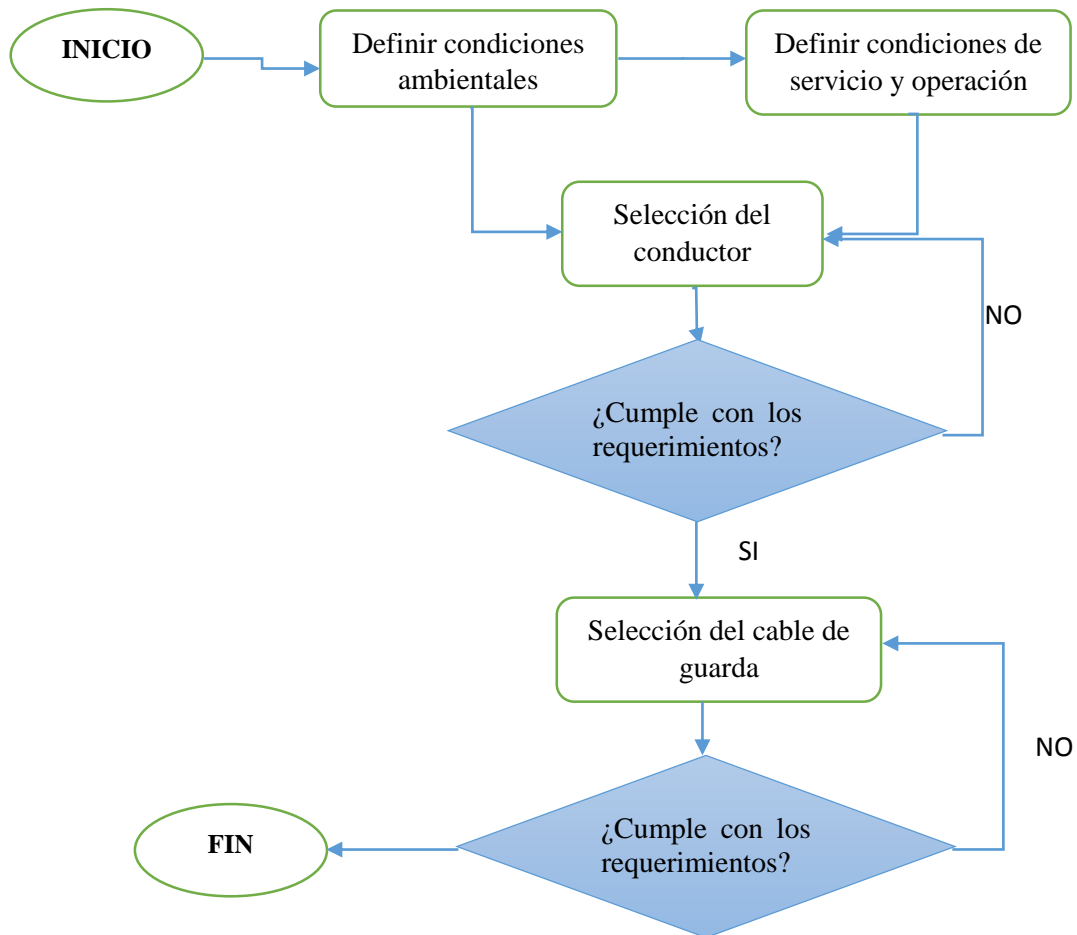


Figura N° 34: Diagrama de flujo de la selección del conductor y cable de guarda  
Fuente: Elaboración propia

##### 1) Definición de las condiciones ambientales

La zona de recorrido es la Costa norte del Perú, desde Piura hasta Tumbes, las condiciones de temperatura son las siguientes.

- Temperatura máxima ambiente: 40 °C
- Temperatura mínima ambiente: 10° C
- Temperatura media anual: 25 °C
- Humedad relativa: 0.9
- Velocidad máxima de viento: 94 Km/h (26 m/s) según CNE- Suministro
- Nivel cerámico: 0,2 descargas/ km<sup>2</sup> año.

## **2) Definición de condiciones de servicio y operación**

Se desea transmitir una potencia en condiciones normales de 300 MVA.

- Tensión nominal de la línea: 220 kV
- Tensión máxima de operación: 245 kV
- Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico: 1050 kVp
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz: 460 kV

## **3) Selección del conductor**

En las líneas de transmisión se utilizan los siguientes conductores: AAAC, ACSR y ACAR, el cual deben de ser analizados mediante:

- La capacidad de transporte de corriente del conductor.
- Pérdidas de Joule.
- Pérdidas corona.
- Campos electromagnéticos.
- Interferencia en radio y ruido audible.

## **4) Análisis del cable de guarda**

Todas las líneas de transmisión deben de llevar por lo menos un cable de guarda, en este caso es el OPGW, su diámetro está en función de la corriente de cortocircuito (kA) y la carga de rotura del cable que debe soportar los vanos.

#### 4.4.5. Selección del aislamiento y aisladores

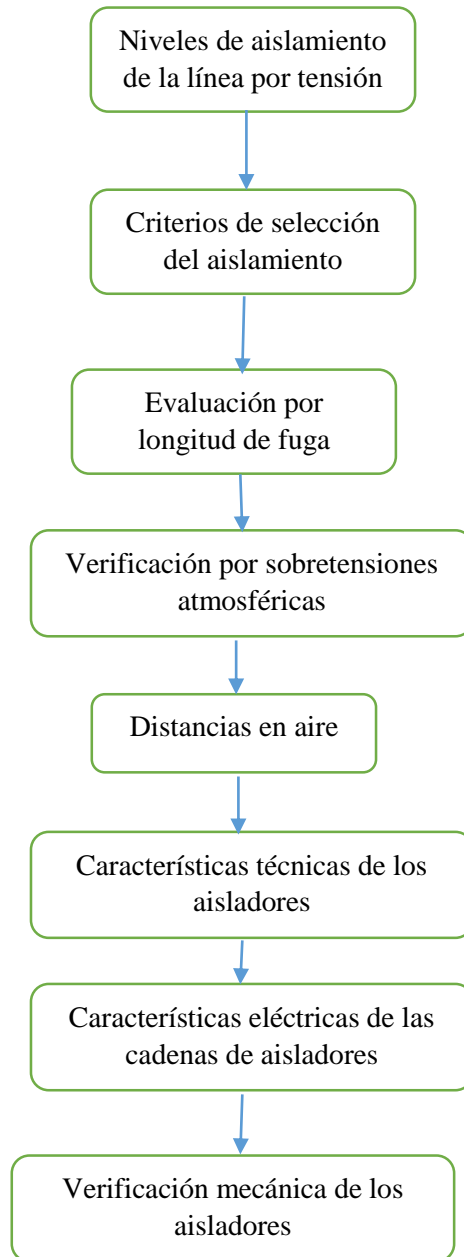


Figura N° 35: Esquema metodológico de la selección del aislamiento y aisladores  
Fuente: Elaboración propia

##### 1) Niveles de aislamiento por tensión

Los niveles de aislamiento están asociados con la máxima tensión del sistema y de acuerdo a la norma IEC 60071 – 1, son las siguientes:

- Tensión de operación nominal de la línea.
- Tensión máxima del sistema.

- Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico.
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz.

#### 4.4.6. Selección del sistema de puesta a tierra

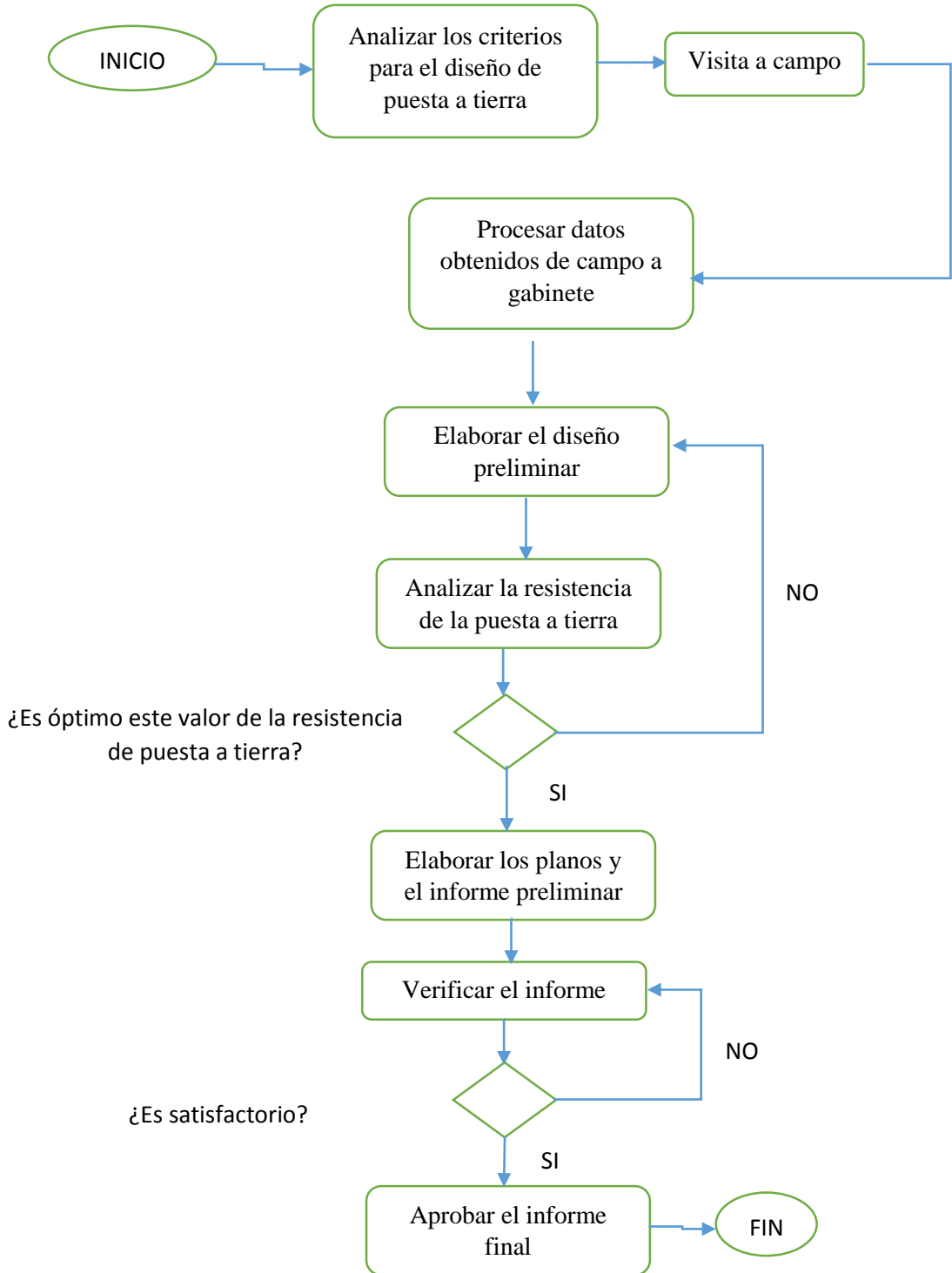


Figura N° 36: Diagrama de flujo para la selección de la puesta a tierra  
Fuente: Elaboración propia

## 1) Análisis de los criterios para la selección de puesta a tierra

- **Terrenos blandos:** Electrodo verticales (varillas) recubiertas de cobre de 5/8" de diámetro por 3 m de largo.
- **Terrenos duros y rocas:** Varillas de 5/4" de diámetro por 3 m.
- **Contrapesos:** En suelos de alta resistividad donde no se puede obtener el valor de resistencia de puesta a tierra.

## 2) Visita a campo

Durante la visita a campo y marcado cada punto de los vértices del recorrido de la línea y con un equipo de medición en este caso un telurómetro se procede a medir la resistencia de la tierra y resistividad del suelo. Se debe de hacer en condiciones normales al terreno.

Para determinar la resistividad del terreno "Nos basamos en el método de Wenner, porque es el más utilizado y preciso en medidas de resistividad para sistemas de potencia. Aunque existen otros métodos como el método de Schlumberger Palmer, método de medición de resistencia de una varilla (variación con la profundidad) y el método de medición de resistencia de electrodos ya enterrados" [19].

"Consiste en disponer 4 electrodos (1, 2, 3 y 4), de unos 20 cm de longitud, alineados y separados unos de otros por la misma distancia ( $a$ ). En los electrodos (1 y 4) se inyecta una corriente  $I$ , que crea un campo eléctrico en el terreno; por medio de los electrodos interiores (2 y 3) se mide la diferencia de potencial que se produce entre ellos" [20].

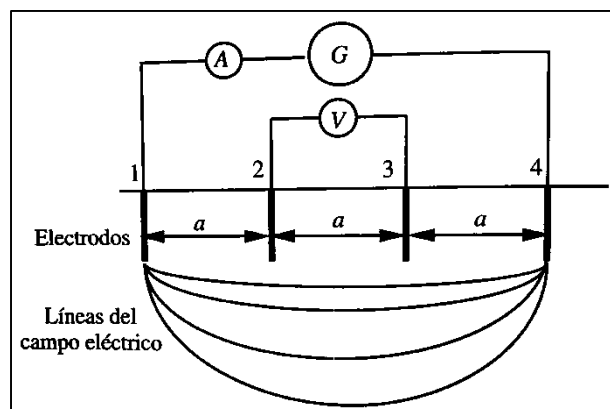


Figura N° 37: Método de Wenner

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes de A.T.

La resistividad del terreno se calcula por la siguiente fórmula:

$$\rho = 2\pi a \frac{V}{I} = 2\pi a \times R$$

Donde:

$\rho = \Omega.m.$

$a = m.$

$R = \Omega.$

### **3) Procesamiento de datos obtenidos en gabinete.**

Obtenido los datos en campo, se procede hacer un informe con los siguientes datos [21]:

- Valor de la resistividad máximo y mínimo del suelo por cada vértice de la línea.
- Tipos de suelo. (arcilloso, arenoso, pedregosos, etc.)
- Inconvenientes encontrados.

### **4) Elaboración del diseño preliminar**

Se empieza a elaborar los planos preliminares en algún software, con los siguientes datos:

- Características técnicas, cantidad de dimensiones de electrodos verticales (varillas), electrodos horizontales (conductor de acero recubierto de cobre) y conectores. [21].

