

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Mejoramiento de la calidad del producto de la línea  
de subtransmisión 33 kV de las localidades  
Comas-Andamarca-2019**

Alcides Antonio Garay Mercado

Para optar el Título Profesional de  
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2020

Repositorio Institucional Continental  
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

## **Asesor**

Ing. Víctor Fermín Segura Huanca

## **AGRADECIMIENTO**

Primordial a la universidad y a la Escuela Académica Profesional (EAP) de Ingeniería Eléctrica, agradecido por formarme en sus aulas académicas como parte de la familia Continental. También agradecer infinitamente a los docentes, maestros y doctores, de esta gloriosa universidad, por haber formado un profesional con sus enseñanzas y excepcional experiencia de primer nivel y excelencia, y en especial a mi asesor por compartir sus conocimientos y sabiduría para guiarme en esta decisión de avanzar un paso adelante. Y quiero agradecer a todas las personas que contribuyeron con un granito de arena de manera desinteresada para poder hacer realidad el desarrollo de mi presente investigación.

## **DEDICATORIA**

A mis seres queridos que me rodean y brindan su amor incondicional desinteresadamente y que hacen que mi persona se supere día a día hacía las expectativas del futuro innovador.

# TABLA DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	iv
TABLA DE CONTENIDOS .....	v
LISTA DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
RESUMEN .....	xii
ABSTRACT .....	xiii
INTRODUCCIÓN .....	xiv
CAPÍTULO I: Planteamiento Del Estudio .....	1
1.1 Planteamiento y formulación del problema .....	1
1.1.1 Formulación del problema.....	2
1.1.1.1 Problema general.....	2
1.1.1.2 Problemas específicos .....	2
1.2 Objetivos .....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos .....	3
1.3 Justificación.....	3
1.3.1 Justificación legal .....	3
1.3.2 Justificación teórica .....	4
1.3.3 Justificación social.....	4
1.3.4 Justificación ambiental .....	5
1.4 Hipótesis y descripción de variables .....	5
1.4.1 Hipótesis general.....	5
1.4.2 Hipótesis específica .....	5
CAPÍTULO II: Marco Teórico .....	8
2.1 Antecedentes del problema.....	8
2.1.1 Nacionales .....	8
2.1.2 Internacional.....	11
2.2 Bases teóricas.....	12
2.2.1 Calidad .....	12
2.2.2 Calidad de producto .....	13
2.2.3 Calidad de producto según norma técnica .....	14
2.2.3.1 Frecuencia.....	15

2.3 Líneas de transmisión eléctrica .....	16
2.3.1 Fundamentos de la transmisión .....	17
2.3.2 Clasificación de las líneas eléctrica.....	23
2.3.2.1 Líneas de transmisión .....	23
2.3.2.2 Líneas de distribución .....	23
2.4 Parámetros eléctricos.....	24
2.4.1 Cálculos justificativos de la línea.....	24
2.4.2 Cálculos eléctricos .....	24
2.4.3 Características técnicas de las líneas primarias .....	25
2.4.4 Nivel de aislamiento .....	25
2.4.5 Selección de pararrayos.....	27
2.4.6 Análisis del sistema eléctrico.....	27
2.4.6.1 Cálculo de caída de tensión .....	27
2.4.6.2 Cálculo de pérdida de potencia por efecto joule.....	29
2.4.6.3 Distancias mínimas de seguridad.....	30
2.4.6.4 Selección de conductor .....	31
2.4.7 Sistema de puesta a tierra .....	32
2.4.7.1 Sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión.....	32
2.4.7.2 Sistema de puesta a tierra subestaciones de distribución.....	33
2.4.8 Uso de amortiguadores de vibración.....	34
2.4.9 Selección de aisladores .....	36
2.4.9.1 Cálculos mecánicos .....	37
2.4.9.2 Cálculo mecánico de conductores.....	37
2.4.9.3 Cálculo mecánico de postes y retenidas .....	41
2.4.9.3.1 Generalidades .....	41
CAPÍTULO III: Metodología.....	42
Generalidades .....	42
3.1 Método de investigación.....	42
3.2 Alcance de la investigación .....	42
3.3 Tipo de investigación.....	43
3.4 Nivel de investigación.....	43
3.5 Diseño de la investigación.....	43
3.6 Población y muestra .....	43

3.6.1 Población .....	43
3.6.2 Muestra .....	44
3.7 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	44
3.7.1 Técnicas de recolección de datos .....	44
3.7.2 Técnicas de procesamiento de datos.....	44
3.7.2.1 Formulación de alternativas de solución .....	45
3.7.2.2 Resultados esperados.....	45
CAPÍTULO IV: Resultados y discusión .....	46
4.1 Alcance del ámbito del proyecto .....	46
4.1.1 Análisis de la situación actual .....	48
4.1.2 Diagnóstico de la línea de subtransmisión 33 kV existente.....	50
4.2 Proceso para la mejora del proyecto.....	51
4.2.1 Certificado de inexistencia de restos Arqueológicos - CIRA .....	52
4.3 estudio de mercado eléctrico .....	53
4.3.1 Análisis de la demanda .....	53
4.3.1.1 Información utilizada .....	56
4.3.1.2 Metodológica utilizada.....	57
4.3.1.1 Datos históricos de la demanda .....	58
4.3.1.2 Cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda .....	58
4.3.1.3 Tasa de crecimiento .....	59
4.4 Resultados del proyecto.....	61
4.4.1 Proyección de la máxima demanda .....	63
4.4.2 Análisis de la oferta .....	68
4.4.2.1 Determinación de la brecha oferta-demanda .....	70
4.4.2.1.1 Análisis general de demanda por 20 años (kW).....	74
4.4.2.1.2 Análisis general de demanda por 20 años (MW).....	75
4.4.2.2 Análisis general de la oferta MW SET Runatullo.....	75
4.4.2.3 Análisis general SET Ingenio SET Runatullo MW .....	77
4.4.3 Costo del proyecto .....	78
4.4.3.1 Alternativa 1 precios privados .....	78
4.4.3.2 Alternativa 2 precios sociales.....	82
4.4.3.3 Evaluación social y privada VAN Y TIR.....	84
4.4.3.4 Sostenibilidad del proyecto .....	84
4.4.4 Viabilidad del proyecto .....	85



4.4.5 Acciones para un mejor servicio eléctrico .....	87
4.4.5.1 Alternativas de acciones futuras.....	88
4.4.5.2 Sostenibilidad para el proyecto .....	88
4.5 Estimación puntual .....	88
4.6 Discusión de resultados .....	94
4.7 Comparación de resultados .....	95
4.8 Consecuencias teóricas .....	98
4.9 Aplicaciones .....	98
CONCLUSIONES.....	99
RECOMENDACIONES .....	101
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102
ANEXOS .....	104

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Descripción de la variable independiente .....	6
Tabla 2: Descripción de la variable dependiente.....	6
Tabla 3: operacionalización de variable .....	7
Tabla 4: Principales variables de la transmisión eléctrica .....	19
Tabla 5: Nivel de aislamiento para la zona del proyecto .....	25
Tabla 6: Aislamiento en condiciones nominales.....	26
Tabla 7: Distancia de seguridad 33 kV.....	30
Tabla 8: Valores de línea 33 kV .....	32
Tabla 9: Puestas a tierra .....	33
Tabla 10: Valores máximos RPT.....	34
Tabla 11: Amortiguadores .....	35
Tabla 12: Aisladores poliméricos tipo PIN-33 kV. ....	36
Tabla 13: Aisladores poliméricos tipo suspensión-33 kV. ....	37
Tabla 14: Ubicación del proyecto. ....	46
Tabla 15: Energía activa total (MWH) - sistema eléctrico valle Mantaro 4 .....	56
Tabla 16: Resumen de la proyección de la demanda .....	57
Tabla 17: Datos históricos de demanda de potencia por alimentadores kW.....	58
Tabla 18: Tasa de crecimiento .....	60
Tabla 19: Máxima demanda en la SS.EE. Matapa sin proyecto. ....	65
Tabla 20: Máxima demanda en la SS.EE. Matapa con proyecto .....	66
Tabla 21: Máxima demanda en la SS.EE. Comas .....	66
Tabla 22: SS.EE. SS.EE. Chuicon-La Libertad-El Tambo.....	67
Tabla 23: Análisis de la oferta de energía.....	69
Tabla 24: Oferta de potencia sistema eléctrico Ingenio-Comas-Matapa.....	69
Tabla 25: Análisis del balance oferta vs demanda con proyecto.....	71
Tabla 26: Análisis del balance oferta vs demanda de la SS.EE. Matapa.....	72
Tabla 27: Proyección de la energía por 20 años en kW.....	74
Tabla 28: Proyección de la demanda por 20 años en MW.....	75
Tabla 29: Análisis general de la oferta energía (kW).....	76
Tabla 30: Análisis general de la oferta de suministro de energía (MW) .....	77
Tabla 31: Costo del proyecto .....	78
Tabla 32: Costos de operación y mantenimiento con proyecto.....	79

Tabla 33: Costos de operación y mantenimiento sin proyecto .....	80
Tabla 34: Costos de operación y mantenimiento a precios privados .....	81
Tabla 35: Costos a precios sociales.....	82
Tabla 36: Costos de operación y mantenimiento a precios sociales .....	83
Tabla 37: Evaluación económica privada.....	84
Tabla 38: Evaluación económica social .....	84
Tabla 39: Análisis de sostenibilidad .....	85
Tabla 40: Escala de multas Osinergmin.....	87
Tabla 41: Descripción del modelo ARIMA.....	89
Tabla 42: Ajuste estadístico del proyecto.....	90
Tabla 43: Datos estadísticos del r cuadrado .....	90
Tabla 44: Estadístico de predicciones.....	92

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: El ruido eléctrico en la señal senoidal proporcionada por la red eléctrica .	16
Figura 2: Línea de redes eléctricas .....	17
Figura 3 :Transmisión de potencia en corriente directa.....	20
Figura 4: Reducción de pérdidas con mayor voltaje.....	22
Figura 5: Distancia de Fase a Fase .....	28
Figura 6: Amortiguadores.....	35
Figura 7: Ubicación de Referencia geográfica Fuente: Elaboración Propia .....	46
Figura 8: Referencia actual del sistema eléctrico de generación .....	48
Figura 9: Referencia actual del SET Comas. ....	49
Figura 10: Referencia actual del SET Matapa.....	49
Figura 11: Referencia actual de las líneas subtransmisión Comas.....	51
Figura 12: Diagrama Unifilar de alimentadores L-3416 y L-3417 (1 de 2).....	54
Figura 13: Diagrama Unifilar de alimentadores A4510 y A4511 Plano (2 de 2) .....	55
Figura 14: Gráfica del Consumo de energía en el tiempo. ....	59
Figura 15: Gráfico de Curva de crecimiento de la tasa de crecimiento. ....	61
figura 16: Diseño de flujo de carga de la línea L-3417 Comas-Matapa.....	62
Figura 17: Balance oferta vs demanda.....	72
Figura 18: SS.EE. Matapa con proyecto.....	73
Figura 19: Datos estimación puntual SPSS .....	89
Figura 20: Validación del ajuste del modelo LjungBox .....	92
Figura 21: Demanda proyectada a futuro.....	93