### **5) Análisis de la resistencia óhmica de la puesta a tierra**

Cuando la resistencia excede los 25 ohms se puede usar el empleo de tratamientos químicos o suelos artificiales para poder disminuir su resistencia, pero debe ser aceptable y no atenten contra el medio ambiente. [6].

### **6) Elaboración del informe fina y planos**

Si la resistencia es aceptable se procede a elaborar el informe del trabajo realizado con los métodos utilizados para calcular la resistividad del terreno y adjuntar los planos de detalle. [21].

#### 4.4.7. Selección de la torre de transmisión eléctrica

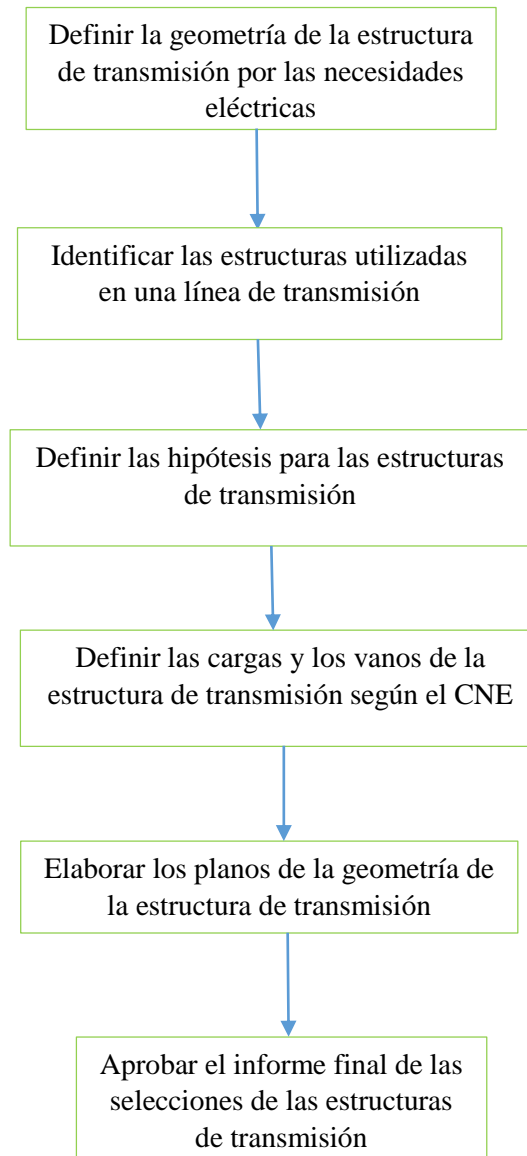


Figura N° 38: Esquema metodológico de las estructuras de transmisión eléctrica

Fuente: Elaboración propia

#### 1) Definición de la geometría de la estructura de transmisión eléctrica

Están definidas principalmente por:

- Número de ternas y conductores.
- Distancia mínima entre los conductores y el suelo.
- Distancia mínima entre ternas y conductores.
- Nivel de tensión de la línea de transmisión.
- Ancho de la faja de la servidumbre.
- Topografía existente.

## 2) Estructuras utilizadas en una transmisión en una línea de eléctrica

- **Torres de remate:** Se utilizan al inicio y al final de una línea de transmisión.



Figura N° 39: Torre de remate de una línea de transmisión

Fuente: [https://prezi.com/i3hioei\\_-ffm/torres-para-lineas-de-transmision-electrica/](https://prezi.com/i3hioei_-ffm/torres-para-lineas-de-transmision-electrica/)

- **Torres de suspensión:** Se utilizan en tramos rectos de la línea de transmisión.
- **Torres angulares:** Usadas donde se requiere un cambio de dirección mayor a 5°.

## 3) Definición de las hipótesis de las estructuras de transmisión

### A) Torres de suspensión

- **Hipótesis A:** Viento máximo transversal.
- **Hipótesis B:** Viento máximo a 45°.
- **Hipótesis C:** Solo hielo.
- **Hipótesis D:** Viento medio y hielo.
- **Hipótesis E, F y G:** Rotura de conductor de fases superior, intermedia e inferior alternadamente.
- **Hipótesis H:** Rotura de cable de guarda OPGW.

### B) Torre de anclaje angular

- **Hipótesis A:** Viento máximo transversal.
- **Hipótesis B:** Condición de arranque.
- **Hipótesis C:** Solo hielo.
- **Hipótesis D:** Viento medio y hielo.
- **Hipótesis E, F y G:** Rotura de conductor de fases superior, intermedia e inferior izquierda alternadamente.

- **Hipótesis I y H:** Tendido del conductor y cable de guarda.

C) Torre de anclaje angular y terminal

- **Hipótesis A:** Viento máximo transversal.
- **Hipótesis B:** Condición de arranque.
- **Hipótesis C:** Solo hielo.
- **Hipótesis D:** Viento medio y hielo.
- **Hipótesis E, F y G:** Rotura de fase superior, inferior derecha e inferior izquierda alternadamente.
- **Hipótesis H:** Rotura de cable de guarda OPGW.
- **Hipótesis I y H:** Tendido del conductor y cable de guarda.

4) **Definir las cargas de la estructura de transmisión según la CNE-Suministro.**

Una torre de transmisión está expuesta a cargas como presión, viento dependiendo de la ubicación donde recorre la línea de transmisión, otras cargas existentes son: Cargas transversales, longitudinales y verticales. También se diseñan en función de los vanos como: lateral, viento y peso.

4.4.8. **Selección de la cimentación para la estructura de transmisión eléctrica**

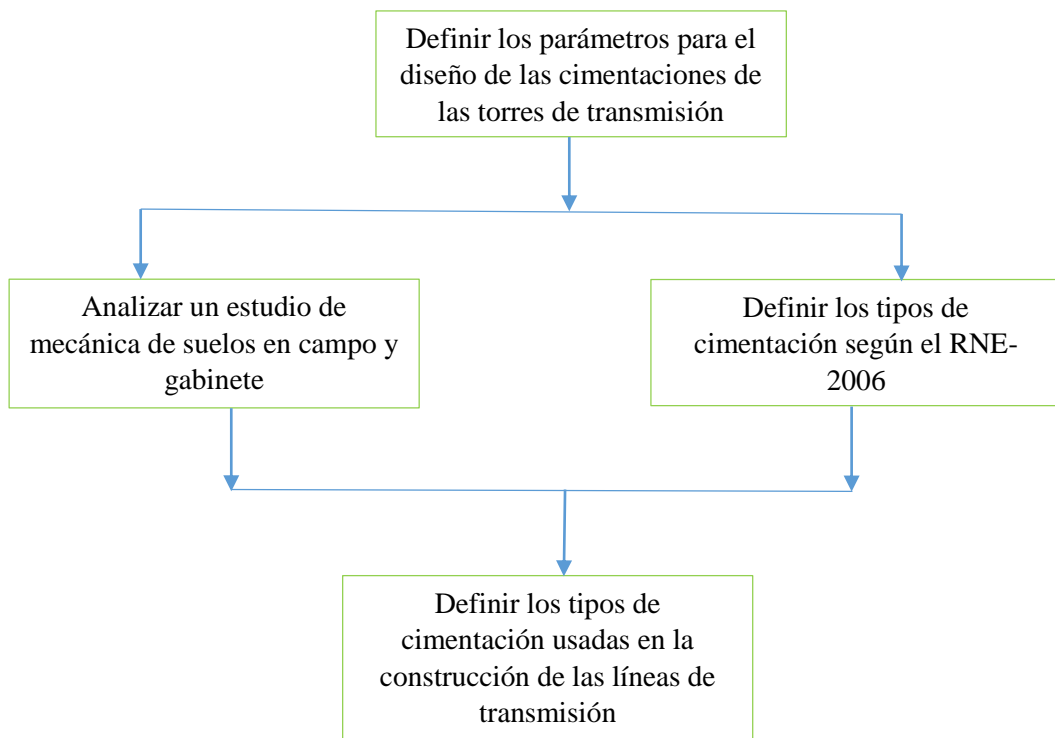


Figura N° 40: Esquema metodológico para la selección de la cimentación

Fuente: Elaboración propia

**1) Definición de los parámetros para el diseño de la cimentación de las torres de transmisión.**

- **Tamaño de la carga:** Distribución de las tensiones de la zapata, ya que no es uniforme.
- **Dirección de la carga:** Cargas de compresión y de tensión.
- **Duración de la carga:** Hipótesis de árboles de carga.
- **Cargas vivas y muertas:** Mantenimiento a la torre y el peso de los cables y herrajes.

**2) Analizar el estudio de mecánica de suelos**

- Tomar muestra de suelos, es decir por medio de calicatas de hasta 2 metros de profundidad y su designarlo con el Sistema unificado de clasificación de suelos (SUCS).
- Determinar su grado de permeabilidad y su presencia de agua.
- Determinar la capacidad portante de los suelos a lo largo de la línea.



*Figura N° 41: Fuerzas actuantes en la cimentación*  
Fuente: Elaboración propia

**3) Tipos de cimentación según el RNE- 2006**

- **Cimentaciones superficiales:** Para suelos como arcilla, limos arenas, gravas y presencia de agua subterránea o superficial.
- **Cimentaciones profundas:** Para suelos muy débiles a grandes profundidades

#### 4) Tipos de cimentación usadas en la construcción de líneas de transmisión eléctrica

Según el método suizo de Sulzberger existen dos tipos y son:

- **Cimentación de monobloque**

Tiene un mayor volumen de hormigón y se usa en terreno con poca resistencia.

- **Cimentación fraccionada o de patas separadas**

Utilizadas en líneas de alta tensión, porque la altura de la torre y esfuerzos son grandes.

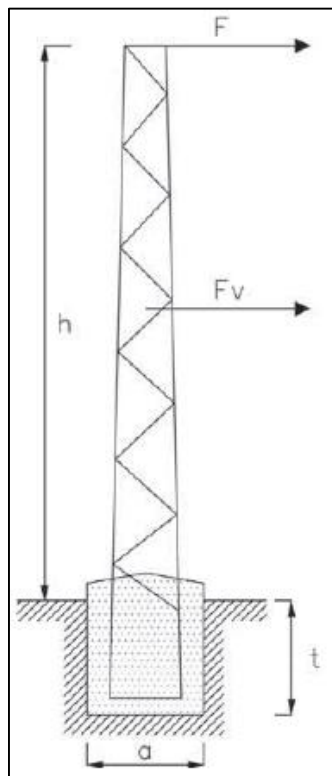


Figura N° 42: Cimentación de monobloque  
Fuente: Catalogo general de apoyos metálicos y propia

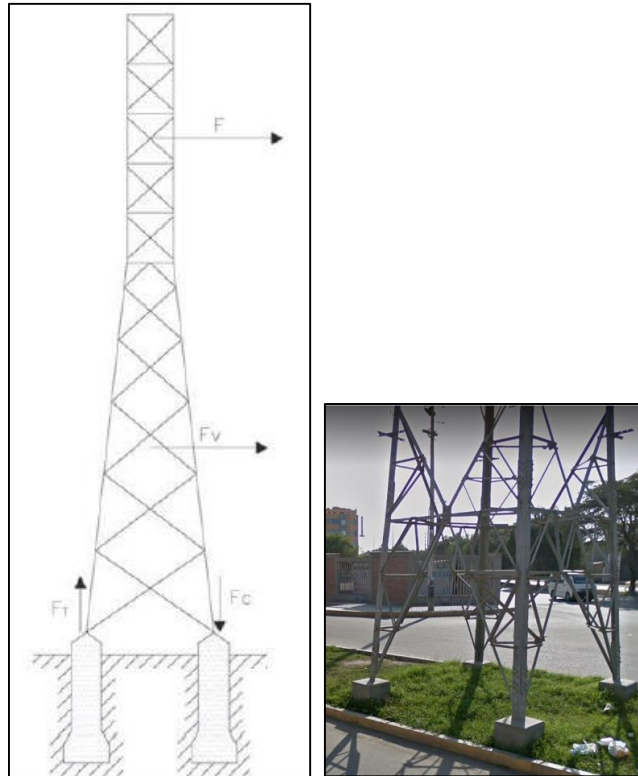


Figura N° 43: Cimentación de patas separadas o fraccionadas  
Fuente: Catalogo general de apoyos metálicos y propia

## V. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

### 5.1. Situación actual

Según el “Ministerio de Energía y Minas” hasta finales de febrero 2018 se han instalado 11, 052 km de líneas de transmisión, que transportan niveles de tensión en 220 kV y en 500 kV. Estas tensiones mencionadas generan menos pérdidas en comparación con líneas de transmisión de menor voltaje.

La energía eléctrica en el Perú se concentra en las centrales hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas, etc., donde se genera la energía eléctrica, las centrales hidroeléctricas representan un 39,5 %, las centrales térmicas un 56 %, de estas las centrales térmicas el 88,1 % utilizan gas natural de Camisea, petróleo (residual y/o diésel), carbón, bagazo y biogás.

## 5.2. Composición del sector eléctrico peruano

El sector eléctrico peruano está formado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES – SINAC) y las empresas eléctricas. La infraestructura del sector eléctrico está cubierta por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

- ✓ **El MINEM:** Es el que define las políticas energéticas del país y otorga las concesiones para la explotación de las diferentes etapas del negocio eléctrico.
- ✓ **OSINERGMIN:** Supervisa y fiscaliza el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que se desarrollan en los subsectores electricidad e hidrocarburos.
- ✓ **COES – SINAC:** Coordina la operación económica del SEIN al agrupar a las empresas eléctricas de generación, distribución y a los clientes, sean estos libres o regulados.

En el siguiente esquema muestra la composición del sector eléctrico peruano.

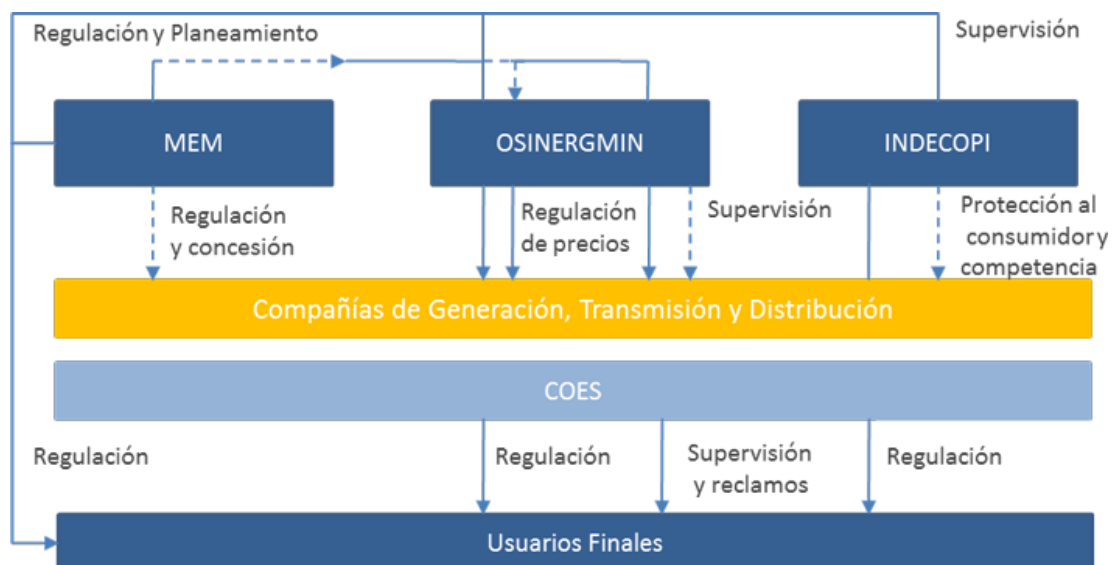


Figura N° 44: Composición del Sector eléctrico peruano  
Fuente: OSINERGMIN

### 5.3. Demanda máxima

Según el SEIN, “la máxima demanda en enero del 2017 fue de 6 573 MW. Esa máxima demanda fue 4,3 % mayor al valor registrado en enero del año 2016”.

La máxima demanda se da en generación hidráulica (64,5%), seguida de la generación térmica a gas natural (30,1%). El carbón también participó con el 2,0%; mientras que las energías no convencionales como biomasa, biogás, solar y eólica, también formaron parte de esta estructura con 0,9%; en tanto que la generación con diésel y residual participaron con 2,5% del total de la demanda.

Tabla 18: Tipos de generación de energía

Tipo de Generación	%
Hidráulica	64,5
Térmica a Gas Natural	30,1
Carbón	2,0
Diésel y residual	2,5
Biogás, Solar, Eólica	0,9

Fuente: Sistema eléctrico interconectado nacional

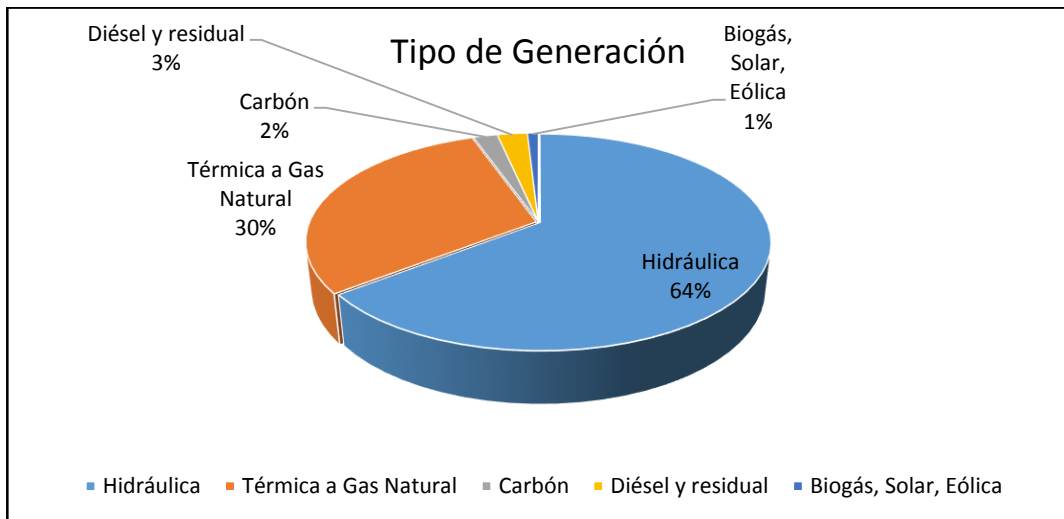


Figura N° 45: Máxima demanda por tipo de generación de energía

Fuente: OSINERGMIN

### 5.4. Potencia instalada por generación

Según Osinergmin: La supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación “en el año 2017, ingresaron en operación comercial las centrales de generación

como: *Hidroeléctricas, Biomasa y Termoeléctricas*”. En la siguiente tabla muestra los valores, inversiones y puesta en operación. Pág. 13.

*Tabla 19: Centrales eléctricas que ingresaron en el 2017*

Central	Potencia Instalada (MW)	Inversión (MM US\$)	Puesta en Operación Comercial (POC)
C.T. Iquitos	77,7	108,7	20/10/2017
C.H. Yarucaya	17,5	36,0	17/08/2017
C.B. San Jacinto	21,7	9,0	28/06/2017
C.H. Marañon	18,4	85,6	23/06/2017
C.H. Potrero	19,9	45,9	29/04/2017
C.T. Malacas (Instalación grupo TG6)	52,8	55,0	25/02/2017
<b>Total</b>	<b>208,0</b>	<b>340,2</b>	

Fuente: OSINERGMIN – enero 2018

Del total de la Potencia instalada (208 MW), en la siguiente tabla se muestran los valores totales que corresponde a las centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y de Biomasa.

*Tabla 20: Tipos de Centrales eléctricas por generación*

Centrales	Potencia Instalada (MW)	Inversión (MM US\$)	Participación (%)
Hidroeléctricas	55,8	167,5	26,83
Termoeléctricas	130,5	163,7	62,74
Biomasa	21,7	9,0	10,43
<b>Total</b>	<b>208,0</b>	<b>340,2</b>	<b>100,00</b>

Fuente: OSINERGMIN – enero 2018

En el 2018, ingreso en operación comercial la central solar fotovoltaica Rubí, con una potencia instalada de 144,48 MW.

*Tabla 21: Central Solar Rubí*

Central	Potencia Instalada (MW)	Inversión (MM US\$)	Participación (%)	Puesta en Operación Comercial (POC)
C.S. Rubí	144,8	165,0	100,0	30/01/2018
<b>Total</b>	<b>144,48</b>	<b>165,0</b>	<b>100,0</b>	

Fuente: OSINERGMIN – enero 2018

## 5.5. Proyectos de transmisión actuales

En el año 2017, ingresaron en operación comercial 3 líneas de transmisión de 220 y 500 kV, las cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 22: Líneas de Transmisión en operación desde el 2017

Línea de Transmisión Eléctrica	Nivel de tensión (kV)	Capacidad MVA	Longitud (Km)	Inversión (Millones de US\$)	Puesta en Operación Comercial
L.T. 220 kV Planicie - Industriales	220	800	17	35,40	24/08/2017
L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba	220	300	372	177,80	26/11/2017
L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo	500	1400	917	446,94	30/11/2017
<b>Total</b>			<b>1 312,64</b>	<b>676,73</b>	

Fuente: OSINERGMIN – enero 2018

## 5.6. Plan de transmisión 2017 – 2026

En el siguiente cuadro se muestra el Plan de Transmisión: Plan Vinculante y Plan a largo plazos para el año 2017 – 2026.

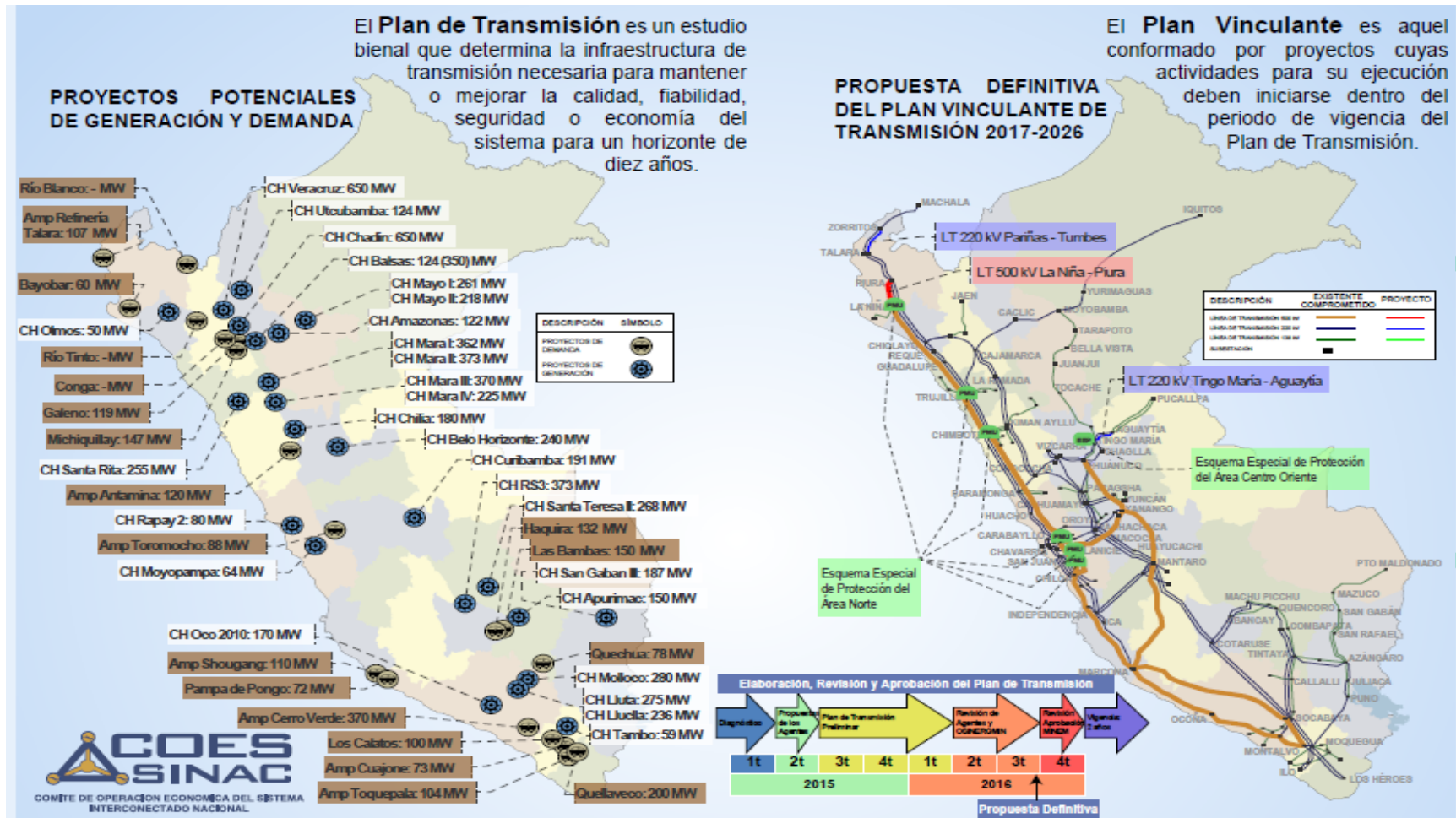


Figura N° 46: Plan de Transmisión a largo plazo y Plan Vinculante 2017-2026  
 Fuente: COES - SINAC

## 5.7. Resultado

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía, y el crecimiento de la población de acuerdo a la oferta y demanda de energía; donde se espera una expansión de las líneas de transmisión en los niveles de tensión de 220 kV y 500 kV, las cuales permitirán la atención de la demanda de las zonas e incrementando la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional, donde se espera contar con una metodología adecuada que permita la uniformidad de los sistemas de transmisión de la línea.

## VI. PARÁMETROS PRINCIPALES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

### 6.1. Parámetros eléctricos

Todas las líneas de transmisión tienen 4 parámetros que conforma un circuito eléctrico y son la: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia.

Los parámetros se pueden clasificar de acuerdo a la forma que influyen dentro de un sistema como los parámetros longitudinales (resistencia y la inductancia), y los parámetros transversales (capacitancia y conductancia) [22]. Según Ramos Mujal considera dos tipos de parámetros:

➤ **Parámetros longitudinales.**

- R = Resistencia (ohmios).
- L = Inductancia (Henrios).

➤ **Parámetros transversales**

- C = Capacidad (Faradios).
- G = Conductancia (Siemens).

Existen otras magnitudes que matemáticamente sirven de nexo de unión con los parámetros, y las más importantes son:

$$Z = (R + jX) \quad \text{Impedancia } (\Omega)$$

$$Y = (G + jB) \quad \text{Admitancia } (S)$$

$$X_l = L * w = L * 2 * \pi * f \quad \text{Reactancia inductiva}$$

$$B = C * w = C * 2 * \pi * f \quad \text{Susceptancia}$$

### 6.1.1. Parámetros longitudinales

Influyen en lo largo de la línea eléctrica, y estos parámetros son la resistencia y la inductancia. Al agruparse forman la impedancia (una vez se ha producido la conversión de inductancia a reactancia inductiva) su comportamiento eléctrico difiere sustancialmente; así, mientras que el efecto inductivo producido por las bobinas permite acumular energía eléctrica bajo la forma de campo magnético, la consecuencia más importante de la existencia de una resistencia en un circuito eléctrico lo constituye las pérdidas producidas por efecto Joule.

#### ➤ Resistencia ( $\Omega$ ).

Según John J. Grainger y William D. Stevenson Jr. (2001), *“la resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva”*. La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \Omega$$

Donde:

P = Potencia en watts (W)

I = Corriente rms (Amperes)

La resistencia efectiva es igual a la resistencia de corriente directa (cd) del conductor sólo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme y está dada por la ecuación:

$$R_o = \frac{\rho l}{A} \Omega$$

Donde:

P = Resistividad del conductor

$l$  = Longitud

$A$  = Área de la sección transversal

➤ **Inductancia L (H)**

*“La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere. Para obtener un valor aproximado de la inductancia de una línea de transmisión, es necesario considerar el flujo dentro de cada conductor”* [23].

Es el elemento de un circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético, solo se presenta cuando existe corriente alterna [22].

La inductancia de las líneas de transmisión en corriente alterna depende del tamaño de la línea: cuanto más larga es la línea, mayores son las inductancias y por tanto, mayores las impedancias y la oposición ofrecida por la línea para transmitir la potencia eléctrica [24].

### **6.1.2. Parámetros transversales**

Influyen transversalmente en las líneas de transporte de energía eléctrica son la capacidad y la conductancia. Al agruparse forman la admitancia (una vez producida la conversión de la capacidad a susceptancia) su comportamiento eléctrico difiere sustancialmente; así, mientras que el efecto capacitivo producido por los condensadores permite acumular energía eléctrica bajo la forma de campo eléctrico, la consecuencia más importante de la existencia de la conductancia en un circuito eléctrico la constituye las pérdidas producidas por los efectos aislador y corona [22].