## RESUMEN

La presente tesis realiza el análisis y la evaluación de la línea de subtransmisión 33 kV Comas-Andamarca al ser un sistema precario para la demanda actual y futura, eliminando las interrupciones y el *fuera de servicio* provocado por el estado real de la línea de subtransmisión 33 kV, de esta forma realizando el estudio definitivo del mejoramiento de las redes eléctricas y contribuir el desarrollo económico y la calidad de vida de los pobladores, y ser una red confiable como lo dice el ente fiscalizador, Osinergmin, quien es claro y conciso en la norma al mencionar “mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente”, con los estándares de calidad de la NTCSEER. Y formar parte del sistema de interconexiones confiables del SEIN. En ese sentido, nuestra investigación científica básica, explicativa, no experimental nos permitirá desarrollar un proyecto de investigación positivamente creciente, por lo cual las proyecciones realizadas con horizonte de 20 años de servicio a más, nos garantizan un servicio totalmente cubierto con *superávit* positivo teniendo una oferta por parte de la central Hidroeléctrica Ingenio Runatullo III de 9.5 MW durante el periodo del proyecto. Se determinó que el estudio del mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca mejorará positivamente el nivel de servicio eléctrico brindado por la empresa concesionaria Electrocentro, ya que durante las proyecciones de los años futuros se observó el crecimiento energético del año 2038 con un consumo anual de 5.844 MWh de esta manera observando la viabilidad del proyecto, con un nivel de 95% de confiabilidad.

**Palabras claves:** Nivel de tensión, caída de tensión, configuración sistema trifásico

## **ABSTRACT**

This thesis carries out the analysis and evaluation of the 33 kV Comas-Andamarca subtransmission line as it is a precarious system for current and future demand, eliminating interruptions and out of service caused by the real state of the subtransmission line 33 kV, in this way carrying out the definitive study of the improvement of the electrical networks and contributing to the economic development and the quality of life of the inhabitants, and being a reliable network as stated by the supervisory body, Osinergmin, who is clear and concise in the norm when mentioning "to maintain its works and facilities in adequate conditions for its efficient operation", with the quality standards of the NTCSE. And be part of the reliable interconnection system of the SEIN. In this sense, our basic, explanatory, non-experimental scientific research will allow us to develop a positively growing research project, for which the projections made with a horizon of 20 years of service or more, guarantee us a fully covered service with a positive surplus, having a offer by the Ingenio Runatullo III hydroelectric plant of 9.5 MW during the project period. It was determined that the study of the improvement of the quality of the product of the 33 kV sub-transmission line of the Comas-Andamarca towns will positively improve the level of electrical service provided by the concessionaire Electrocentro, since during the projections of future years it was observed the energy growth of the year 2038 with an annual consumption of 5,844 MWh in this way observing the viability of the project, with a level of 95% reliability.

**Keywords:** Voltage level, voltage drop, three-phase system configuration

# INTRODUCCIÓN

Actualmente la calidad de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca (en adelante línea L-3417) en jurisdicción de la empresa Electrocentro (en adelante empresa concesionaria), son deficientes por múltiples factores que lo rodean como la antigüedad de funcionamiento, más de 20 años al servicio de la población cumpliendo el ciclo de vida de las estructuras, armados, retenidas, aisladores, conductores, puestas a tierra, y siendo por ende precaria el sistema eléctrico y no garantizar a la población un suministro eléctrico confiable, generando así perturbaciones, averías fuera de servicios y peligro de alto riesgo a las poblaciones que conforma el sistema eléctrico. El estudio de viabilidad del proyecto se realizó teniendo presente las necesidades de la población, como son: desarrollar hospitales, pequeñas mineras, bancos, bases militares, centros comerciales, industrias. Siendo interés social contar con un sistema trifásico se realizó los estudios a futuro, teniendo una demanda energética de 5,844 MWh en el año más lejano 2038, de esta manera satisfacer las necesidades futuras de la población que mejorarán tanto económica y socialmente, pasando así a tener una mejor calidad de vida, siendo el objetivo urgente del presente estudio.

La investigación lo realizamos en el campo, tomando el claro estado real de la línea de subtransmisión 33 kV Comas-Andamarca y nos enfocamos en realizar el estudio del mejoramiento de la L-3417, dentro de ello contamos con una oferta de 9.5 MW brindados por la C.H. ingenio C.H. Runatullo III. Teniendo un sistema óptimo y de acuerdo a NTCSEER tendremos: una mayor vida útil de los equipos eléctricos, la vida de los transeúntes, del personal de mantenimiento de las líneas subtransmisión y de manera positiva la mejora de la economía de los pobladores y su estatus de vida. La presente tesis está desarrollada en cuatro capítulos los cuales darán soporte al

presente estudio. Capítulo I, planteamiento del problema donde se detalla *a priori* el problema a estudiar y las alternativas de solución. Capítulo II, marco teórico donde se desarrolla la base de soporte de todo el estudio como: conceptos relevantes que apoyarán a la investigación científica de la presente investigación. Capítulo III, la metodología desarrollada dentro del estudio es científica básica descriptiva, la cual interpretaremos y validaremos, y sobre la base de ello desarrollaremos el capítulo IV, resultados y discusión que determinará la viabilidad del proyecto, ya que la proyección de la línea satisface la necesidad de la población estudiada.



# CAPÍTULO I

## Planteamiento Del Estudio

### 1.1 Planteamiento y formulación del problema

La línea de subtransmisión 33 kV actualmente viene operando en el sistema  $2\phi$  (bifásico) desde la localidad de comas hasta la localidad de Andamarca, que viene hacer la troncal principal del sistema, y a lo largo de esta se encuentra los centro poblados: caseríos, anexos que lo conforman al proyecto administrada por la empresa concesionaría Electrocentro, ubicada en el distrito y provincia de Concepción, departamento de Junín. Actualmente la línea de subtransmisión se encuentra en un estado deteriorado por el tiempo de funcionamiento de su sistema eléctricos que viene operando más de 20 años de servicio, viendo *in situ* el estado actual del sistema: postes de madera de pino y eucalipto, crucetas de madera tratada, las mismas que debido a su antigüedad presentan rajaduras con incrustaciones de musgo producto de la humedad, entre otros casos dañados en la base del empotramiento (podridos); así mismo las ferreterías se encuentra oxidados y/o corroídos, y las bajadas de las puestas a tierra están deteriorados e inexistentes. Por lo tanto, siendo precario el estado general de las instalaciones, se pone en riesgo el sistema eléctrico como la seguridad de los transeúntes y del personal de mantenimiento. Toda estas eventualidades en condiciones desfavorables, genera un sistema no confiable y permanente en las proyecciones de los años a futuro.

Por lo expuesto líneas arriba, ya que existe deficiencia en la línea de subtransmisión y servidumbre, y por no contar con un plan de contingencia y con una performance del sistema de transmisión, dentro del estudio realizado se tiene enfocado implementar el nuevo sistema trifásico  $3\phi$  para las cargas futuras y poder registrar a posterioridad un aumento proporcional de la demanda eléctrica ya que por

ser pueblos: anexos, caseríos aledaños a la ciudad y por su misma geografía la población mantiene la cantidad de usuarios registrados que va en un aumento de una tasa de crecimiento del 0.78% como lo registrado en el estudio, el consumo de la energía eléctrica es proporcionalmente positiva. Dentro de la investigación científica básica explicativa se desarrolló los parámetros de mayor necesidad de cumplimiento a futuro como: contar con equipos de mayor consumo eléctrico en los diferentes lugares aledaños, cargas que alimentarán a locales como: hospitales, bancos, minería, bases militares, industrias y centros comerciales; para ello es indispensable dotar de la remodelación de la línea en estudio, para el beneficio de la población y como empresa concesionaria Electrocentro cumplir con las leyes y normas legales del ministerio de energía y minas quien mediante el ente fiscalizador Osinergmin regula el cumplimiento de las normas legales, agregar esta norma es indispensable

Ítem 1.5, “Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la Ley” (1), siendo claro en la disposición es de carácter obligatorio respetarla.

### **1.1.1 Formulación del problema**

#### ***1.1.1.1 Problema general***

¿Será viable el estudio del mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca-2019?

#### ***1.1.1.2 Problemas específicos***

¿Será viable el desarrollo del estudio de la remodelación definitiva de toda la línea principal de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca?

¿Será viable el desarrollo del estudio en las proyecciones de la demanda de la energía eléctrica basándonos como base a 20 años y de esa forma mejorar positivamente la calidad de la línea?

¿Será viable el desarrollo del estudio de la configuración del sistema eléctrico de bifásico a un sistema trifásico para sus nuevas demandas proyectadas en la línea de subtransmisión 33 kV Comas-Andamarca?

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Realizar el estudio de mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca-2019.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- ✓ Realizar el estudio de la remodelación definitiva de toda la línea principal de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca.
- ✓ Realizar el estudio de una correcta proyección de la demanda de la energía eléctrica basándonos como base a 20 años y de esa forma mejorar positivamente la calidad de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca.
- ✓ Realizar el estudio de la configuración del sistema eléctrico de bifásico a un sistema trifásico, para sus nuevas demandas proyectadas en la línea de subtransmisión 33 kV Comas-Andamarca.

## **1.3 Justificación**

### **1.3.1 Justificación legal**

También es importante analizar: qué pasa si no se implementa el proyecto y las implicancias que tendría para Electrocentro, que está sujeto a la fiscalización de Osinergmin, quien al identificar alguna deficiencia o condición fuera de lo establecido en las normas, puede aplicar multas y sanciones a la Empresa, según lo establecido en la Resolución N.º028-2003-OS/CD, mediante la cual se aprueba la Tipificación de infracciones y escala de multas y sanciones de Osinerg, que en su anexo presenta

diferentes situaciones que son pasibles de multas y sanciones, como en el ítem 1.5, “Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la Ley” (1).

### **1.3.2 Justificación teórica**

El estudio desarrollado permitirá realizar la mejora de la calidad del producto del sistema eléctrico de la línea de subtransmisión 33 kV, para la proyección de la demanda en el consumo de energía eléctrica, el método tendencial ayudará a pronosticar sobre la base del consumo de los 6 años de anterioridad proporcionado por Electrocentro que servirá para proyectar los consumos con horizonte de 20 años. Como se podrá ver más adelante la demanda proyectada no supera a la oferta de la nueva línea, los cálculos justificativos nos demuestran la eficiencia de la línea proyectada con altos índices de confiabilidad.