➤ **Capacidad, C(F)**

*“El efecto de la capacidad suele ser pequeño y despreciable en líneas eléctricas con menos de 80 km de longitud, aunque para líneas con longitudes mayores es un parámetro a tener presente” [22].*

➤ **Conductancia, G(S)**

Es un parámetro transversal, al igual que la capacidad, en contra de la resistencia o la inductancia. Su unidad es la inversa del ohmio (S, siemens), y su unión con la susceptancia forman la Admitancia transversal de un sistema eléctrico [22].

## **6.2. Condiciones climatológicas**

Las condiciones climatológicas son propias de la zona donde recorre la línea de transmisión y principalmente son: Las temperaturas y viento que son obtenidos del SENAMHI y del CNE - Suministro, la presión atmosférica y la húmedas relativa de la NASA[25].

Por ejemplo: Asumiendo una zona B, Área 1 (3000 – 4000 m.s.n.m), la ciudad de Huancayo a 3295 m.s.n.m. que está dentro del área 1.

Temperatura mínima: 3° C.

Temperatura media: 12° C.

Temperatura máxima: 21° C.

Velocidad horizontal del viento = 104 km/h (29 m/s).

Presión atmosférica: 72,7 (\*)

Humedad relativa: 64,6 % (\*)

(\*) Datos extraídos de la NASA

## **6.3. Nivel isoceráunico**

Será obtenido en el mapa de los niveles isoceráunicos. Ver anexo 4.

#### 6.4. Capacidad de transmisión

Con una capacidad a transmitir de 170 MVA, se determinan en las siguientes condiciones:

- Temperatura máxima del conductor 75 °C
- Temperatura ambiente máxima 34 °C
- Radiación solar máxima diaria 5,84 kWh/m<sup>2</sup> (\*)
- Viento perpendicular al conductor 0,61 m/s

(\*) Dato obtenido de la NASA con la latitud y altitud.

#### 6.5. Esfuerzo de tensión

Según el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, en la regla 261.H.1.b, los esfuerzos de tensión a 25 °C, sin carga externa, no deberán exceder los siguientes porcentajes de su resistencia a la rotura nominal:

- Tensión sin carga inicial (EDS): 25 %
- Tensión sin carga final (EDS): 20 %

#### 6.6. Ancho de faja de servidumbre

Según el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, “*se encuentra estipulado en la Tabla 219*”.

Tabla 23: Anchos mínimos de la servidumbre a nivel de tensión

Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)
10 - 15	6
20 - 36	11
50 - 70	16
115 - 145	20
220	25
500	64

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

En la siguiente figura se muestra el ancho de la faja de servidumbre a una tensión de 220 kV.

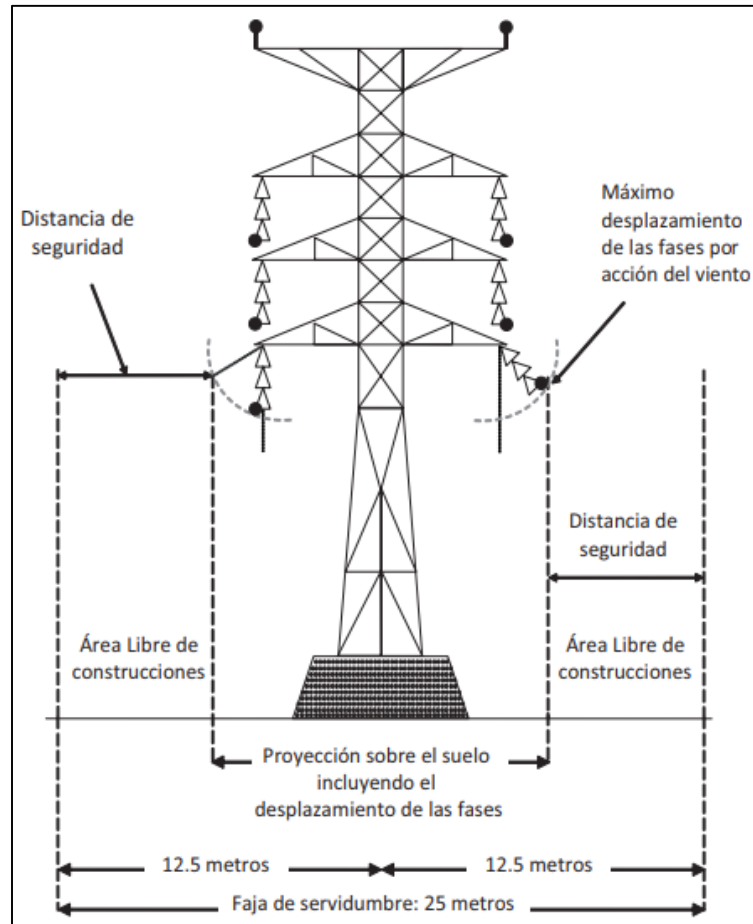


Figura N° 47: Faja de servidumbre para una línea de 220 kV  
Fuente: Fundamentos técnicos y económico del sector eléctrico peruano

### 6.7. Distancia mínima de seguridad vertical

Las mínimas distancias verticales de seguridad de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua para tensiones en 220 kV, según el Código Nacional de Electricidad –Suministro 2011 “en la tabla 232-1<sup>a</sup>”, y considerando la temperatura máxima de conductor de 75 °C se muestran los siguientes valores:

Tabla 24: Distancia de seguridad vertical

Descripción	Nivel de Tensión 220 kV Altura 3000 m.s.n.m
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	11,0
Al cruce de carreteras y avenidas	8,5
Al cruce de calles	8,5
Al cruce de calles y caminos rurales	8,5
A lo largo de carreteras y avenidas	8,5
A lo largo de calles	8,5
A lo largo de calles y caminos rurales	8,5
A áreas no transitadas por vehículo	7,0
Sobre el nivel más alto de río no navegable	8,0
A terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	8,5

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

El CNE – Suministro 2011 “indica también que los valores obtenidos de la tabla anterior se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepase los 1000 m.s.n.m.”

### 6.7.1. Cálculo de pérdida por efecto de Joule

Según las Especificaciones técnicas del Pliego del Comité de Inversión:

“Las pérdidas por efectos Joule se calcula utilizando la siguiente ecuación”:

$$Pérdidas = \left( \frac{P_{nom}}{V_{nom}} \right)^2 * \frac{R}{P_{nom}} * 100 (\%)$$

Donde:

$P_{nom}$ : Capacidad nominal de la línea, [MVA].

$V_{nom}$ : Tensión nominal de la línea, [kV].

$R$ : Resistencia total de la línea por fase a 75 °C, [ $\Omega$ ].

El nivel de pérdidas por efecto Joule para líneas de transmisión es menor o igual al 3,0 %.

Asumiendo una potencia de transmisión de 170 MVA

$$P\acute{e}rdidas = \left(\frac{170}{220}\right)^2 * \frac{75}{170} * 0,1$$

$$P\acute{e}rdidas = 2,63429 \%$$

Este valor obtenido cumple con el nivel de pérdidas por efecto Joule que es menor al 3%.

### 6.7.2. Pérdidas por efecto corona

La pérdida por efecto corona se calcula utilizando el método de Peterson:

$$P_c = \frac{2,094 * f * V^2 * F}{\left(\text{Log}_{10}\left(\frac{2 * DMG}{d}\right)\right)^2 * 10\ 000}$$

Donde:

$P_c$ : Pérdidas corona en conductor, kW/km/fase.

$F$ : Factor corona determinado por ensayo y que depende del voltaje de operación ( $V$ ) y del voltaje crítico disruptivo ( $V_0$ ).

$f$ : Frecuencia, (Hz).

$V$ : Voltaje de operación fase-tierra en kVrms:

### 6.8. Valor máximo de gradiente superficial

Según el Procedimiento de ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN, Anexo 1.1.3. “*Los criterios de diseño de líneas de transmisión el valor máximo de gradiente superficial en los conductores, no deben superar los siguientes valores de gradientes críticos*” [26]:

- En la región costa con altitudes hasta 1 000 m.s.n.m. igual a 16 kV<sub>rms</sub>/cm.

- En la región selva con altitudes hasta 1 000 m.s.n.m. igual a 18,5 kV<sub>rms/cm</sub>.
- En zonas con altitud mayor a 1 000 m.s.n.m. igual a 18,5 kV<sub>rms/cm</sub>. Este valor está referido al nivel del mar por lo que deberá corregirse por altitud.

Se tomará el valor de 18,5 kV<sub>rms/cm</sub>, porque la línea está a más de 3 000 m.s.n.m. en zona sierra.

## 6.9. Selección del aislamiento

Según la Norma IEC 60071-2, “*el factor de corrección por altura (K<sub>a</sub>) viene dado por la siguiente expresión*”:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)}$$

Donde:

H = Altitud sobre el nivel del mar (m.s.n.m).

m = Coeficiente exponencial de corrección, el valor de m depende del tipo y duración del voltaje considerado siendo para:

- Impulsos tipo rayo = 1,0
- Voltajes de corta duración a frecuencia industrial = 1,0

Para una altura de H = 3 295 m.s.n.m, el factor de corrección por altura es:

$$K_a = e^{1\left(\frac{3295-1000}{8150}\right)}$$

$$K_a = 1.3252$$

De acuerdo al nivel de altitud de la línea, el aislamiento se selecciona en base a criterios eléctricos y mecánicos:

- Sobretensión a frecuencia industrial bajo lluvia.
- Sobretensión de impulso.
- Distancia de fuga.

### a) Sobretensión a frecuencia industrial bajo lluvia

De acuerdo a la Norma IEC 60071-1 “*indica que, a una tensión máxima de operación de 245 kV, la tensión de sostenimiento de corta duración a frecuencia industrial es de 460 kV rms*”. Ver en anexo 5.

El voltaje crítico disruptivo (VCFO) se calcula mediante la ecuación:

$$VCFO = \frac{VF_1}{(1 - 3,5 \times \sigma)}$$

Donde:

$$VF_1 = 460 \text{ kV rms.}$$

$\sigma = 0,02$  para voltaje a frecuencia industrial bajo la lluvia.

$$VCFO = 494,62 \text{ kV}$$

El valor obtenido se multiplicada por el factor de corrección por altura:

$$VCFO_{correg} = 494,62 \times 1,325$$

$$VCDFO_{correg} = 655,3715 \text{ kV}$$

Se obtiene el valor corregido del voltaje crítico disruptivo.

#### b) **Sobretensión de impulso**

De acuerdo a la Norma IEC 60071-1 *“indica que a una tensión máxima de operación de 245 kV, la tensión mínima resistente al impulso atmosférico es de 1050 kV”*.

El voltaje crítico disruptivo (VCFO) se calcula mediante la ecuación:

$$VCFO = \frac{VR}{(1 - 1,3 \times \sigma)}$$

Donde:

$$VF_1 = 1050 \text{ kV}$$

$\sigma = 0,03$  para voltaje impulso

$$VCFO = \frac{VR}{(1 - 1,3 \times \sigma)}$$

$$VCFO = 1092,61 \approx 1093 \text{ kV}$$

El valor obtenido se multiplicada por el factor de corrección por altura:

$$VCFO_{correg} = 1093 \times 1,325$$

$$VCDFO_{correg} = 1448,225 \text{ kV}$$

**c) Longitud de fuga**

Se deben seguir las recomendaciones de la Norma IEC- 60815 para un determinado nivel de contaminación de distancia de fuga.

Como ejemplo Asumimos la ciudad de Huancayo que atraviesa aéreas rurales no contaminadas (alejada del mar) a lo largo de su trazo y con presencia de lluvias de octubre a abril, Le corresponde un nivel de contaminación Ligero (Nivel I), la distancia de fuga específica es de 16 mm/kV, valor obtenido de la tabla de grados de contaminación. Ver en anexo 6.

Utilizando la siguiente ecuación:

$$\delta = \frac{3,926 \times P}{273 + T}$$

Donde:

$\delta$  = Densidad relativa del aire

P = Presión del aire, en cm de Hg, para este caso la zona de Huancayo 54,529486 cmHg, este valor de la presión del aire fue obtenida de los datos de la NASA que nos da 72,7 kPa para luego convertirlos en cm Hg.

T = Temperatura del aire, 25 °C.

$$\delta = \frac{3,926 \times 54,529486}{273 + T}$$

$$\delta = 0,718398$$

La densidad relativa del aire es de 0, 718398.

$$L_f = V_{max} \times L_{fe} \times \frac{1}{\delta}$$

Donde:

$L_f$  = Longitud de fuga requerida de acuerdo con el nivel de contaminación mm.

$V_{max}$  = Tensión máxima del sistema en kV.

$L_{fe}$  = Longitud de fuga mínima en mm/kV.

$$L_f = 245 \times 16 \times \frac{1}{0,718398}$$

$$L_f = 5456,585346$$

La longitud de fuga es de 5456,585346 mm.

$$N_a = \frac{L_f}{L_a}$$

Donde:

$N_a$  = Número de aisladores por cadena.

$L_a$  = Longitud de fuga de un aislador en mm.

Este valor de Longitud de fuga de un aislador será tomado del catálogo de Gamma (Aislador de vidrio standard). Ver anexo 7.

$$N_a = \frac{5456,585346 \text{ mm}}{320 \text{ mm}}$$

$$N_a = 17,05$$

El número de aisladores de la cadena será de 17.

#### a. Resultados:

En la siguiente tabla se muestran los valores de distancia de fuga y el número de aisladores, de la cual las cadenas necesitaran 17 unidades y 5 500 mm de longitud de fuga.

Tabla 25: Número de aisladores por cadena

Altitud máxima msnm	Nivel de contaminación	Longitud de Fuga Específica (mm/kV)	Densidad relativa $\delta$	Distancia de fuga requerida mm	Aislador		Número aisladores por cadena
					Tipo	Distancia de fuga (mm)	
4000	Ligero	28	0,7184	5456,58	U120BS	320	17

Fuente: Elaboración propia

## 6.10. Sistema de puesta a tierra

### 6.10.1. Medición de resistividad

#### a) Equipo utilizado

El equipo de medición utilizado para medir la resistividad del terreno es un telurómetro inteligente Em - 4056, el cual es un instrumento digital, controlado por microprocesador, que permite medir resistencias de tierra y resistividad del

suelo por el método de Wenner, así como detectar las tensiones parasitas presentes en el terreno.

El instrumento posee cuatro rangos que se seleccionan automáticamente, cubriendo mediciones desde  $0,01\Omega$  hasta  $20k\Omega$ , lo cual permite obtener resultados exactos en cualquier tipo de suelo.

Permite realizar la medición utilizando una corriente de prueba cuya frecuencia es seleccionable por el operador: 270 Hz o 1470 Hz. La frecuencia más baja permite analizar el comportamiento del sistema de tierra para la conducción de corrientes de falla, en tanto que la medición con la frecuencia más alta representa mejor el comportamiento respecto de las corrientes producidas por los rayos y ofrece inmunidad muy alta respecto de la tensión de interferencia que suelen estar presentes en los terrenos, especialmente en las proximidades de subestaciones. Las especificaciones técnicas del equipo están en el anexo 8.



Figura N° 48: Medidor de la resistividad del terreno  
Fuente: Telurómetro Inteligente Em 4056

### 6.10.2. Datos recolectados

Los datos recolectados varían en lo largo de la línea y estas técnicas son descritas en la “*IEEE Std 81 – 1983*” que consisten en medir la resistividad de tierra, la impedancia y el potencial de superficie.

Las mediciones se harán en cada sitio de la torre en forma Horizontales (180°) y Verticales (90°) del sitio de torre según la facilidad del terreno (cada lectura con electrodos espaciados a 1m y 2m), obteniendo de estas un valor de resistividad del terreno promedio por sitio [27].

Cuando no se obtiene el valor de resistencia dada, se instalara uno de los siguientes esquemas [28]:

- Contrapesos radiales o cables enterrados horizontalmente.
- Métodos no convencionales tales como aditivos o rellenos.
- Instalación de pararrayos en la línea.

Según la zona por donde recorre la línea existen valores de resistencia de puesta a tierra justificados:

- Zona I: No transitables: 25 ohm.
- Zona II: Pobladas o transitables: 20 ohm.

#### a) Materiales utilizados en el SPT

Un SPT está conformado por una varilla de copperweld de 2.40 x 16 mm, un conductor AWG copperweld de 70 mm<sup>2</sup> de sección mínima y cemento conductor (se puede usar como alternativa para mejorar la resistencia de puesta a tierra de las estructuras).

- Si la resistividad es muy alta se podrán utilizar otros medios para lograr un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra, como el uso de puestas a tierra capacitivas.
- Conector electrodo-cable: será de bronce y unirá el cable con el electrodo.

- Conector doble vía: será de cobre estañado para el empalme de los cables de puesta a tierra.

Por catálogo el grupo MANELSA tiene las siguientes especificaciones:



Figura N° 49: Varilla de Copperweld  
Fuente: MANELSA

En la siguiente tabla se muestra las características de la varilla copperweld:

Tabla 26: Descripción de las varillas copperweld

CATÁLOGO	DESCRIPCIÓN	COD.MAN.
615980	VARILLA COPPERWELD 5/8" (16mm) X2.5M-254um	4011520
613400	VARILLA COPPERWELD 3/4" X3M-254um	4011521
615880	VARILLA COPPERWELD 5/8" (14mm) X2.4M-254um	4011581
613480	VARILLA COPPERWELD 3/4" X2.4M-254um	4011582

Fuente: MANELSA



Figura N° 50: Cemento conductor en bls. de 11,3 kg  
Fuente: MANELSA

#### b) Instalación de la varilla copperweld

Las varillas de puesta a tierra deben estar conectadas a la estructura e hincadas a una profundidad igual a la de la excavación de la cimentación donde el número y disposición de las varillas depende de la conductividad del suelo donde esté localizada la estructura o torre; sin embargo, en la práctica es de colocar cuatro varillas siempre en cada torre [27].

Estas varillas varían su longitud (m) y diámetro en pulgadas.

La selección del diámetro de la varilla debe tener un buen espesor para que al momento de ser clavada al suelo no se pandee o sufra daños que ocasionen corrosión prematura.

Para hallar la resistencia de pie de torre de una torre que se obtiene al enterrar una varilla, se define por la ecuación:

$$R = \frac{\rho}{2 \times \pi \times l} \times \left[ \text{Ln} \left( \frac{4l}{a} \right) - 1 \right]$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios ( $\Omega$ ).

$\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m).

l = Longitud de la varilla (m).

a = Radio de la varilla (m).

## 6.11. Diseño de las cimentaciones

Se diseñan dependiendo de las dimensiones del apoyo, puede ser macizos monobloque (un solo macizo para todo el apoyo), o en forma independiente (patas separadas) [10].

Las de monobloque necesitan un mayor volumen de hormigón que las de patas separadas, su empleo ha de evitarse en terrenos de poca consistencia, tales como terrenos sueltos, arcillas plásticas, pantanos, etc.

Para suelos sueltos y terrenos duros serán de concreto armado, en terrenos rocosos se debe utilizar fundaciones tipo pilote y en terrenos donde no exista acción alcalina o ácida del suelo se debe usar fundaciones de parrilla de acero galvanizado [28].

En el anexo 9 se muestran algunas estructuras al nivel de 220 kV del catálogo serie DRAGO. En el anexo 10 muestra unos ejemplos de una estructura de tipo: Anclaje Angular/Terminal. Fuente: Línea de transmisión de 220 kV Tingo María – Aguaytia.

### **6.11.1. Normas para el diseño**

Para el diseño de las cimentaciones de las estructuras en líneas de transmisión, se regulan bajo las normas y códigos peruano vigentes y normas internacionales complementarias, entre las cuales podemos destacar las siguientes:

- Norma Técnica de Edificación NTE 060 – Concreto Armado.
- Norma Técnica de Edificación NTE 030 – Diseño Sismorresistente.
- Norma Técnica de Edificación NTE 050 – Suelos y Cimentaciones.
- American Concrete Institute ACI-318/99.
- American Institute of Steel Construction-AISC.
- American Society for Testing and Materials- ASTM.

### **6.11.2. Estudio de mecánica de suelos**

Un Estudio de Mecánica de Suelos (EMS) se hace con fines de cimentación y con la finalidad de asegurar la estabilidad, permanencia de las obras y establecer los parámetros de resistencia mecánica que permitan determinar la capacidad portante del terreno en las zonas donde se instalarán las estructuras. Según el Reglamento Nacional de Edificaciones la norma E 0.50 (Estudio de Mecánica de Suelos) y la norma DGE “Especificaciones técnicas para las obras civiles y el montaje electromecánico de líneas de transmisión para electrificación rural” [17], [29], indican:

#### **a) Trabajos de campo:**

##### **1) Excavaciones – calicatas**

La exploración del subsuelo se efectuara mediante excavaciones a cielo abierto, en forma de calicatas ubicadas a lo largo de la ruta en las zonas donde se instalaran las estructuras [29].

Las profundidades de las excavaciones varían entre 1,00 y 2.50 m.

## **2) Pruebas In situ**

Se efectuarán pruebas de densidad natural en todas las calicatas mediante el método del “Cono de arena”.

Las densidades naturales son variables de acuerdo a la zona, con humedades que nos indique que los suelos, en general, tienen de alta a baja densidad y humedad.

## **3) Muestreo**

Se deben de tomar muestras disturbadas e inalteradas representativas en las calicatas, para ser trasladadas al laboratorio en cantidad suficiente para la realización de los ensayos standard y espaciales correspondientes [29].

- Suelos cohesivos:
  - Muestra para clasificación (3,0 kg).
  - Muestra inalterada 20 x 20 x 20 cm., alternativa e intercaladamente en la misma formación geológica.
- Suelos friccionantes:
  - Muestra alterada de 15 kg.
  - Ensayo de densidad natural.

## **b) Trabajo en laboratorio**

Según métodos standard se realizarán [29]:

- En todas las muestras: límite líquido (LL), límite plástico (LP), contenido de humedad (%W), análisis granulométrico. - Parcialmente: densidad de muestras de roca (Sr), densidad SS máxima suelo seco, densidad mínima suelo seco, ensayo de compresión simple (ECS).
- Evaluación de la capacidad portante en diferentes niveles del; perfil geotécnico.
- Descripción del suelo según el SUCS y AASHO.

- Evaluación de parámetros mecánicos para el cálculo de la capacidad de carga admisible.
- La densidad relativa ( $D_r$ ) para la determinación del ángulo de fricción ( $\phi$ ) en suelos friccionantes.
- La consistencia relativa ( $C_r$ ), dato que permite evaluar el orden de la resistencia  $q_u$  (resistencia a compresión simple y relacionar suelos de diferentes calicatas de una formación; para suelos cohesivos).
- La resistencia a la compresión simple ( $q_u$ ), de ensayos ad hoc de laboratorio (por carga controlada) como valores tipo para cada área geomórfica, interrelacionada con  $C_r$  y la clasificación SUCS; para suelos cohesivos.
- La clasificación de los suelos se efectuará por el SUCS, que se presenta por sector por km de trazo de la línea de transmisión.

**c) Simbología de suelos**

El Reglamento Nacional de Edificaciones – E 0.50. “*Recomienda incluir los símbolos grafios indicados en la siguiente figura de la siguiente página*”:












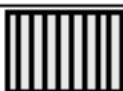
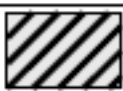

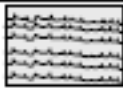
DIVISIONES MAYORES		SIMBOLO		DESCRIPCIÓN
		SUCS	GRÁFICO	
SUELOS GRANULARES	GRAVA Y SUELOS GRAVOSOS	GW		GRAVA BIEN GRADUADA
		GP		GRAVA MAL GRADUADA
		GM		GRAVA LIMOSA
		GC		GRAVA ARCILLOSA
	ARENA Y SUELOS ARENOSOS	SW		ARENA BIEN GRADUADA
		SP		ARENA MAL GRADUADA
		SM		ARENA LIMOSA
		SC		ARENA ARCILLOSA
SUELOS FINOS	LIMOS Y ARCILLAS (LL < 50)	ML		LIMO INORGÁNICO DE BAJA PLASTICIDAD
		CL		ARCILLA INORGÁNICA DE BAJA PLASTICIDAD
		OL		LIMO ORGÁNICO O ARCILLA ORGÁNICA DE BAJA PLASTICIDAD
	LIMOS Y ARCILLAS (LL > 50)	MH		LIMO INORGÁNICO DE ALTA PLASTICIDAD
		CH		ARCILLA INORGÁNICA DE ALTA PLASTICIDAD
		OH		LIMO ORGÁNICO O ARCILLA ORGÁNICA DE ALTA PLASTICIDAD
SUELOS ALTAMENTE ORGÁNICOS	Pt		TURBA Y OTROS SUELOS ALTAMENTE ORGÁNICOS.	

Figura N° 51: Simbología de suelos SUCS  
Fuente: Reglamento Nacional de Edificaciones

### 6.11.3. Características de los materiales

Los materiales que se pueden usar para zapatas en concreto reforzado tendrán las siguientes características [28]:

**Concreto estructural:**  $f'_c = 210 \text{ kg/cm}^2$ .

**Varilla de refuerzo:**

Diámetro:  $>3/8"$ :  $f_y = 4\ 200 \text{ kg/cm}^2$ .

Diámetro:  $<1/2"$ :  $f_y = 2\ 400 \text{ kg/cm}^2$ .

### 6.11.4. Tipo de fundación

Según José Gómez “la zonificación de suelos, se muestra unos criterios para la selección del tipo de fundación” [27]:

#### a) Parrillas

Para suelos con espesor superior a 2,0 metros. “*El diseño contempla la construcción de una parrilla metálica, cuyas dimensiones se determinarán en función de la capacidad portante admisible del suelo sobre el cual será soportada*” [27].

#### b) Zapata en concreto

Para sitios donde existen depósitos de suelo con espesor superior a 2,50 metros. “*Este diseño contempla la construcción de una zapata en concreto reforzado, cuyas dimensiones se determinarán en función de la capacidad portante admisible del suelo sobre el cual será soportada*”.

Se verificará la resistencia al arranque la cual será suministrada por el peso del relleno que se construirá sobre la zapata y el peso propio de la zapata. En nivel de cimentación se ubicará aproximadamente a 2.50 metros de profundidad [27].

#### c) Zapata con anclaje en roca

Existirán sitios de torre donde el macizo rocoso se encuentra en la superficie del terreno o muy cerca de ella.

“Para este caso se contempla la construcción de una zapata superficial, cimentada a una profundidad entre 0.20 y 0.50 metros por debajo del terreno natural y anclajes perforados en el macizo rocoso y embebidos en la zapata, que trabajen solidariamente con ella”.

Esta zapata debe ser diseñada para soportar las cargas de compresión provenientes de la torre, sus dimensiones se definirán en función de esas cargas y de la capacidad portante del macizo rocoso. De igual manera los anclajes serán diseñados para recibir las posibles fuerzas de tracción que se produzcan en la torre y transmitir las al macizo rocoso. [27].

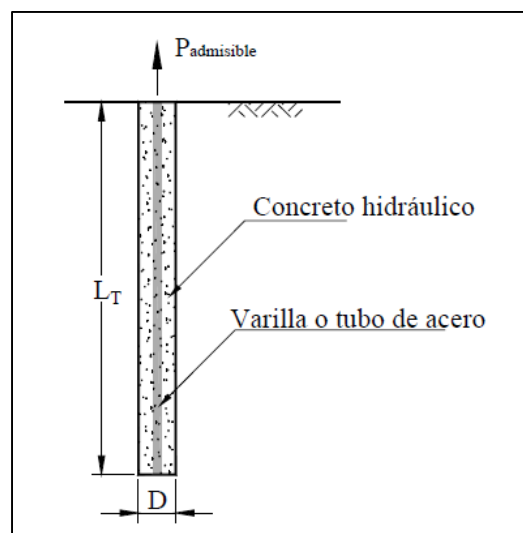


Figura N° 52: Zapata con anclaje en roca  
Fuente: Gómez, José Luis [27]

#### d) Pilastra o pila de concreto

Para suelos con espesor del orden de 1, 50 metros, bajo la cual se encuentre el macizo roco. Esta cimentación consiste en una pila de sección cuadrada o circular que se cimentara sobre el macizo rocoso.