### **1.3.3 Justificación social**

Dentro del proyecto se realizará la nueva configuración del sistema eléctrico, del sistema actual bifásico a trifásico, para crear pequeñas industrias y la implementación de hospitales, bancos, bases militares, minería que generan mayor demanda de energía eléctrica, ya que actualmente no cuentan con dicho sistema eléctrico trifásico. Con la implementación del sistema se podrá realizar estudios y trabajos de mayor envergadura en el ámbito del distrito de Comas-Andamarca, siendo así los principales beneficiarios la población; ya que en los tiempos de baja de precios de sus productos donde todo cuesta muy barato, prácticamente la población regala sus productos al mercado, vendiendo a un precio mínimo. Uno de los objetivos del proyecto es que la energía eléctrica puedan transformar el producto de los pobladores y campesinos, así vender, no como simple producto de trabajo forzoso del campo sino más bien adhiriéndole un punto de transformación al producto de la

zona agrícola y ganadera. Así mejorar la calidad de vida de los pobladores y su economía que es lo más importante dentro del estudio que realizamos.

#### **1.3.4 Justificación ambiental**

La remodelación del sistema eléctrico de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca se realizará respetando la naturaleza y mediante la evaluación de impacto ambiental (EIA) ya que esta pasará a un estudio previo donde contaremos con el permiso correspondiente del documento de evaluación de impacto ambiental (DIA) documentaciones que acredita y respalda la continuidad del proyecto.

### **1.4 Hipótesis y descripción de variables**

Dentro de la investigación descriptiva (2) dice: su misión es observar y cuantificar la modificación de una o más características en un grupo, sin establecer relaciones entre éstas. Es decir, cada característica o variable se analiza de forma autónoma o independiente. Por consiguiente, en este tipo de estudio no se formulan hipótesis; sin embargo, es obvia la presencia de variables.

#### **1.4.1 Hipótesis general**

- El estudio del mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca 2019 mejorará positivamente el nivel de servicio eléctrico brindado por la empresa concesionaria Electrocentro.

#### **1.4.2 Hipótesis específica**

- Realizar el estudio de remodelación definitiva de toda la línea principal de subtransmisión 33 kV permitirá generar nuevas ideas de negocio con proyecciones empresariales.
- Realizar el estudio de una correcta proyección a 20 años a más de eficiencia de la línea de subtransmisión 33 kV nos indica cómo esta proyección será positivamente

efectiva en la estabilidad eléctrica como base de un sistema confiable de las localidades.

- Realizar el estudio de la nueva configuración del sistema bifásico a un sistema trifásico, dentro del estudio nos permite suministrar energía trifásica para los proyectos a futuros de las localidades Comas-Andamarca.

## Las variables de estudio

### Variable independiente

**Tabla 1:**

#### *Descripción de la variable independiente*

Variable independiente	Definición conceptual	Definición operacional
Línea de subtransmisión	Es un valor de nivel tensión utilizados en un sistema de media tensión. Donde el nivel de tensión oscila de 1 kV <math>\langle U \rangle < 35 \text{ kV}</math> siendo U la tensión nominal considerada en la NTP-IEC (3).	El nivel de tensión en estudio es 33 kV que actualmente opera en un sistema deficiente que está dentro de la NTC SER (U=33 kV) considerada en la NTP-IEC (3).

Fuente: elaboración propia

### Variable dependiente

**Tabla 2:**

#### *Descripción de la variable dependiente*

Variable dependiente	Definición conceptual	Definición operacional
Mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión.	Brindar un servicio de calidad, que garantice confiabilidad dentro de los parámetros de la NTC SER $\pm 7\%$ de variación de tensión SER (3).	brindar un servicio de calidad, que garantice la confiabilidad con proyección a 20 años de servicio cumpliendo lo establecido en NTC SER (MEM, 2011)

Fuente: elaboración propia.

## Operacionalización de variable

Tabla 3:

### Operacionalización de variable

Variable Independiente	Definición Conceptual	Dimensionamiento	Indicadores	Unidad	Escala de medición
Línea de sub transmisión	Es un valor de nivel tensión utilizados en un sistema de media tensión. Donde el nivel de tensión oscila de 1 kV <U>35 kV siendo U la tensión nominal considerada en la NTP-IEC (3)	Niveles de tensión en Media tensión normalizados	10 kV 20,0 kV 22,9 kV 33 kV  22,9/13,2 kV	kV kV kV kV  kV	Será cuantitativa nominal
Variable Dependiente:	Definición Conceptual	Dimensionamiento	Indicadores	Unidad De Medida	Técnica De Recolección
La calidad del producto del servicio eléctrico	brindar un servicio de calidad, que garantice confiabilidad dentro de los parámetros de la NTC SER $\pm 7\%$ de variación de tensión SER (3)	Parámetro que debe de cumplir la línea durante su proyección según su tiempo de servicio como lo manda NTC SER.	Caída de Tensión  Potencia en el sistema  Cargabilidad del sistema.	(V)  (KVA)  (A)	Cuantitativa nominal  Cuantitativa nominal  Cuantitativa nominal

Fuente: elaboración propia.

## **CAPÍTULO II**

### **Marco Teórico**

#### **2.1 Antecedentes del problema**

##### **2.1.1 Nacionales**

Espinoza y Nathaly (4), desarrolló la investigación titulada “Mejoramiento del sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Maldonado en media tensión”, presentada a la facultad de ingeniería eléctrica, electrónica informática y mecánica, de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. El objetivo de la tesis es desarrollar el diagnóstico de calidad de energía, de los niveles de tensión en la subestación alimentadora de la ciudad de Puerto Maldonado de acuerdo con el crecimiento de las futuras demandas eléctricas, adecuado a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para así proporcionar nuevas alternativas tecnológicas que de diferentes formas nos ayuden a mejorar los niveles de calidad de servicio asociados a los sistemas de transmisión y distribución. Al realizar nuevos proyectos con mejoras tecnológicas lo que se busca es la mejora de la calidad de la energía eléctrica, objetivo principal contar con energía eléctrica con valores de voltaje corriente y frecuencia entre otros en estándares de calidad de acuerdo a norma establecidas en NTCSEER, considerando el crecimiento poblacional del nuevo ciclo donde la demanda eléctrica es paralelo a ello, donde los últimos años se ha tenido un crecimiento poblacional considerable. Siendo obligatoriedad de las empresas distribuidoras satisfacer las necesidades de los clientes nuevos, en consecuencia, a todo el escenario es necesario diagnosticar evaluar las redes en media tensión para así tener alternativas de solución y dotar de mejor calidad de energía eléctrica a las ciudades de necesidad primordial como del presente proyecto (4).



Munarriz, Edito Ezequiel, desarrolló la investigación titulada “Línea de transmisión en 22,9 kV. SS.EE. Pallasca - SS.EE. Comarsa”, presentada a la facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). El objetivo de la tesis es realizar una conforme obra, teniendo como objetivo plasmar los detalles constructivos desarrollados en el campo del desarrollo electromecánico de la línea de transmisión 22,9 kV Pallasca – Comarsa con una longitud de 20,4 Km, y estudiar el diseño de la línea de transmisión que recorrerá diferentes terrenos como topologías para poder llegar al destino donde es solicitada la carga, en este caso siendo una carga minera donde el nivel tensión es 22,9 kV dando así funcionamiento a máquinas de mayor potencia y mayor demanda de energía eléctrica y una estabilidad energética al lugar de alimentación (5).

Romero, José Armando, desarrolló la investigación titulada “Reconversión de subestaciones por cambio de nivel de tensión”, presentada a la facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). El objetivo de la tesis presentada es elevar el nivel de tensión en sistemas de ( $1\text{kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$ ) para así poder reconvertir las subestaciones como una alternativa adicional. Esto conlleva al proceso de modificar sus características cumpliendo normas internacionales IEEE IEC para operar bajo diferentes condiciones de las que fueron fabricadas, diseñadas originalmente con un mínimo de cambio (sin reconstruirla totalmente) para poder aumentar su nivel de tensión de la potencia a transmitir. Siendo positiva por el lado económico que se realizara gastos mínimos a comparación de las diferentes alternativas tomadas en cuenta por el investigador (6).

Escalante, Joel Pascual, desarrolló la investigación titulada “Diseño de la línea de subtransmisión En 33 kV subestación Ayaviri-Arasi y línea de transmisión”, presentada a la facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI).

El objetivo de la tesis presentada es cambiar sustituir la generación térmica existente que actualmente es insuficiente, deficiente por no cubrir la demanda eléctrica del sector minero Arasi (Cia. ARASI SAC), por un sistema de energía renovable conectada al sistema eléctrico interconectado nacional SEIN el cual nos alimentará y nos interconectaremos a la red nacional del SEIN para poder satisfacer las mayores necesidades de demanda, para lo cual en el punto de diseño de la barra de conexión se equipara con una celda de línea con Recloser y un transformador de potencia 22,9/33 kV 5 MV ya que este nivel de tensión estará en la capacidad de alimentar cargas de mayor demanda que la generación térmica que no podía cubrir como son motores bomba, hornos, molinos, chancadoras con una demanda total de 2,9 MW de consumo, que con la interconexión al SEIN serán alimentados por energía de mayor capacidad. Donde se tomaron las medidas necesarias para diseñar el sistema de la línea de subtransmisión y datos como la topología del terreno especificaciones de la demanda de la mina el análisis del sistema eléctrico flujo de carga características generales del proyecto 33 kV y mostrando el procedimiento y criterios de los cálculos eléctricos sección de aisladores puestas a tierras distancias de seguridad, selección del conductor cable y cálculos eléctricos de la sub estación proyectada. Ya que siendo de importancia poder cambiar de sistema por un más confiable se realiza el proyecto de más confiabilidad (7).

Tapia, Hugo Jacobo, desarrolló la investigación titulada “Cálculo de capacidad máxima de transmisión de una línea en 66 kV en operación”, presentada a la Facultad de Ingeniería, de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). El objetivo de la tesis es mejorar la calidad del servicio brindado por la empresa concesionaria debido al aumento de demanda de carga donde por los años hace la necesidad de atender mayores demandas de crecimiento de los pueblos o ciudades que aumentan su

consumo como industrias mercados centros de diversión talleres otros. Lo que resalta en la tesis resalta es la observación del cálculo de la línea de transmisión 66 kV donde se toma en cuenta muchos factores para diseñar o remodelar una línea de transmisión empezando de la topología del terreno el ambiente, el nivel de altura, nivel de temperatura de trabajo entre otros así determinar la importancia de diseñar líneas de transmisión. También se toma en cuenta los cálculos eléctricos para poder utilizar la herramienta equipo accesorio ferretería correctamente, calcular la capacidad máxima de transmisión para obtener la corriente máxima admisible en el conductor, determinar la máxima pérdida de potencia activa en el conductor y el enfoque del estudio, para líneas de transmisión de 60 kV se considera parámetros importantes ya mencionados (8).