Transmitirá las cargas de compresión directamente al macizo rocoso de manera que sus dimensiones en planta serán función de esas cargas y de la capacidad portante del macizo.

Tabla 27: Selección del tipo de fundación

Tipo de fundación	Criterio de selección
Parrilas:	Suelo seco, capacidad portante $\geq 1,0 \text{ kg/cm}^2$ Suelo no corrosivo ( $\text{ph} \geq 5$ ) Resistividad del suelo $\geq 50 \text{ Ohm-m}$
Parrilla Pesada	$1,0 \leq q_u < 1,5 \text{ kg/cm}^2$
Parrilla Liviana	$q_u > 1,5 \text{ kg/cm}^2$
Zapata en concreto	$q_u \geq 0,5 \text{ kg/cm}^2$
Anclaje en roca o Micropilote	Roca sana o levemente fracturada
Pilastra	Roca moderadamente fracturada
Especial	$q_u < 0,5 \text{ kg/cm}^2$ Riesgo de sovacación

Fuente: Diseño de Línea de transmisión [27]

### 6.11.5. Cálculo mecánico de las cimentaciones

Según Ingenieros (Emetres) im3 en la página 301 - 305 [10] “indica para cálculo de cimentaciones fraccionadas y de monobloque”.

a) **Fraccionadas:** Utiliza el método del cono de arranque de tierras.

- **Comprobación al arranque:**

$$\text{Coef. est} = \frac{P_{\text{hormigón}} + P_{\text{tierras}}}{T} \geq C.S$$

- **Comprobación a compresión:**

$$\text{Fatiga} = \frac{P_{\text{hormigón}} + C_{\text{max}}}{\text{Superficie base}} \geq \text{Comp. adm.}$$

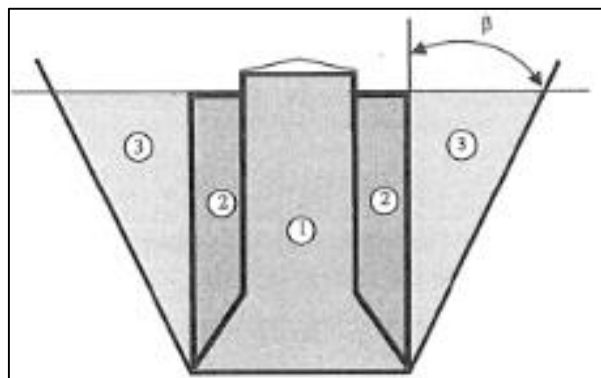


Figura N° 53: Zonas de la cimentación que se oponen al arranque

Fuente: Cálculo y diseño de L.T.A.T [10]

Donde:

Los esfuerzos que se oponen al arranque, son:

- 1) Peso del macizo de hormigón.
- 2) Peso de las tierras que gravitan sobre el hormigón.
- 3) Peso de las tierras arrancadas según el ángulo natural de terreno  $\beta$ .

**b) Monobloque:** Se utiliza el método de Sulzberger.

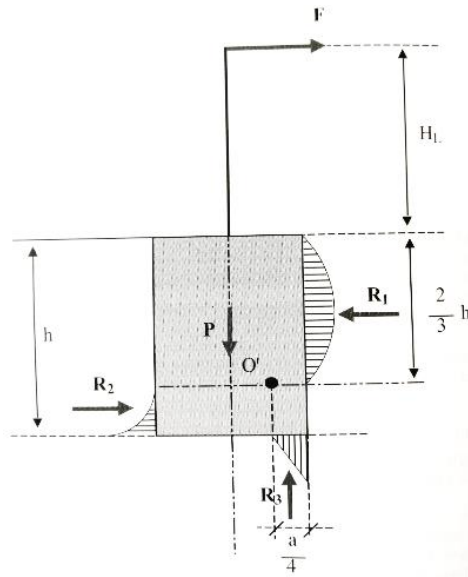


Figura N° 54: Esfuerzo y reacciones que la cimentación ejerce sobre el terreno  
Fuente: Cálculo y diseño de L.T.A.T [10]

Donde:

**F** = Esfuerzos sobre el apoyo, en daN.

**H<sub>L</sub>** = Altura desde el punto de aplicación de F hasta la línea de tierra, en m.

**H** = Profundidad de la cimentación, en m.

**P** = Peso del conjunto formado por el macizo, el apoyo y otros elementos, en daN.

**a** = Anchura de la cimentación, en m.

**O'** = Centro de rotación de la cimentación, que para un terreno plástico tiene de coordenadas:  $(\frac{2}{3}h, \frac{1}{4}a)$ .

## VII. ELABORACION DE UN EJEMPLO APLICATIVO DE LA METODOLOGÍA PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

### 7.1. Línea de Transmisión 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes

#### 1) Ubicación del proyecto.

Se ubica en la costa norte del Perú, entre los departamentos de Piura y Tumbes. El recorrido de la línea de transmisión y las derivaciones se ubican a menos de 500 msnm. La línea tiene una longitud de 158 km.

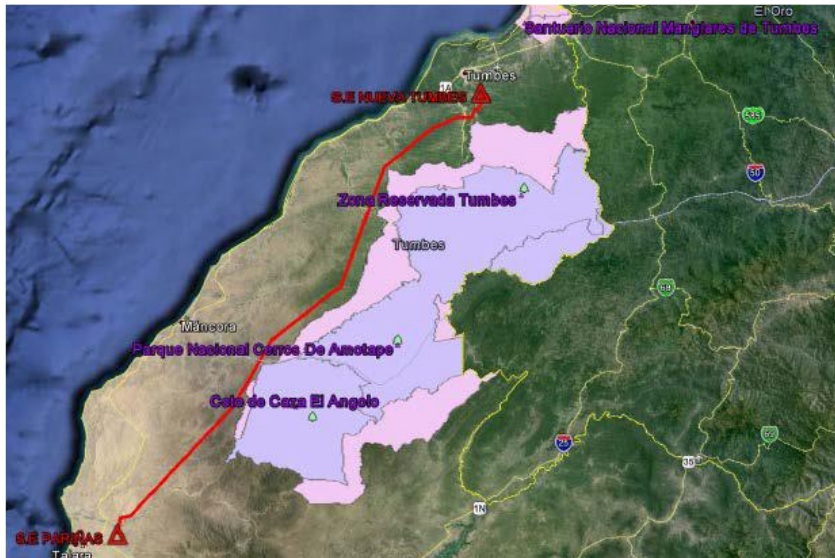


Figura N° 55: Línea de transmisión 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes  
Fuente: CESEL Ingenieros

#### 2) Características climatológicas de la zona

Temperatura ambiente:

- Máxima: 40 °C
- Media: 20 °C
- Mínima: 10 °C
- Humedad relativa: 90%
- Máxima velocidad del viento: 94 Km/h (según el CNE-Tabla 250-1. B)
- Nivel cerámico: 0,1 a 0,2 descargas/km<sup>2</sup> año

#### 3) Características de la línea

- Torre de doble terna
- Nivel de tensión: 220 kV
- N° de circuitos: 2

- Conductores: ACAR 1200 MCM y ACAR 800 MCM
- Cables de guarda: 2 conductores tipo OPGW de 107, 51 mm<sup>2</sup>
- Estructura de soporte: Torres metálicas de celosía
- Configuración: Vertical en doble columna
- Aisladores: Antifog recubierto de goma de silicona inorgánica con 31 mm/kV de línea de fuga.
- Espesor de hielo: No se considera.

#### **4) Ancho de la faja de servidumbre**

La faja de servidumbre es de 25 m (12,5 a cada lado del eje de la línea).

#### **5) Potencia a transmitir**

La potencia a transmitir es de 250 MVA en condiciones normales de operación

#### **6) Condiciones normales del servicio**

Las condiciones de servicio del presente proyecto se muestran a continuación:

- Tensión de operación nominal de la línea: 220 kV
- Tensión máxima del sistema: 245 kV
- Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico: 1 050 kVp (pico)
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz 460 kV (eficaz)

#### **7) Selección de la ruta**

La selección del trazo de ruta se ha realizado a través del Google Earth, el cual ha sido complementado con la visita a campo, para ello se han tenido cuenta los siguientes criterios:

- Se han ubicado la menor cantidad de vértices
- Se han ubicado los vértices de tal manera que se obtenga una ruta con la menor cantidad de interferencia (cruces de línea, zonas pobladas, campamentos, pozos petroleros, etc.)
- Se ha tratado de ubicar el trazo paralelo a las líneas existentes con el fin de aprovechar los accesos
- En lo posible se ha evitado pasar por terrenos agrícolas

#### **8) Nivel de interferencia y radiación**

El proyecto se encuentra en zonas públicas, por lo tanto, los valores máximos son las siguientes:

- Intensidad de campo eléctrico = 4,2 kV/m.
- Densidad de flujo magnético = 83,3 Mt.
- Interferencia Electromagnética = 53 dB $\mu$ /m.
- Límite de ruido audible para la zona industrial y en horario nocturno = 70 dBA.

### 9) Aislamiento de la línea

#### a) Aislamiento por contaminación:

- Número de aisladores: 17, y en anclaje 18 aisladores.

#### b) Aislamiento por sobretensiones a impulso atmosférico:

- Número de aisladores: 15

#### c) Aislamiento a frecuencia industrial:

- Número de aisladores: 7

### 10) Estructura que tendrá la línea de transmisión

La configuración será de simple terna, definiéndose los siguientes tipos:

- S: Torre tipo Suspensión.
- A30: Torre tipo Anclaje/ Angular hasta 30°.
- A60: Torre angular de 30° hasta 0°.
- T90: Torre terminal/ Angulo mayor de 60° hasta 90°.
- PRT-CR-LT: Pórtico para cruce de línea.

### 11) Puesta a tierra

Se usará un cable de acero con recubrimiento de cobre (copperweld), con las siguientes características:

- Número de hilos: 7 N° 7 AWG
  - Sección transversal: 73,87 mm<sup>2</sup>
  - Diámetro del cable: 11 mm
  - Carga de rotura: 20 kN
  - Peso unitario: 607,87 kg/km
- Máxima Corriente de cortocircuito para un tiempo de 0,5 seg.: 17,09 kA
- Conductividad: 30%

## **CONCLUSIONES**

- Se seleccionaron los principales criterios para el diseño de una línea de transmisión, en base a las normas nacionales e internacionales y de nuestro Código Nacional de Electricidad, teniendo como resultado una correcta selección de la ruta, conductores, cable de guarda, nivel de aislamiento, estructuras, sistema de puesta a tierra, y selección de la cimentación y otros.
- Se analizó la metodología de la línea de transmisión, mediante un diagrama de flujo, que permitirá optimizar tiempos en la gestión y toma de decisiones para los diseños de sistemas de transmisión de la línea.
- Se analizó el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del plan de transmisión para lo cual continúa expandiéndose los kilómetros de líneas de transmisión en sus diferentes niveles de tensión.
- Se analizó los parámetros principales para el diseño preliminar y selección de los materiales a utilizar según normas nacionales e internacionales, donde primero tuvo la gran importancia la línea.
- Se elaboró un ejemplo para el diseño de una línea, y se estructuró la metodología mediante el diagrama de flujo, teniendo como resultado optimización para la gestión y correcta ejecución en el diseño.

## **RECOMENDACIONES**

- Se sugiere seleccionar la mejor ruta con la menor cantidad de vértices, lo cual permitirá el menor tiempo de ejecución del proyecto y costos de operación y mantenimiento.
- El estudio de las condiciones ambientales en toda la zona de la línea de transmisión, permitirá una buena selección del conductor para el diseño de una línea de transmisión que evitará menores pérdidas Joule, Corona y menores costos para el proyecto.
- Se sugiere que los informes finales de la selección de la ruta, conductores, estructuras, puesta a tierra, cimentaciones y otros, deben estar debidamente sustentados con las normas o estándares vigentes.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Enríquez, «Sistemas de Transmisión y distribución de potencia eléctrica», México: Limusa, 2008.
- [2] F. Gonzalez, «Elementos de líneas de transmisión aérea,» Febrero 2016. [En línea]. [Último acceso: Mayo 2018].
- [3] A. Galindo, «Líneas de Transmisión,» [En línea]. Available: [http://www.academia.edu/9959494/CAP%C3%8DTULO\\_1\\_L%C3%8DNEAS\\_DE\\_TRANSMISI%C3%93N](http://www.academia.edu/9959494/CAP%C3%8DTULO_1_L%C3%8DNEAS_DE_TRANSMISI%C3%93N).
- [4] Red Eléctrica del Sur S.A., *Fajas de Servidumbre en Líneas de Transmisión*, Lima, 2010.
- [5] Organismo de Evaluacion y Fiscalizacion Ambiental, *La Supervisión Ambiental en el Subsector Electricidad*, Lima, 2015, p. 48.
- [6] Ministerio de Energía y Minas, «Código Nacional de Electricidad Suministro,» 5 Mayo 2011. [En línea]. Available: <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>.
- [7] W. Percca, «Selección de conductor para líneas de transmisión en 500 kV,» 2013. [En línea]. Available: [http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/2081/1/percca\\_pw.pdf](http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/2081/1/percca_pw.pdf). [Último acceso: 2018].
- [8] A. M. Mendoza, «Diseño eléctrico y Mécanico de la línea de transmisión Cuenca-Loja Tramo 2, (km 47 AL km 95) A 230kV,» 2014. [En línea]. Available: <http://dspace.ucacue.edu.ec/bitstream/reducacue/5702/1/Monografia%20Andres%20Matute.pdf>.
- [9] Á. Rodríguez, «Cables de guarda en torres de alta tension y rayos,» 10 Marzo 2010. [En línea]. Available: <http://www.ealuro.com/ealgx/CABLES-DE-GUARDA-EN-TORRES-DE-ALTA-TENSION-Y-RAYOS.pdf>.
- [10] P. Simón Comín, F. Garnacho Vecino y J. Moreno Mohíno, *Cálculo y Diseño de Líneas Eléctricas de Alta Tensión*, Madrid: Garceta, 2011.