### **2.1.2 Internacional**

Holguin, Gómez, desarrolló la investigación titulada “Análisis de calidad de energía eléctrica en el nuevo campus de la Universidad Politécnica Salesiana”, presentado a la facultad de Ingeniería, de la Universidad politécnica salesiana sede Guayaquil-Ecuador. El objetivo de la tesis es realizar el mejoramiento de la calidad de energía eléctrica conforme a un suministro de tensiones equilibradas de amplitud, sinusoidal y sobre todo una frecuencia normalizada de acuerdo con un nivel de calidad normalizado. Y entre los objetivos principales de la presente tesis es encontrar soluciones efectivas para corregir los disturbios y variaciones de voltaje y además de ello poder proponer conclusiones, y así con el estudio realizado poder corregir fallas que presentan a lo largo del sistema eléctrico y brindar una calidad de energía eléctrica a los miles de usuarios que tiene las empresas concesionarias y empresas distribuidoras. Además, como nos dice: que dicho estudio estará enfocado en la regulación del CONELEC 004/01- Ecuador vigente desde marzo del 2001y varias normas internacionales con el fin de mantener un buen servicio de calidad y evitar las

perturbaciones del sistema eléctrico que dañan a los artefactos de primera necesidad de nuestros clientes. Además, la presente documentación nos dará a conocer el conocimiento general de la generación y los efectos de estas perturbaciones y como ya mencionado en los equipos de sensibilidad expuestos al sistema de la red eléctrica, aplicadas en casos reales con soluciones exitosas para corregir errores en la red eléctrica de la presente instalaciones del campus de la universidad politécnica salesiano (9).

## **2.2 Bases teóricas**

### **2.2.1 Calidad**

Según Colunga, Carlos, La Real Academia Española define calidad como la propiedad o conjunto de propiedades inherentes a algo, que permiten juzgar su valor. (10). Esta definición establece dos elementos importantes en su estudio. Primero, la referencia a características o propiedades y, segundo, su bondad para valorar “algo” a través de ella. Adicionalmente encontramos las siguientes definiciones: “Calidad es traducir las necesidades futuras de los usuarios en características medibles; solo así un producto puede ser diseñado y fabricado para dar satisfacción a un precio que el cliente pagará” (10); la calidad puede estar definida solamente en términos del agente.

La palabra calidad tiene múltiples significados. Dos de ellos son los más representativos, la calidad consiste en aquellas características de producto que se basan en las necesidades del cliente y que por eso brindan satisfacción del producto. Calidad consiste en libertad después de las deficiencias. De manera sintética, calidad significa calidad del producto. Más específicamente, calidad es calidad del trabajo, calidad del servicio, calidad de la información, calidad de proceso, calidad de la gente, calidad del sistema, calidad de la compañía, calidad de objetivos, etc. (11)

### **2.2.2 Calidad de producto**

La calidad del producto final está sujeta a las características de las ondas de tensiones, existen muchas definiciones: calidad de nivel de tensión vamos a interpretar la calidad de la energía o producto final, que esta dependerá de todo el sistema eléctrico conectados al sistema eléctrico en funcionamiento satisfactoriamente. La mala calidad del servicio se presenta de diferentes formas comunes como son los reinicios de ordenadores, el bloqueo de dispositivos sensibles, el parpadeo de la iluminación o un funcionamiento defectuoso de dispositivos de control o manejo de equipos electrónicos. Los usuarios calificamos o damos una constante queja sobre la mala calidad de energía entregada a nuestros hogares cometiendo el error de concepto del fenómeno de la calidad de la energía: así asociando toda la problemática a la Compañía Eléctrica Electrocentro, entendiéndose que la calidad de la energía es igual al suministro estable y continuo de “dormido” hasta que oímos noticias sobre un importante apagón en alguna ciudad o determinado lugar. Es cierto decir, que las causas de estos problemas pueden encontrarse en perturbaciones de las tensiones de suministro por parte de la Compañía Eléctrica Electrocentro, Sin embargo actualmente está demostrado que más del 80 % de los problemas de calidad de energía están dentro de la propia instalación, y también, mencionar que gran parte de estos problemas resultan ser causados por los malos profesionales contratados para un determinado trabajo como las malas puestas a tierra, conexiones defectuosas, bajos niveles de aislamiento, etc. Esta visión debe ir progresivamente a corto y largo plazo transformándose en una visión predictiva, basada en una filosofía de monitorización continua mediante analizadores fijos de panel, análisis periódico cerca del problema con equipos portátiles que sean capaces de detectar el problema, un correcto análisis y diagnóstico en cada caso para poder

así escanear problemas difíciles en simples y tener un sistema de mayor confiabilidad para nuestros clientes finales (12).

### **2.2.3 Calidad de producto según norma técnica**

#### **Tensión**

Según la NTCSER, el indicador para evaluar la tensión, en un Intervalo de Medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia ( $\Delta kV$ ) entre la Media de los Valores Eficaces (RMS) Instantáneos medidos en el punto de entrega (kV) y el Valor de la Tensión Nominal ( $V_n$ ) del mismo punto como se observa en la ecuación (12 pág. 372712).

#### **Tolerancias admitidas**

$$\Delta KV (\%) = (KV - V_n) / V_n \times 100\% \quad (1)$$

Las tolerancias admitidas son  $\pm 6\%$  para Media Tensión (MT), y  $\pm 7,5\%$  para Baja Tensión (BT), Se considera que la energía eléctrica suministrada a través de un alimentador es de mala calidad, si la cantidad de Intervalos de Medición que resultan fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal es superior al cinco por ciento (5%) del total de Intervalos de Medición correspondientes a las mediciones de dicho alimentador, donde los controles son semestral y se realiza a través de registros y mediciones por medio de equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por el Osinergmin. La cantidad de mediciones por semestre se realizarán de acuerdo con la NTCSER (12 pág. 372712).

**También por lo expuesto se tiene la compensación por mala calidad de tensión.** De superarse las tolerancias establecidas y admitidas, el Suministrador deberá efectuar el pago de compensaciones conforme a lo establecido el artículo 7° NTCSER, (12).

Artículo 7°, La compensación por mala calidad de tensión e interrupciones del servicio eléctrico originadas por SER serán parte de los recursos para la electrificación rural en concordancia con el artículo ya mencionado y como tal lo menciona en (Ley General De La Electrificación Rural, 2007, p.344558). Las compensaciones se calculan semestralmente según la siguiente ecuación (13):

### **Compensación por variaciones de tensión**

$$CVT = \sum(a \times Ap. \times 6 Epj) \quad (2)$$

Para la ecuación dada los valores incógnitos en fórmula se pueden encontrar en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales NTCSE, (12 pág. 372712).

#### **2.2.3.1 Frecuencia**

La Frecuencia de la corriente alterna constituye un fenómeno físico que se repite cíclicamente un número determinado de veces durante un segundo de tiempo y puede abarcar desde uno hasta millones de ciclos por segundo o Hertz(Hz). La frecuencia se representa con la letra (f) y su unidad de medida es el ciclo por segundo o Hertz (Hz) (14).

**Indicadores De Calidad.** El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia ( $\Delta f_k$ ) entre la Media ( $f_k$ ) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal ( $f_N$ ) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema como se muestra en la ecuación (12).

## Tolerancia

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (3)$$

Donde se tiene las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

Variaciones Sostenidas ( $f_k\%$ ):  $\pm 0.6\%$ .

Variaciones Súbitas (VSF'):  $\pm 1.0\text{Hz}$ .

Variaciones Diarias (IVDF'):  $\pm 600.0$  Ciclos.

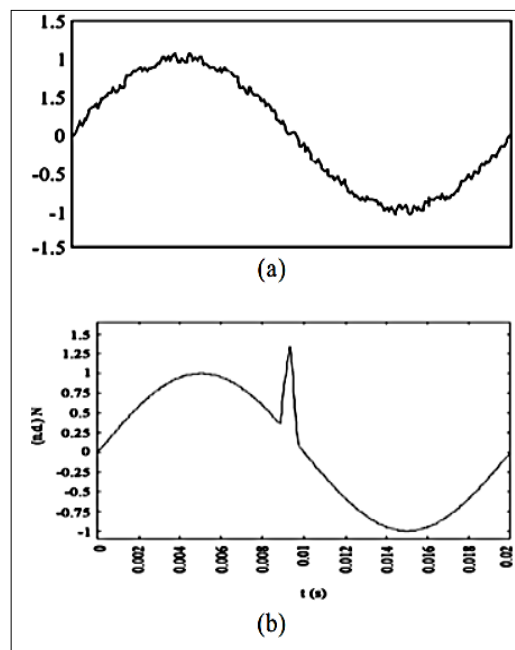


Figura 1: El ruido eléctrico en la señal senoidal proporcionada por la red eléctrica (15).

## 2.3 Líneas de transmisión eléctrica

En la vida útil de los seres humanos es primordial la utilización de la energía eléctrica. La electricidad es una forma de energía final que ha cambiado esencialmente el progreso de la sociedad, con sus múltiples propósitos, desarrollos y aplicaciones para satisfacer las necesidades vitales o materiales del ser humano y generar nuevos servicios con el avance tecnológico. Es la forma de energía más importante que constituye la base de la sociedad moderna, la cual modificó formas de



trabajo en la industria y el confort en los hogares. La energía eléctrica se caracteriza por ser fácil de medir y controlar, es usada para varios propósitos (fuerza, iluminación, calefacción), pero tiene como dificultad el almacenamiento de manera eficiente y el peligro por la alta corriente y voltaje para los seres humanos. Donde resaltar la función de las líneas eléctricas es transmitir energía entre dos puntos en forma técnica y económicamente conveniente, para lo cual se busca optimizar las siguientes características (16):

Resistencia eléctrica, ligada a las pérdidas

Resistencia mecánica, ligada a la seguridad

Costo limitado, ligado a la economía

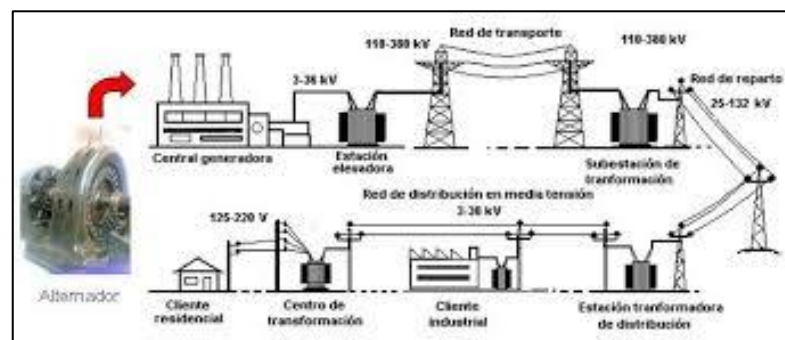


Figura 2: línea de redes eléctricas (17)

En el diseño se trata de buscar soluciones que reduzcan el costo de la instalación y también de reconstrucción después de eventos destructivos. Las características de las líneas que son de mayor importancia son su longitud y su tensión. Los parámetros eléctricos de importancia para observar su comportamiento en la red son resistencia, reactancia inductiva y capacitancia derivación (18).

### 2.3.1 Fundamentos de la transmisión

La operación económica de los sistemas eléctricos, la evaluación, las decisiones de inversión en transmisión e incluso los métodos de asignación de costos entre los usuarios están condicionados por las leyes físicas que gobiernan el

funcionamiento de estos sistemas. Por ello, para entender los métodos de regulación de esta actividad es conveniente resumir algunas leyes del funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. En primer lugar, debemos considerar las variables físicas que intervienen en la transmisión de electricidad, las cuales se resumen en la figura 3 (18).

La potencia eléctrica (W) es igual al producto del voltaje (V) por la intensidad de la corriente (I). Esta relación se denota por:

### **Ecuación de la potencia**

$$W = V \times I \tag{4}$$

Se denomina corriente continua o directa cuando tanto el voltaje como la intensidad de corriente, también conocida como amperaje, son constantes en magnitud y dirección. Se denomina corriente alterna cuando el voltaje y la intensidad de corriente varían en magnitud y dirección, formando ciclos en el tiempo. La frecuencia es el número de ciclos por segundo y se mide en Hertz (H), que corresponde a un ciclo por segundo, dentro del marco peruano la frecuencia se mide en Hertz (H) y es normado de 60 Hz, esto trabajando por siglo, esto indicando que cada 60 segundos se realiza durante el horizonte de un segundo, entonces podemos determinar de esta manera como trabaja una frecuencia en el estado peruano. La posibilidad de transmitir un mismo nivel de potencia modificando el voltaje y la intensidad tiene una serie de consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos, lo cual se ilustra en el siguiente ejemplo sobre cambios en el nivel de voltaje y reducción de las pérdidas de energía (18).

**Tabla 4:*****Principales variables de la transmisión eléctrica***

Variable	Definición	Símbolo	Unidad de medida	Unidad de medida	Significado de la unidad de medida
Intensidad de corriente	Se refiere a la cantidad de electrones que pasa por una sección del conductor eléctrico por unidad de tiempo.	I	Amperio	$A = C / s$	Un amperio representa a $1,25 \times 10^{18}$ electrones (1 coulomb = 1 C) que atraviesan una sección del conductor por segundo (s).
Voltaje	Representa la fuerza motriz que permite mover los electrones de un punto a otro punto. También se le conoce como diferencia de potencial. (*)	V	Voltios	$V = J / C$	Un voltio representa un joule de fuerza (J) empleado para mover $1,25 \times 10^{18}$ electrones (C).
Potencia eléctrica (**)	Es la cantidad de trabajo que realiza una corriente eléctrica por una unidad de tiempo.	W	Watts	$W = J / s$	Un watt o vatio representa el trabajo realizado por $1,25 \times 10^{18}$ electrones para desplazarse de un punto a otro punto, empleando un joule de fuerza (J) durante un segundo (s).

Fuente: Transmisión eléctrica (18)

(\*) El potencial eléctrico en un punto es el trabajo que debe realizar una fuerza eléctrica para mover una carga unitaria desde ese punto hasta el infinito, donde el potencial es cero. Dicho de otra forma, es el trabajo que debe realizar una fuerza externa para traer una carga unitaria desde el infinito hasta el punto considerado en unen mediante un conductor, se producirá un flujo de corriente eléctrica. El potencial eléctrico se mide en voltios, utilizaremos W en lugar de P, como símbolo de la potencia eléctrica, con la finalidad de evitar confusiones, pues el símbolo P se utiliza en el texto para denotar precios (18).

En la Tabla 4, se aprecia que la potencia (W) utilizada por un conjunto de luminarias para producir luz eléctrica es igual producto del voltaje (V) por el flujo de corriente (I) que atraviesa el conjunto de luminarias, es decir,  $W = 80 \text{ V} \times 1,000 \text{ A} = 80 \text{ kW}$  (18).

En cambio, la potencia producida por el generador es  $100 \text{ V} \times 1,000 \text{ A} = 100 \text{ kW}$ . La diferencia son las pérdidas que se dan en el circuito eléctrico,  $10 \text{ kW}$  en cada segmento, debido a que la existencia de fricción en la transmisión de electricidad hace difícil el paso de esta a través de las líneas. Por ello se da una disminución del potencial eléctrico entre ambos extremos de la línea pasándose de  $100 \text{ V}$  a  $90 \text{ V}$ . Es decir, que el potencial eléctrico, también medido en voltios, en el flujo de entrada es mucho mayor que en el flujo de salida (18).

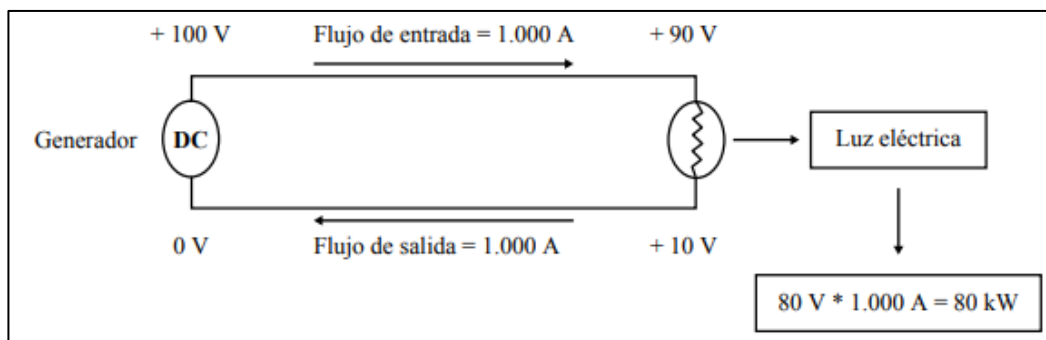


Figura 3: Transmisión de potencia en corriente directa (18)

La relación entre voltaje que viene a medir esta diferencia de potenciales, corriente y fricción se expresa a través de una igualdad entre el voltaje y el producto de la intensidad de la corriente por la resistencia (Ley de Ohm) (18):

### Ley de Ohm

$$V = I \times R \tag{4}$$

Donde la resistencia (R) se mide en ohmios. Esta ecuación 5 es importante porque la resistencia es un valor fijo para el segmento de la línea. Con dicha ecuación podemos calcular la resistencia entre cada uno de los tramos de la línea mostrados

en la figura 3. En este caso, el voltaje o diferencia de potencial entre dos segmentos ha disminuido a  $10\text{ V} = 10 - 0 = 100 - 90 = 1.000 \cdot R$ , lo que da  $R = 0,01$  ohmios (18).

### **Voltaje en un tramo**

$$V = 100 \times 0.01 = 1 \text{ Voltio} = 1 - 0 = 1.000 - 999 \quad (5)$$

De la expresión anterior se aprecia que la disminución del voltaje es mucho menor si el generador tiene un voltaje mayor (10 voltios versus 1 voltio). Por otro lado, vimos que la corriente es menor (100 A), de modo que la potencia luego de la generación de luz eléctrica, que denominaremos «pérdida de potencia» (L) y que vuelve para cerrar el circuito eléctrico, es solamente de (18):

### **Perdida de potencia**

$$L = 1V \times 100A = 100W \quad (6)$$

Cuando originalmente era:

### **Potencia inicial**

$$L = 10V \times 1.000 A = 10.000 W \quad (7)$$

Vemos entonces que elevando el voltaje 10 veces, las pérdidas de transmisión se reducen en 100 veces, sin que se reduzca la potencia transmitida. Las pérdidas de transmisión en el primer caso fueron de 20 kW (100 kW que se produjeron menos 80 kW que llegaron al conjunto de luminarias, perdiéndose 10 kW en cada segmento del circuito), mientras que en el segundo caso solo ascendieron a 0,2 kW (100 kW que se produjeron menos 99,8 kW que llegaron al conjunto de luminarias, 0,1 kW en cada segmento del circuito), Las pérdidas de transmisión también se pueden analizar reemplazando la ecuación 5 en la 4 para obtener una expresión de la potencia en función de la resistencia y el voltaje (18).

### **Cálculo de la potencia**

$$W = V \times I = I \times R \times I = R \times I^2 \quad (8)$$

Como se comentó, esta potencia medida luego de la generación de energía en forma de luz eléctrica vendría a representar la pérdida de energía. Se aprecia claramente que las pérdidas de transmisión son directamente proporcionales a la resistencia y al cuadrado de la intensidad de la corriente. Este resultado es exacto en una línea de corriente directa y aproximado en una línea de corriente alterna. Alternativamente, las pérdidas también se pueden expresar de la siguiente forma (18).

### Pérdidas en una línea de corriente alterna

$$L = (R \times W^2) / V^2 = aW^2 \quad (9)$$

Dado que es más económico usar las líneas de alto voltaje para la transmisión, pero que, por otro lado, dichos voltajes no se pueden usar para el consumo doméstico, pues se incrementan los problemas de seguridad, se requieren transformadores. Un transformador cambia el voltaje y el flujo de corriente sin cambiar la potencia; es decir, si por una línea ingresa a un transformador un voltaje  $V_1$  y una corriente  $I_1$ , y por el otro lado egresa un voltaje  $V_2$  y una corriente  $I_2$ , tenemos que (18).

### Ecuación en un transformador

$$W = V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2 \quad (10)$$

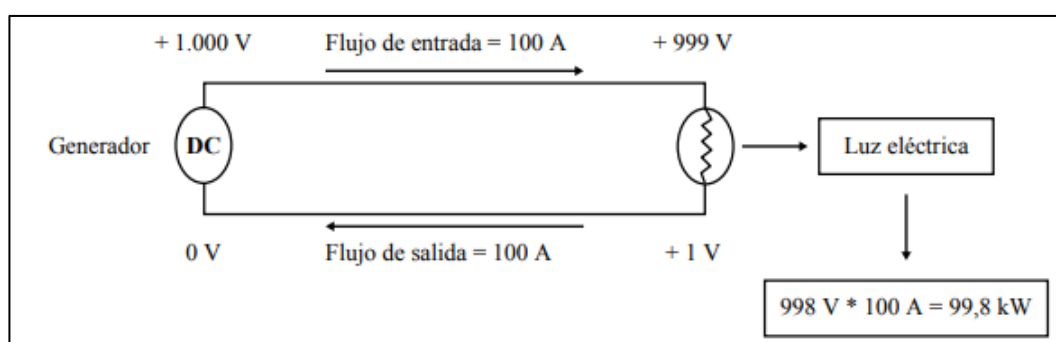


Figura 4: Reducción de pérdidas con mayor voltaje (18)

Por ejemplo, si una línea de alta tensión tiene un voltaje de 10.000 V y transporta una corriente de 100 A, e ingresa a un transformador que convierte el voltaje a 220 V, la corriente que egresa será de (18):

## **Conversión en un transformador**

$$I_2 = \frac{V_1 I_1}{V_2} = \frac{10000V \times 100A}{220V} = 4.545A \quad (11)$$

Dado que la sección de los conductores de las líneas de transporte de energía eléctrica depende de la intensidad de corriente que se requiere transmitir (cuanto menor es la intensidad es factible usar líneas de transmisión de menor diámetro), podemos entonces, mediante un transformador, elevar el voltaje hasta valores altos alta tensión. Con esto la misma energía puede ser distribuida a largas distancias con bajas intensidades de corriente y, por tanto, con bajas pérdidas por causa del efecto Joule. Una vez en el punto de utilización o en sus cercanías, el voltaje puede ser de nuevo reducido para su uso industrial o doméstico de forma cómoda y segura. Sin embargo, para que se puedan utilizar transformadores se requiere corriente alterna, pues no es posible modificar el voltaje cuando se utiliza corriente continua (18).