- [11] I. 61952, Insulators for overhead lines - Composite line post insulators for A.C. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V - Definitions, test methods and acceptance criteria, Switzerland, 2008.
- [12] 60305, IEC, Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1 000 V – Ceramic or glass insulator units for a.c. systems – Characteristics of insulator units of the cap and pin type, Switzerland, 1995.
- [13] I. 60433, Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1 000 V – Ceramic insulators for a.c. systems – Characteristics of insulator units of the long rod type, Switzerland, 1998.
- [14] R. Gregor, «Manual de Líneas de transmisión y distribución de energía,» Marzo 2010. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/doc/262848614/Manual-de-lineas-de-transmision-y-distribucion-GEDILine>.
- [15] A. Dammert, F. Molinelli y M. Carbajal, «Fundamentos técnicos del sector eléctrico,» *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*, vol. I, pp. 21-25, 2011.
- [16] E. Quezada, «Metodología de Construcción de líneas de transmisión eléctrica,» 2005. [En línea]. Available: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfciq.5m/sources/bmfciq.5m.pdf>. [Último acceso: 2018].
- [17] Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento, «Reglamento Nacional de Edificaciones,» de *E 0.50 Suelos y Cimentaciones*, Lima, El Peruano, 2006, pp. 224-232.
- [18] COES SINAC , «Anteproyecto:"Línea de transmisión en 220 kV Puno-Juliaca-Azángaro y Subestaciones",» 30 Abril 2012. [En línea]. Available: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=8e1502fc-1500-46bf-a5bf-5e9a37852e59>.
- [19] Epm - Área ingeniería distribución, «Medida de resistividad eléctrica del suelo,» Mayo 2008. [En línea]. Available: [https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro\\_de\\_documentos/proveedores\\_y\\_contratistas/normas\\_y\\_especificaciones/normas\\_aereas/grupo\\_6\\_Normas\\_de\\_](https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_)

- montajes\_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD\_V3.pdf.  
[Último acceso: 2018].
- [20] J. A. Martínez, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, España: McGrawHill, 2008.
- [21] Celec EP, «Instructivo para el diseño de puesta a tierra en líneas de transmisión,» 2015. [En línea]. Available: [https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners\\_home/LOTAIP\\_NEW/2017/08-2017/a3\\_Regulaciones%20y%20procedimientos/RESDOURCES/I.05.PAV.02.01.02\\_Instructivo%20para%20el%20dise%C3%B1o%20de%20puesta%20a%20tierra%20en%20l%C3%ADneas%20de%20transmisi.](https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/LOTAIP_NEW/2017/08-2017/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/RESDOURCES/I.05.PAV.02.01.02_Instructivo%20para%20el%20dise%C3%B1o%20de%20puesta%20a%20tierra%20en%20l%C3%ADneas%20de%20transmisi.) [Último acceso: 21 2018].
- [22] R. M. Mujal, Cálculo de líneas y redes eléctricas, Barcelona, 2002.
- [23] S. Grainger, Análisis de sistemas de potencia, México: McGraw-Hill, 2001.
- [24] TECSUP, *Sistemas eléctricos de potencia*, Lima, 2009.
- [25] J. Cuyutupa Gómez, «Diseño de la línea de Transmisión Pomacocha - Carhuamayo en 220 kV,» 2013. [En línea]. Available: <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/2961/Cuyutupa%20Gomez.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [26] COES SINAC, «Criterios de diseño de líneas de transmisión,» 14 Marzo 2013. [En línea]. Available: <http://studylib.es/doc/4645378/1.1.3-criterios-de-dise%C3%B1o-de-l%C3%ADneas-de-transmisi%C3%B3n>.
- [27] J. Gómez, «"Diseño de la línea de transmisión Pomacocha - Carhuamayo en 220 kV",» 2013. [En línea]. Available: <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/2961/Cuyutupa%20Gomez.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [28] J. Reinoso, «Diseño y simulación de una línea de extra alta tensión de 500 kV,» 2013. [En línea]. Available: [http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/1600/1/reinoso\\_vj.pdf](http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/1600/1/reinoso_vj.pdf). [Último acceso: 2018].

- [29] Ministerio de Energía y Minas - , «"Especificaciones técnicas para las obras civiles y el montaje electromecánico de líneas de transmisión para electrificación rural",» Diciembre 2003. [En línea]. Available: <http://www.adinelsa.com.pe/files/normaslegales/rd022-2003-EM.pdf>.
- [30] I. 61466, Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - Part 1: Standard strength and end fittings, Switzerland, 2007.
- [31] SYSRED Sistemas Eléctricos, «Efecto Corona en Líneas de Transmisión,» 10 02 2013. [En línea]. Available: <http://studylib.es/doc/4875018/efecto-corona---sysred--sist%C3%A9mas-el%C3%A9ctricos>.
- [32] R. Lings, AC Transmission line reference book - 200 kV, 3° ed., Palo Alto, California: EPRI, 2005.
- [33] E. D. Suvo Rivera, Modelo de investigaciones geológicas y geotécnicas para definir la cimentación de estructuras de líneas de transmisión eléctrica, Lima-Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2017.

## ANEXOS

### Anexo 1: Conductor AAAC cables de Aluminio Aleación 6201

#### Uso / Aplicaciones

Conductores para líneas de transmisión y distribución con características maximizadas de resistencia mecánica y conductividad requeridas.

Para tendidos aéreos de media, alta y extra alta tensión

#### Normas de fabricación

ASTM B399

#### Construcción

##### Formación

Conductor homogéneo encordonado concéntricamente, formado por cables de aluminio liga 6201.

##### Conductor

Conductor de aluminio aleación 6201.

##### Características

Ventajas; la flexibilidad posibilita proyectos de líneas de transmisión y distribución con características maximizadas de resistencia mecánica y conductividad requeridas.

Composición Química; el material es un compuesto de Magnesio y Silicio, que proporciona aproximadamente el doble de la resistencia mecánica, en comparación al AL v1350 H19, utilizado en cables ACSR.

Resistencia a la corrosión.

Dureza superficial; le otorga a los conductores una resistencia a la abrasión superior

- Características técnicas

Nombre	Calibre [kcmil]	Sección del cond. [mm <sup>2</sup> ]	Tipo de cable	Número de alambres de aleación AL 6201	Diámetro del alambre [mm]	Diametro conductor [mm]	Peso nominal [kg/km]	Radio medio geométrico (M)
Akron	30,6	15,5	Akron	7	1,679	5	42,5	0,00183
Alton	48,7	24,7	Alton	7	2,118	6,4	67,6	0,0023
63,36 MCM	63,4	33,6	63,36 MCM	7	2,474	7,4	92,3	0,00269
Ames	77,5	39,3	Ames	7	2,672	8	107,7	0,00291
105,6 MCM	105,6	53,5	105,6 MCM	7	3,119	9,4	146,8	0,00339
Azusa	123,3	62,5	Azusa	7	3,371	10,1	171,4	0,00367
133,1 MCM	133,1	67,5	133,1 MCM	7	3,503	10,5	185,1	0,00381
Anaheim	155,4	78,6	Anaheim	7	3,782	11,4	215,8	0,00412
167,8 MCM	167,8	85	167,8 MCM	7	3,932	11,8	233,2	0,00428
Amherst	195,7	99,2	Amherst	7	4,247	12,7	272,1	0,00462
211,6 MCM	211,6	107,3	211,6 MCM	7	4,417	13,3	294,3	0,00481
Alliance	246,9	125,1	Alliance	7	4,77	14,3	343,2	0,00519
250,0 MCM	250	126,7	250,0 MCM	19	2,913	14,6	347,5	0,00552
300,0 MCM	300	152,1	300,0 MCM	19	3,193	16	417,4	0,00605
Butte	312,8	158,5	Butte	19	3,259	13,3	434,8	0,00618
350,0 MCM	350	177,3	350,0 MCM	19	3,447	17,2	486,4	0,00653
Canton	394,5	199,9	Canton	19	3,66	18,3	548,5	0,00693
400,0 MCM	400	202,7	400,0 MCM	19	3,686	18,4	556,2	0,00698
450,0 MCM	450	228	450,0 MCM	19	3,909	19,6	625,7	0,0074
Cairo	465,4	235,8	Cairo	19	3,975	19,9	646,9	0,00753
500,0 MCM	500	253,3	500,0 MCM	19	4,12	20,6	695	0,0078
550,0 MCM	550	278,6	550,0 MCM	37	3,096	21,7	764,4	0,00832
Darien	559,5	283,5	Darien	19	4,359	21,8	777,9	0,00826
600,0 MCM	600	303,8	600,0 MCM	37	3,233	22,6	833,6	0,00869
650,0 MCM	650	329,1	650,0 MCM	37	3,366	23,6	903,1	0,00904
Elgin	652,5	330,6	Elgin	19	4,707	23,5	907,2	0,00892
700,0 MCM	700	354,5	700,0 MCM	37	3,493	24,5	972,6	0,00939
Flint	740,8	375,4	Flint	37	3,594	25,2	1029,9	0,00966
750,0 MCM	750	380,2	750,0 MCM	37	3,617	25,3	1043,1	0,00972

## Anexo 2: Conductor ACAR Conductor de Aluminio desnudo con alma de aleación de aluminio.

### Uso / Aplicaciones

El cable de Aluminio Conductor Alloy Reinforced (ACAR) se usa como cable sin protección para líneas de transmisión y distribución.

### Normas de fabricación

ASTM B524

### Construcción

#### Formación

Cable formado por hilos de aluminio 1350, trenzados sobre un alma compuesta de hilos de aluminio aleación 6201, con un número de alambres de aluminio de 4 y 3 alambres de aleación AL6201.

#### Conductor

Hilos de aluminio 1350-H19 se trenzan concéntricamente sobre un alma de hilos de aluminio aleación 6201. El número de hilos depende del proyecto del cable. El número de hilos depende básicamente de los requisitos eléctricos que definirán el diámetro.

#### Características

En algunas construcciones de cables, los de aluminio liga 6201 pueden ser distribuidos en las coronas en conjunto con los cables de aluminio 1350-H19.

#### • Características técnicas

Nombre	Calibre (AWG)	Sección del cond. (mm <sup>2</sup> )	Diámetro del alambre de aluminio (mm)	Diámetro del alambre de aleación Al 6201 (mm)
1/0 AWG	1/0	53,5	3,119	3,119
2 AWG	2	33,7	2,474	2,474
2/0 AWG	2/0	67,5	3,503	3,503
3/0 AWG	3/0	85	3,932	3,932
4 AWG	4	21,1	1,961	1,961
4/0 AWG	4/0	107	4,417	4,417

## Anexo 3: Conductor ACSR Conductor de Aluminio desnudo con alma de acero.

### Uso / Aplicaciones

El cable ACSR se usa mucho en líneas de transmisión aéreas, así como en líneas de distribución primaria y secundaria.

### Normas de fabricación

ASTM B232

### Construcción

#### Formación

Conductor formado por un alma de acero y coronas de hilos de aluminio. Con un número de alambres de aluminio de 6; y 1,0 números de alambres de acero (1350-H19).

#### Conductor

Conductor trenzado concéntricamente con una o más coronas de hilos de aluminio 1350-H19 sobre alma de acero. El alma puede ser de hilo sólido o trenzado dependiendo del diámetro. Este está disponible en los tipos de galvanizado A y B.

#### Características

Ventajas; la flexibilidad posibilita proyectos de líneas de transmisión y

distribución con características maximizadas de resistencia mecánica y conductividad requeridas.

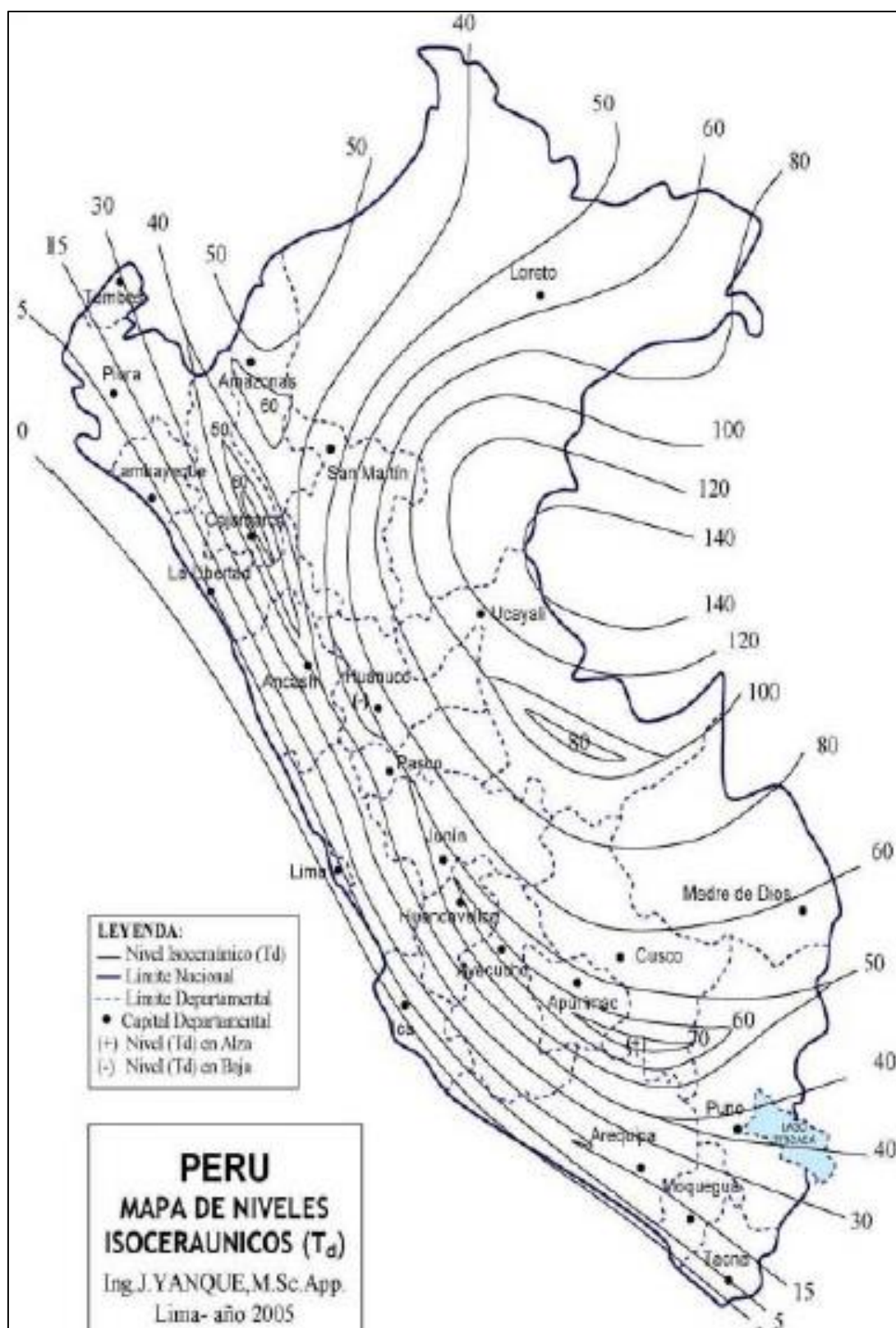
Resistencia a la corrosión.