### **2.3.2 Clasificación de las líneas eléctrica**

Las líneas eléctricas se pueden clasificar por su función en:

#### **2.3.2.1 Líneas de transmisión**

Son aquellas que se utilizan para transportar la energía eléctrica a grandes distancias, a niveles de voltajes superiores a los 34.500v. Estas constituyen el eslabón de unión entre las centrales generadoras y las redes de distribución. Para la construcción de estas líneas se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central (16).

#### **2.3.2.2 Líneas de distribución**

Son aquellas que van desde las subestaciones hasta los centros de consumo como son las industrias, domicilios y alumbrado público, los niveles de tensión utilizados son por debajo de los 34.500v. Los conductores en media tensión siguen

siendo desnudos, pero en baja tensión se usan conductores aislados, para mayor seguridad en zonas urbanas (16).

## 2.4 Parámetros eléctricos

Cualquier circuito eléctrico está formado por algunos de los siguientes elementos: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. Con estos componentes se forman la totalidad de los sistemas eléctricos actuales, desde un simple circuito hasta los más complejos sistemas de potencia (19).

### Parámetros longitudinales.

$R \Leftrightarrow$  RESISTENCIA  $\Rightarrow$  Ohmios

$L \Leftrightarrow$  INDUCTANCIA  $\Rightarrow$  Henrios

### Parámetros transversales.

$C \Leftrightarrow$  CAPACIDAD  $\Rightarrow$  Faradios

$G \Leftrightarrow$  CONDUCTANCIA  $\Rightarrow$  Siemens

Existen otras magnitudes que matemáticamente sirven de nexo de los parámetros anteriores, algunas de las más importantes son:

$Z=(R+jX) \Leftrightarrow$  IMPEDANCIA  $\Rightarrow$  Ohmios

$Y= (G+jB) \Leftrightarrow$  ADMITANCIA  $\Rightarrow$  Siemens

$X_L = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \Leftrightarrow$  REACTANCIA INDUCTIVA

$B = C \cdot \omega = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \Leftrightarrow$  SUSCEPTANCIA

### 2.4.1 Cálculos justificativos de la línea

#### 2.4.2 Cálculos eléctricos

En el presente capítulo se elaboran los cálculos eléctricos y mecánicos mediante los cuales se determinaron las principales características del equipamiento electromecánico de las redes primarias del estudio.



### 2.4.3 Características técnicas de las líneas primarias

Se han definido las condiciones técnicas mínimas para el diseño de redes primarias aéreas de acuerdo con la normatividad vigente, incidiendo en los niveles mínimos de seguridad para las personas y las propiedades, y el cumplimiento de los requisitos de las normas de calidad.

### 2.4.4 Nivel de aislamiento

#### ***Selección del nivel de aislamiento***

La selección del nivel de aislamiento para las instalaciones y equipos de la línea y redes primarias aéreas del proyecto se realizará de acuerdo con la coordinación de aislamiento (20) y a las características propias de la zona en la que se ubicarán dichas instalaciones, tomando en cuenta:

#### **a) Condiciones de diseño para cada sistema**

Las condiciones de diseño serán las siguientes:

#### **Para Sistema de 33 kV:**

#### **Tabla 5:**

#### ***Nivel de aislamiento para la zona del proyecto***

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	MAGNITUD
1	Tensión nominal de servicio	[kV]	33
2	Máxima tensión de servicio	[kV]	36
3	Altura máxima	[msnm]	4415
4	Nivel de contaminación ambiental (Nivel II o medio)	[mm/kV]	20
5	Tipo de conexión del neutro		Aislado
6	Nivel Isocerámicas	Rayos/Km2/año	60

Fuente: Elaboración propia

(\*) De acuerdo con las normas MEM/DGE, “Bases para el diseño de redes primarias”.

**b) Niveles de aislamiento en condiciones nominales.**

**Tabla 6:**

***Aislamiento en condiciones nominales***

Tensión máxima del equipo (kV)	Tensión de sostenibilidad a frecuencia Industrial de corta duración (kV)	Tensión de sostenibilidad de impulso tipo rayo (kV)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75
17,5	38	75 95
24	50	95 125
36	70	125 145
52	95	145 170 250

Fuente (20)

**c) Factor de corrección por altura:**

Para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1 000 m.s.n.m., la tensión máxima de servicio debe ser multiplicada por un factor de corrección, definido por la expresión (3):

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

Donde:

H : Altitud sobre el nivel del mar. m.s.n.m.

$K_a$  : Factor de corrección por altitud

m : 1 Para tensión disruptiva tipo a impulso tipo rayo (IEC 71 -2)

**d) Factor de corrección por temperatura.**

$$F_T = \frac{273 + t}{313}$$

Donde:

t = temperatura de operación en °C.

### 2.4.5 Selección de pararrayos

Para la selección de los pararrayos se hará para los siguientes niveles de tensión:

Sistema de 33 kV (Aislado)

**Las características del sistema son:**

Tensión nominal del sistema ( $V_n$ )	: 33 kV
Factor de mayor variación de tensión ( $F_t$ )	: $\sqrt{3}$ pu
Tipo de aterramiento del sistema	: Aislado
Factor de falla a tierra ( $k$ )	: 1.4
Factor de sobretensión temporal para 10s (KTOV)	: 1.075
Duración de falla	: 10 s
Altitud de instalación	: 4415 msnm,
Nivel de aislamiento	: 170 kV p,

### 2.4.6 Análisis del sistema eléctrico

**Niveles de Tensión**

Las líneas primarias operan en 33 kV con neutro aislado.

#### 2.4.6.1 Cálculo de caída de tensión

Tendrán el comportamiento de un sistema trifásico con tres hilos con neutro aislado balanceado para la tensión de 33 kV.

$$\Delta V\% = \frac{PL(r_1 + X_1 Tg\phi)}{10VL_L^2}$$

**Parámetros eléctricos de los conductores**

Resistencia

$$R_2 = R_1(1 + \alpha(t_2 - t_1))$$

$R_1$  = Resistencia del conductor a 20 °C, en Ohm / Km

$R_2$  = Resistencia del conductor a 40 °C, en Ohm / Km

$T_1$  = Temperatura inicial            20 °C

T2 = Temperatura inicial 40 °C

$\alpha$  = Coeficiente de resistividad térmica. = 0,0036

### **Reactancia trifásica**

$$X_{3\phi} = 2 \times \pi x f \times 10^4 x \left( 0.5 + 4,6 \log \left( \frac{DMG}{r_e} \right) \right)$$

$$DMG = \sqrt[3]{D_{RS} x D_{RT} x D_{ST}}$$

DRS = 1 m DRT = 2 m DST = 1 m

**Para nuestro caso:**

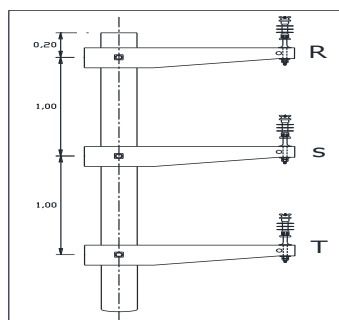


Figura 5: Distancia de Fase a Fase

Fuente: Elaboración propia

Entonces:

$$DMG = 1,2599 \text{ m}$$

La caída de tensión en una línea aérea de distribución es directamente proporcional a la potencia que trasmite, a la longitud de la línea y a un coeficiente conocido como factor de caída de tensión ( $K_1$ ).

**Para sistemas trifásicos:**

$$\Delta V \% = \frac{PL (r_1 + x_1 \text{tg } \phi)}{10VL^2}$$

$$\Delta V \% = K1 PL ; K1 = \frac{r_1 + x_1 \text{tg } \phi}{10VL^2}$$

**Simbología:**

$\Delta V\%$  =Caída porcentual de tensión

P =Potencia, en kW

L =Longitud del tramo de línea, en Km

$V_L$  =Tensión entre fases, en 33 kV

$V_f$  =Tensión de fase - neutro, en 33 kV

$X_{3\phi}$  =Reactancia inductiva para sistemas trifásicos en ohm/Km

$r_e$  =Radio medio Geométrico

**Teniendo en consideración:**

Conductores de 7 hilos  $r_e = 0,726 \times \frac{D}{2}$

Conductores de 19 hilos  $r_e = 0,758 \times \frac{D}{2}$

$\phi$  = Ángulo de factor de potencia

$K_1$  = Factor de caída de tensión

$D$  = Diámetro exterior del conductor

La máxima caída de tensión considerada en el primario del transformador de distribución será de 5 %.

#### **2.4.6.2 Cálculo de pérdida de potencia por efecto joule**

Las pérdidas de potencia para circuitos trifásicos se calcularán utilizando la siguiente fórmula:

$$PJ = \frac{P^2 (r_1) L}{(1000 V_L)^2 (\cos^2 \phi)} = \text{en KW}$$

Máxima pérdida de potencia :5%

Donde:

$P$  =Demanda de potencia, en kW

$r_1$  =Resistencia del conductor a la temperatura de operación, en Ohm/Km

$L$  =Longitud del circuito o tramo del circuito, en Km

$V_L$  =Tensión entre fase, en 33 kV

$\phi$  =Ángulo de factor de potencia

Las fórmulas anteriores son aplicables a alimentadores de topología radial, a partir de un punto de alimentación, hasta las colas.

### **2.4.6.3 Distancias mínimas de seguridad**

#### **a) Distancias verticales de seguridad de conductores**

El Código Nacional de Electricidad - Suministro, establece las siguientes distancias con respecto al piso, que se respetaron para el trazo y diseño de las redes eléctricas (3).

**Tabla 7:**

#### **Distancia de seguridad 33 kV.**

Naturaleza de la superficie que se encuentra debajo de los conductores	Distancia de seguridad vertical (m)		
	Cables autoportantes de suministro hasta 750 V	Conductores de suministro expuestos de más de 750 V a 23 kV.	Conductores de suministro expuestos de 33 kV.
a. Cuando los Conductores o Cables Cruzan o Sobresalen			
1. Vías férreas de ferrocarriles	7,3	8,0	8,1
2a. Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones.	6,5	7,0	7,1
3b. Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones.	5,5	6,5	6,6
3. Calzadas, zonas de parqueo, y callejones.	5,5	6,5	6,6
4. Terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	5,5	6,5	6,6
5a. Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos.	4,0	5,0	5,1
5b. Calles y caminos en zonas rurales.	5,5	6,5	6,6

Fuente: Código Nacional de Electricidad Suministro (3).

Las distancias mínimas a terrenos boscosos o a árboles aislados serán:

- Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles: 2,60 m
- Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales: 0,60 m

Estas distancias verticales se determinan a la máxima temperatura 50°C, las distancias radiales se determinarán a la temperatura en la condición EDS y

declinación con carga máxima de viento. Cuando exista peligro que los árboles caigan sobre los conductores, se podrán incrementar las distancias radiales (3).

#### **2.4.6.4 Selección de conductor**

Selección de Conductor por capacidad térmica frente a los cortocircuitos. Todo el equipamiento propuesto será capaz de soportar los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito equivalentes a 150 MVA, por espacio de 0,1 segundo. Según la norma VDE 103 la relación  $r/x$  es 0,70, La metodología empleada para la determinación de los esfuerzos térmicos producidos por los cortocircuitos, parte del calor medio de la corriente generada por los mismos:  $I_m$  (21 pág. 34).

$I_m$  es el valor eficaz de corriente, que genera la misma cantidad de calor que la de cortocircuito. Según la norma alemana VDE 103,  $I_m$  se define por la siguiente expresión (21):

$$I_m = I''k \times \sqrt{(m + n) \cdot t}$$

Donde:

- $I''k$  = Corriente eficaz inicial de cortocircuito
- $m$  = Influencia de la componente unidireccional.
- $n$  = Influencia de la disminución de  $I''k$ .
- $t$  = Tiempo de eliminación de la falla (0,1 s)

Con el valor de temperatura inicial y temperatura final, se obtiene el valor de la densidad de corriente máxima que puede alcanzarse.

Entonces dividiendo el valor  $I_m$  entre la densidad hallada, se obtiene la sección mínima del conductor. En el siguiente cuadro se muestra el resumen de los valores hallados:

**Tabla 8:**

**Valores de línea 33 kV**

Material Conductor	T. inicial °C	T. final °C	m	n	I" k KA	I <sub>m</sub> KA	Densidad de I Max A/mm <sup>2</sup>	Sección mínima mm <sup>2</sup>
AAAC	40	160	0	0.98	8,66	2,59	91,00	28,55

Fuente: Elaboración propia

Para determinar los datos de la tabla 8 se trabajó con los cuadros que se muestran en bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural (21 pág. 28) donde se trabajó para conductores de aluminio AAAC:35; 50 y 70 mm<sup>2</sup>.

### **2.4.7 Sistema de puesta a tierra**

#### Alcance general

La medición de resistividad eléctrica del terreno tiene por objetivo obtener los valores de resistencia eléctrica y definir la puesta a tierra necesaria en las subestaciones de transformación y donde se ubican las estructuras de seccionamiento (21).

#### Finalidad

La puesta a tierra tiene por finalidad lograr los siguientes objetivos:

Reducir la resistencia de puesta a tierra de la estructura para proteger a las personas y animales contra tensiones de toque y paso peligrosas que puedan establecerse por corrientes de dispersión durante fallas a tierra de la línea. Proporcionar un camino fácil y seguro para las corrientes de dispersión que resulten de descargas atmosféricas y evitar de esta forma que se produzca el fenómeno de flameo inverso (*back flashover*) (21).

#### **2.4.7.1 Sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión**

Sistemas con neutro corrido. En este tipo de sistemas, el criterio es el de obtener una resistencia equivalente total de todas las puestas a tierra, menor o igual a 3 Ω para garantizar que, durante una falla de fase a tierra, el fenómeno de



desplazamiento del neutro no produzca sobretensiones importantes en las fases no falladas. A este respecto, el nuevo Código Nacional de Electricidad Suministro y el NESCS (*National Electrical Safety Code*) establecen que en las líneas primarias deben instalarse por lo menos 4 puestas a tierra por milla (1648 m), es decir, aproximadamente cada 3 estructuras, aunque no define valor alguno de resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, un ejemplo podría demostrar que el objetivo de una resistencia total reducida se cumple. De modo aproximado, si una línea tuviese 20 puestas a tierra y que cada una presentase una resistencia de 60  $\Omega$ , el valor equivalente sería aproximadamente 3  $\Omega$ . Este criterio debe aplicarse con cuidado en las redes de corta longitud, generalmente asociadas a pequeñas centrales hidroeléctricas que suministran energía a pocas localidades (21).

#### **2.4.7.2 Sistema de puesta a tierra subestaciones de distribución**

La resistencia de las puestas a tierra de las subestaciones de distribución, sin tomar en cuenta las de la red secundaria, deben tener los siguientes valores máximos: En subestaciones trifásicas y monofásicas conectadas entre fases (bifásicas): 25  $\Omega$ . En transformadores monofásicos de sistemas con retorno total por tierra: los siguientes valores de acuerdo con la potencia de los transformadores:

**Tabla 9:**  
**Puestas a tierra**

Potencia de transformador 33 kV A	Resistencia de puesta a tierra línea ( $\Omega$ )
5	25
10	25
15	20
25	15

Resistencia en subestaciones de distribución (21)

### **Valores máximos RPT.**

Se tomarán los siguientes valores máximos de RPT adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80.

**Tabla 10:**

#### **Valores máximos RPT**

<b>Aplicación</b>	<b>Valores máximos de resistencia de la puesta a tierra</b>
Estructura de línea de transmisión	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión	10 $\Omega$
Protección contra rayos	10 $\Omega$

Fuente: Línea de transmisión normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80

### **2.4.8 Uso de amortiguadores de vibración**

La vibración de los conductores de las líneas de transmisión aéreas, bajo la acción del viento conocida como “vibración eólica” puede causar fallas por fatiga de los alambres de los conductores en los puntos de soporte después de un cierto tiempo de ser instalados (21).

De los diferentes tipos de vibración eólicas, la más común es la resonante. Este tipo de vibraciones son ondas estacionarias de baja amplitud y alta frecuencia, producidas por vientos constantes de baja velocidad, las velocidades de viento que producen vibraciones resonantes en los conductores oscilan entre 4 Km/h y 10 Km/h (vientos moderados), las vibraciones resonantes se reducen mediante el uso de (21):

**Varilla de armar:** Con este refuerzo se reduce la amplitud de las vibraciones debido al aumento del diámetro del conductor. Registros comparativos indican que reduce la amplitud de las vibraciones de 10% a 20% (21).

**Amortiguadores:** Los amortiguadores disipan la energía introducida por el viento en los conductores. Los amortiguadores comúnmente usados son los *stockbridge*, que consisten en un par de pesas soportadas elásticamente y colgadas del conductor cerca del punto de suspensión. La aplicación de los amortiguadores en las líneas de transmisión se sujeta a las recomendaciones de los fabricantes (Estudio de amortiguamiento) en función a las características propias del diseño de la línea de transmisión como son: tipo de conductor, tipo de terreno, tense del conductor, etc. (21).

Según el estudio el número de amortiguadores por vano del presente Proyecto, se indican en el siguiente cuadro:

**Tabla 11:**

***Amortiguadores***

Rango de Aplicación	Conductor AAAC 70 mm <sup>2</sup>	Cable de Guarda Tipo EHS 25 mm <sup>2</sup>
Longitud de vano L [m]	Nº. de amortiguadores por vano	Nº. de amortiguadores por vano
150 < L < 400	1	1
400 < L < 700	2	2
L > 700	3	3

Amortiguadores por vano

***Ubicación de los Amortiguadores.***

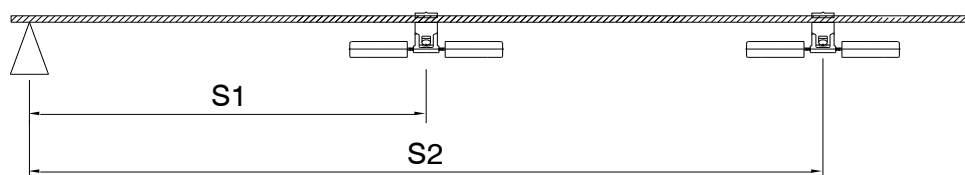


Figura 6: Amortiguadores

Fuente: Elaboración propia

$$S_1 = 0,0013 \times D \times \sqrt{C} \qquad S_2 = 0,0026 \times D \times \sqrt{C}$$

Donde:

D : Diámetro del conductor (mm)

c : Parámetro de la catenaria en la hipótesis de templado (m)

S1, S2 : Distancias (m) de separación de los amortiguadores al borde de

la grapa de suspensión o anclaje.

#### 2.4.9 Selección de aisladores

##### ***Aisladores normalizados para la selección***

La selección de la distancia de fuga de los aisladores ha sido tomada de la recomendación de la Norma IEC 815, para diferentes niveles de contaminación. La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión (21):

$$L_{fuga} = L_{fo} \times U_{Max} \times f_{ch}$$

Donde:

L. fuga : Longitud de fuga fase-tierra requerida

L<sub>fo</sub> : Longitud de fuga unitaria en mm/33 kV  $\phi$ - $\phi$

U. Max . : Tensión Máxima de Servicio

f<sub>ch</sub> : Factor de corrección por altura;

$$F_{ch} = 1 + 1,20(msnm - 1000) \times 10^{-4}$$

Los aisladores normalizados según la norma corporativa de Electrocentro, para el uso en líneas y Redes Primarias en 13.2 kV y 33 kV son:

**Tabla 12:**

##### ***Aisladores poliméricos tipo PIN-33 kV.***

Aislador polimérico		Datos calculados con factor de corrección	Aislador seleccionado 46 kV
Voltaje de flameo promedio	A frecuencia Industrial (kV RMS)	116	168
	Seco Húmedo		125
	Al impulso (kV Pico)	258	260
			Positivo Negativo
Longitud de Línea de Fuga (mm)		1015	1172

Fuente: Electrocentro

**Tabla 13:**

***Aisladores poliméricos tipo suspensión-33 kV.***

Aislador polimérico			Datos calculados con factor de corrección	Aislador seleccionado 46 kV
Voltaje de Flameo Promedio	A frecuencia Industrial (kV RMS)	Seco Húmedo	116	205 184
	Al impulso (kV Pico)	Positivo Negativo	258	357 385
Longitud de Línea de Fuga (mm)			1015	1170

Fuente: Electrocentro

Para la selección de aisladores, se ha tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sobretensiones atmosféricas
- Sobretensiones internas
- Contaminación ambiental

***2.4.9.1 Cálculos mecánicos***

Los cálculos mecánicos se basan en las indicaciones de la Norma DGE/MEM, al Código Nacional de Electricidad - Suministro y demás normas nacionales e internacionales vigentes. Estos cálculos se han realizado de acuerdo con las condiciones ambientales de la zona, que son las concordantes con las zonificaciones del CNE (3).

***2.4.9.2 Cálculo mecánico de conductores***

**Características de los conductores.**

Los conductores para línea y redes primarias aéreas serán de aleación de aluminio AAAC, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399M, ASTM B8 o IEC 1089.

## **Hipótesis de cálculo**

Un conductor tendido y no sometido previamente a la máxima carga mecánica proyectada tenderá a incrementar su longitud, cuando adquiera la máxima carga. Al desaparecer la carga, el conductor se contraerá, pero no recobrará su longitud inicial, existiendo a partir de ese momento una diferencia de longitud permanente que incidirá en una mayor flecha. Por otra parte, el conductor casi nunca alcanzará la misma deformación máxima al soportar en posteriores ocasiones la misma carga máxima.