Dureza superficial; le otorga a los conductores una resistencia a la abrasión superior.

- Características técnicas

Nombre	Calibre (AWG)	Sección transversal de aluminio (mm <sup>2</sup> )	Sección de Cond. (mm <sup>2</sup> )	Diámetro del alambre de Aluminio (mm)
Robin	1	42,41	49,5	3
Raven	1/0	53,5	62,5	3,371
Sparrow	2	33,64	39,3	2,672
Quail	2/0	67,4	78,6	3,782
Swallow	3	26,69	31,1	2,38
Pigeon	3/0	85	99,2	4,4247
Swan	4	21,14	24,7	2,118
Penguin	4/0	107,22	125,1	4,77
Thrush	5	16,78	19,6	1,887
Turkey	6	13,28	15,5	1,679

Anexo 4: Mapa de niveles isoceráunicos – Perú



Anexo 5: Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ( $1\text{kV} < U_m < 245\text{ kV}$ )

De la norma IEC 60071 - 1

Tensión más elevada para el material $U_m$ kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Anexo 6: Grados de contaminación según la IEC - 60815

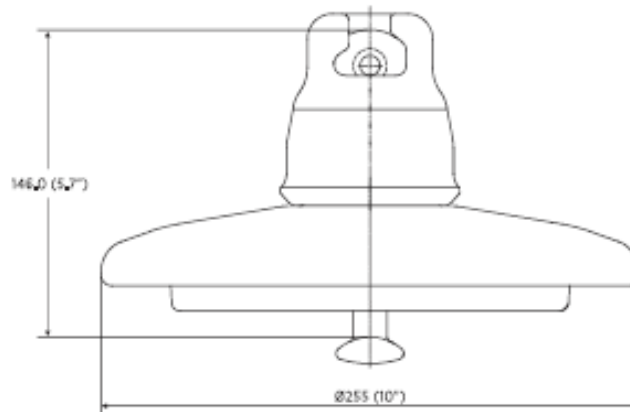
Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga Nominal mínima
		mm/kV⚡⚡
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.</li> <li>- Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia.</li> <li>- Areas agrícolas</li> <li>- Areas montañosas</li> <li>- Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.</li> </ul>	16
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción.</li> <li>- Areas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia.</li> <li>- Areas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).</li> </ul>	20
Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación.</li> <li>- Areas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.</li> </ul>	25
Muy Alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes.</li> <li>- Areas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar.</li> <li>- Areas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.</li> </ul>	31

Anexo 7: Aislador de vidrio standard, cuenca y bola.



## AISLADORES DE VIDRIO STANDARD, CUENCA Y BOLA

Standard toughened glass insulators, ball & socket type



**U120B1SS1**

NÚMERO DE CATÁLOGO	U120B1SS1
Clase IEC	UI20BS
<b>DISTANCIAS CRÍTICAS, mm</b>	
Distancia de fuga	320
<b>VALORES MECÁNICOS</b>	
Resistencia mecánica, kN	120
Resistencia al impacto N.cm	678
Peso	4.10kg
<b>VALORES ELÉCTRICOS, kV</b>	
Nivel básico de aislamiento	100
Voltaje soportado a baja frecuencia en seco	70
Voltaje soportado a baja frecuencia en húmedo	40
Voltaje de perforación a baja frecuencia	130

**Nota 1:** Medidas en mm (pulgadas).

CATALOG NUMBER	U120B1SS1
IEC Class	UI20BS
<b>CRITICAL DISTANCE, mm</b>	
Leakage distance	320
<b>MECHANICAL VALUES</b>	
Mechanical failing load, kN	120
Impact failing load, N.cm	678
Weight	4.10kg
<b>ELECTRICAL VALUES, kV</b>	
Min. lightning impulse withstand voltage	100
Min. power frequency withstand voltage dry	70
Min. power frequency withstand voltage wet	40
Power frequency puncture voltage	130

**Note 1:** Dimensions in mm (in).

## Anexo 8: Especificaciones Técnicas - Telurómetro digital EM-4055

### FRECUENCIAS DE OPERACIÓN

270 Hz  $\pm$  1 Hz o 1470 Hz  $\pm$  1 Hz  
El operador selecciona la frecuencia de ensayo oprimiendo una tecla.

### VOLTÍMETRO

En la función voltímetro el equipo opera como un voltímetro convencional de corriente alterada, haciendo posible la medición de tensiones espurias provocadas por corrientes parásitas.

### RANGOS DE MEDICIÓN

Resistencia: 0-20  $\Omega$ ; 0-200  $\Omega$ ; 0-2000  $\Omega$  y 0-20 k $\Omega$   
(auto-rango).

Resistividad: 0- 50 k $\Omega$ m (auto-rango)

El equipo encuentra automáticamente el mejor rango para la medición seleccionada.

Tensión: 0-60 V-

### EXACTITUD

Medición de resistencia y resistividad:

R  $\leq$  2 k $\Omega$ :  $\pm$  (2% del valor medido  $\pm$  2 dígitos)

R > 2 k $\Omega$ :  $\pm$  (5% del valor medido  $\pm$  2 dígitos)

Medición de tensión:

$\pm$  (3% del valor medido  $\pm$  2 dígitos)

### RESOLUCIÓN DE LECTURA

0,01  $\Omega$  en la medición de resistencia

0,01  $\Omega$ m en la medición de resistividad

0,1 V- en la medición de tensión

### CORRIENTE DE SALIDA

La corriente de cortocircuito está limitada a 3,5 mA.  
(IEC 61557-5 punto 4.5)

### INMUNIDAD RESPECTO A LA INTERFERENCIA DE TENSIONES ESPURIAS

En la medición de R admite la presencia de tensiones espurias provocadas por corrientes parásitas con error inferior a 10% para tensiones inferiores a 7 V- para 0 < R < 20 k $\Omega$ .

### RESISTENCIAS DE TIERRA DE LAS JABALINAS AUXILIARES

En la medición de R admite Raux = 100R hasta Raux  $\leq$  50 k $\Omega$  con error < 30%.

### FUNCIONES AVANZADAS

Detecta automáticamente anomalías que impiden efectuar la medición con errores tolerables (alto ruido de interferencia, resistencias de electrodos auxiliares muy altas, etc.).

### CÁLCULO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Durante la medición de Resistividad, permite que el operador pueda introducir la distancia entre las jabalinas auxiliares al EM-4055 para mostrar en el display directamente el valor de Resistividad expresado en [ $\Omega$ m].

### VERIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA BATERÍA

Permite comprobar el estado de carga de la batería.

### SALIDA DE DATOS

USB.

### IMPRESORA INCORPORADA (OPCIONAL)

Permite imprimir los resultados para ser registrados como documento.

### ALIMENTACIÓN

A través de batería recargable interna, sellada de 12 V - 2,3 Ah.

### CARGADOR DE BATERÍA

Para redes de 100-240 V-.

### SEGURIDAD

De acuerdo con IEC 61010-1.

### COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (E.M.C.)

De acuerdo con IEC 61326-1.

### INMUNIDAD ELECTROSTÁTICA

De acuerdo con IEC 61000-4-2.

### INMUNIDAD CONTRA RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA

De acuerdo con IEC 61000-4-3.

### CLASE DE PROTECCIÓN AMBIENTAL

IP54 con gabinete cerrado.

### TEMPERATURA DE OPERACIÓN

-10°C a 50°C.

### TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO

-25°C a 65°C.

### HUMEDAD RELATIVA AMBIENTE

95% HR (sin condensación).

### PESO DEL EQUIPO

Aprox. 3,6 kg (sin impresora).

### DIMENSIONES

274 x 250 x 124 mm.

### ACCESORIOS INCLUIDOS

- 4 jabalinas de acero cobreado.
- Cable de alimentación del cargador interno de batería.
- Cable USB.
- Carrete con cable de 40 m.
- Carrete con cable de 20 m.
- Carrete con cable de 20 m.
- Cable corto de 5 m.
- Cable corto de 5 m para conexión al electrodo incógnita.
- Manual de uso.
- Bolsa para transporte.

# SERIE DRAGO

## CARACTERÍSTICAS GENERALES

Apoyos diseñados para tensiones de hasta 220 kV.

Los apoyos tipo DRAGO están compuestos por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados. El fuste está constituido por tramos troncopiramidales cuadrados de 6 metros de longitud, o 3 metros en los casos de las bases finales cortas.

Los 2 primeros tramos del fuste son de celosía contrapeada entre caras, y a partir de ahí el apoyo se complementa con tramos "base" de 6m. que van modulando hasta conformar la altura requerida, terminando en base final de 3 o 6 mts.

Los valores de las anchuras de las bases (B) para las distintas alturas se indican en el siguiente cuadro en metros:

Hu	12	15	18	21	24	27	30	33	36
B	3,40	3,90	4,40	4,80	5,30	5,80	6,30	6,70	7,20

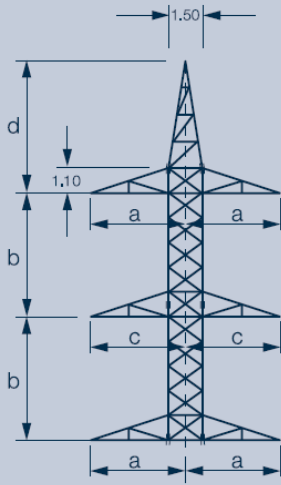
**Las características de materiales de los apoyos son las siguientes:**

- Aceros S355JO y S275JR según norma UNE-EN 10025.
- Tornillería calidad 5.6 según norma UNE-EN 20898.
- Geometría de tornillos según norma UNE 17010.
- Geometría de tuercas según norma ISO 4034.
- Geometría de arandelas según norma DIN 7989 (espesor 8 mm).
- Galvanizado en caliente según norma UNE-EN ISO 1461.

**Características constructivas particulares:**

- Pates de escalada en un montante de torre, ubicados contrapeadamente en las alas del angular cada 325 mm aproximadamente.
- Suministro de solución mixta para amarre y suspensión en puntas de cruceta y cúpula.
- Taladros para amarre M24 (Ø26 mm), ubicados en chapas punta de cruceta horizontales (paralelas al terreno). Los taladros de amarre realizados son tres por chapa.
- Taladros para suspensión M24 (Ø26 mm), ubicados en casquillos bajo chapas punta de cruceta, perpendiculares al sentido de línea (paralelos al eje de la cruceta).
- Taladros para toma de tierra taladro M16 (Ø17,5 mm).
- Pueden adaptarse patas desniveladas para alturas de pata de +1,5/+3/-1,5.
- Se pueden montar alargaderas en anclajes para los casos especiales. Alargaderas +0,25/+0,50 y +0,75/+1,00 mts.

## ARMADOS



**H4-H5-H51**

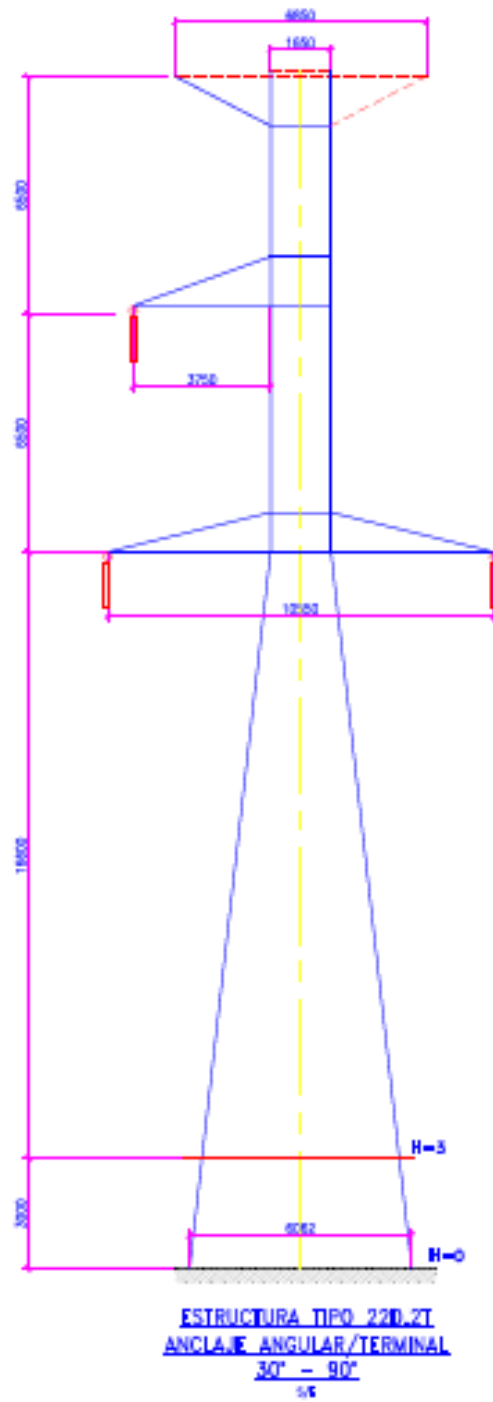
La serie de armados normalizados se ajusta a las dimensiones indicadas en el siguiente cuadro:

		ARMADOS			
		a	b	c	d
Dimensiones (mts.)	H51	4,10	5,50	4,30	5,90
	H52	4,30	5,50	4,60	5,90
	H5	4,10	4,40	4,30	5,90
	H502	4,30	4,40	4,60	5,90
	H4	3,00	3,30	3,20	4,30
	F41	4,10	3,30	4,30	5,90

Los armados H son de doble circuito, y los F de simple circuito. También pueden solicitarse armados tipo G y E, iguales a los H y F respectivamente, pero sin cúpula de cable de tierra.

Estos armados son totalmente modulares, de modo que pueden intercambiarse cúpulas y crucetas en cualquier cabeza y cualquier posición indistintamente, completando cualquier otra configuración.

Anexo 10: Estructura de Anclaje Angular/ Terminal para el nivel de 220 kV



Anexo 10.1: Estructura Tipo Suspensión – Reforzada en el nivel de tensión de 220 kV