En consecuencia, en el cálculo de la flecha máxima, es necesario considerar las condiciones de carga y temperatura que produzcan la mayor flecha final, Sobre la base de la zonificación y las cargas definidas por el Código Nacional de Electricidad, se consideran las siguientes hipótesis en base a los siguientes factores (21):

- Velocidad de viento
- Temperatura
- Carga de hielo

Se consideró dos zonas para el cálculo mecánico de conductores por la variación de altitud del área del proyecto:

**Zona 1 :2654 – 4415 msnm (Zona alta).**

**Hipótesis I: Condición de mayor duración (EDS).**

Temperatura	:	-5 [°C]
Velocidad de viento	:	0 [Km/h]
Espesor del hielo	:	0 [mm]
Esfuerzo EDS (AAAC)	:	16 [%]

**Hipótesis II: Condición de mínima temperatura.**

Temperatura	:	-7 [°C]
Velocidad de viento	:	[Km/h]
Espesor del hielo	:	0 [mm]
Tiro máximo final	:	50,0 [%]

**Hipótesis III: Condición de máxima velocidad de viento.**

Temperatura	:	0 [°C]
-------------	---	--------

Velocidad de viento	:	113 [Km/h]
Espesor del hielo	:	0 [mm]
Tiro máximo final	:	50,0 [%]

**Hipótesis IV: Condición de máxima carga de hielo.**

Temperatura	:	-7 [°C]
Velocidad de viento	:	0 [Km/h]
Espesor del hielo	:	25 [mm]
Tiro máximo final	:	50,0 [%]

**Hipótesis V: Condición de máxima temperatura (\*)**

Temperatura	:	40 [°C]
Velocidad del viento	:	0,0 [Km/h]
Espesor del hielo	:	0,0 [mm]
Tiro máximo final	:	50,0 [%]

(\*): Para esta hipótesis la temperatura máxima del Ambiente es de 5°C,

considerando el fenómeno CREEP (10 °C) obtenemos 15°C, para efectos de cálculo asumiremos 40°C. (Recomendado por el DGE/MEM).

**FÓRMULAS CONSIDERADAS**

**Ecuación de cambio de estado**

$$T^3_{02} \left[ T_{01} - \frac{d^2EW^2}{24S^2T_{01}^2} - \alpha E(t_2 - t_1) \right] T^2_{02} = \frac{d^2EW^2R^2}{24S^2}$$

**Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho**

$$T_d = T_o \operatorname{Cosh} \left( \frac{X_d}{P} \right)$$

Fórmula aproximada:

$$T_d = \sqrt{T_o^2 + (X_D \times W_R)^2}$$

**Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo**

$$T_l = T_o \operatorname{Cosh} \left( \frac{X_1}{P} \right)$$

**Ángulo del conductor respecto a la línea horizontal, en el apoyo derecho**

$$\theta_D = \operatorname{Cos}^{-1} \left( \frac{T_o}{T_D} \right)$$

### Ángulo del conductor respecto a la línea horizontal, en el apoyo izquierdo

$$\theta_I = \cos^{-1} \left( \frac{T_o}{T_I} \right)$$

### Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo izquierdo

$$X_1 = \frac{d}{2} \left( 1 + \frac{h}{4f} \right); X_1 = \frac{d}{2} - \frac{T_o}{W_R} x \frac{h}{d}$$

### Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo derecho

$$X_D = d - X_I$$

### Longitud del conductor

$$L = \sqrt{\left( 2p \operatorname{Senh} \frac{d}{2p} \right)^2 + h^2}$$

### Flecha del conductor en terreno sin desnivel

$$f = p \left( \operatorname{Cosh} \frac{d}{2p} - 1 \right)$$

### Flecha del conductor en terreno desnivelado

$$f = p \left( \operatorname{Cosh} \frac{X_I}{p} - \operatorname{Cosh} \frac{\frac{d}{2} - X_1}{p} \right) + \frac{h}{2}$$

### Saeta del conductor

$$S = \left[ p \left( \operatorname{Cosh} \frac{X_1}{p} \right) - 1 \right]$$

### Carga unitaria resultante en el conductor

$$P_v = 0.041(V_v)^2$$

### Vano-Peso

$$V_p = XD(i) + XI(i + 1)$$

### Vano - Medio (Vano - Viento)

$$VM = \frac{di + (i + 1)}{2}$$



### **2.4.9.3 Cálculo mecánico de postes y retenidas**

#### **2.4.9.3.1 Generalidades**

Los cálculos se realizan de manera que las estructuras utilizadas en las redes primarias sean adecuadas para soportar a los conductores y a los requerimientos mecánicos que se les solicite.

#### **Longitud de empotramiento**

Estará dado por:

$$h_e = \frac{H}{10} + d ; \quad \text{Cimentación de postes con concreto armado.}$$

Donde:

H : Altura total del poste en metros.

$h_e$  : Altura de empotramiento.

d : 0.30 m para postes 15 m, y 0.10 m para postes de 13 m.

En la fórmula antes indicada está incluido los 0.10m del solado para postes de 15 m y 13 m; por lo que la altura de empotramiento del poste se reduce a lo siguiente:

Para postes de 13 m : 1,4 m

Para postes de 15 m : 1,6 m

Los postes de madera tendrán una profundidad de empotramiento de la siguiente manera:

Para postes de 13 m : 1,9 m

Para postes de 15 m : 2,1 m

Los postes reforzados con fibra de vidrio tendrán una profundidad de empotramiento de la siguiente manera:

Para postes de 13 m : 1,8 m

Para postes de 15 m : 2,0 m

## **Capítulo III**

### **Metodología**

#### **Generalidades**

Según Balestrini, Mirian, señala al marco metodológico como un “conjunto de procedimientos metodológicos y técnicas de recolección, presentación y análisis de los datos propuestos para el desarrollo de la investigación”. Para poder llegar a un escenario más completo donde se pueda interpretar los resultados en función al problema que se quiere solucionar para la presente tesis (22 pág. 39).

#### **3.1 Método de investigación**

El método trabajado en la tesis es el científico básico ya que nos permitirá alcanzar nuestros objetivos y resultados. Como dice Espinoza (2010) método basado producir nuevos conocimientos: teorías, leyes, principios y categorías que describan, expliquen, definan y predigan los hechos de la realidad (23): El número de variables participantes es mayor del que el científico puede controlar, por lo que no es posible realizar verdaderos experimentos. Dentro del proyecto vamos a predecir los posibles hechos a futuro como son la factibilidad y viabilidad del proyecto como base un horizonte de 20 años de óptimo funcionamiento.

#### **3.2 Alcance de la investigación**

La calidad del servicio de energía eléctrica de la línea L-3417 Comas-Andamarca, se encuentra en un estado no óptimo para prestar servicio de calidad a los usuarios, se realizará la remodelación total de la línea de subtransmisión generando las proyecciones óptimas con horizonte de 20 años a más, teniendo en cuenta el crecimiento poblacional y el consumo eléctrico, según norma técnica NTCSEER. Por todo lo mencionado líneas arriba se realizó minuciosamente el estudio de investigación donde resaltan factores más importantes.

### **3.3 Tipo de investigación**

Según Espinoza (2010), La investigación básica tiene como propósito ampliar el conocimiento científico a partir de la observación del funcionamiento de los fenómenos de la realidad. El propósito de es ampliar el conocimiento científico a partir de la observación (23).

### **3.4 Nivel de investigación**

Según Espinoza (2010), la investigación descriptiva busca desarrollar una imagen o fiel representación (descripción) del fenómeno estudiado a partir de sus características, también menciona que en algunos casos los resultados pueden ser usados para predecir (23). Desarrollamos el nivel de investigación descriptiva ya que los resultados predicen los acontecimientos a futuro como en este caso determinamos la demanda y oferta futura de la población beneficiaria Comas-Andamarca quien es alimentada por la línea L-3417.

### **3.5 Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación fue no experimental transversal, diseño descriptivo que consiste en recoger información actualizada sobre el objeto de investigación, lo cual sirve para estudios de diagnóstico descriptivo, caracterizaciones, perfiles etc. Tal como se realizó en el estudio del mejoramiento de la calidad de la línea L-3417 Comas-Andamarca a través de la viabilidad del proyecto con anticipaciones a futuro.

### **3.6 Población y muestra**

#### **3.6.1 Población**

Población finita, agrupación en la que se conoce la cantidad de unidades que la integran. Además, existe un registro documental de dichas unidades (2).

Nuestra población viene hacer todos los sistemas eléctricos de la empresa valle del Mantaro, conformadas por las líneas de subtransmisión que conforma sistema eléctrico interconectado del valle del Mantaro.

### **3.6.2 Muestra**

Muestreo intencional u opinático, en este caso los elementos son escogidos sobre la base de criterios o juicios preestablecidos por el investigador (2).

Nuestra muestra viene hacer la línea L-3417 de subtransmisión que conforma desde la Comas -Andamarca.

## **3.7 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

### **3.7.1 Técnicas de recolección de datos**

La técnica por utilizar será la observación directa, que nos permitirá la recopilación de datos del consumo de energía eléctrica de la L-3417 de los últimos 6 años tomando como año base el año anterior de la entrega del presente informe. Los cuales se registran los problemas de inestabilidad del sistema por sus años de servicio al consumidor final, registrando datos técnicos de la L-3417, mediante la observación se realiza un diagnostico actual de la línea tomando criterios como una red eléctrica en mal estado por el tiempo de funcionamiento observando ferretería puestas a tierra armados, postes y otros en mal estado y tomando como referencia las cargas futuras a la red.

### **3.7.2 Técnicas de procesamiento de datos**

El procesamiento de datos se realizará con la determinación de las proyecciones de demanda y tasas de crecimiento para un horizonte de 20 años, a través del método tendencial: según Espinoza (2010) “Es el método de análisis que consiste en observar el comportamiento de los diferentes rubros del Balance general y del Estado de resultados, para detectar algunos cambios significativos que pueden tener su origen en errores administrativos.”, la cual se ejecutará a partir del año en que se presentará el informe.

Simulación bajo condiciones de operación actuales de la línea L-3417 en software especializado.

Análisis de la potencia consumida y proyectada en los horizontes de las demandas proyectadas de los años 4, 8, 12,16 y 20.

### ***3.7.2.1 Formulación de alternativas de solución***

En base a los resultados obtenidos se propondrá alternativas que aseguren la operatividad y confiabilidad de la línea L-3417, la cual la presente línea está directamente alimentada por la central hidroeléctrica Runatullo III que fue evaluada de manera técnico y económica para su estabilidad durante el horizonte del tiempo de servicio.

### ***3.7.2.2 Resultados esperados.***

Con la realización del presente trabajo se pretende pronosticar una satisfactoria demanda eléctrica por parte del consumidor final, dotando de un sistema eléctrico eficiente como lo dice en las normas técnicas NTCSEER, otorgando como resultado una tendencia creciente lineal.

Aplicando los valores obtenidos de la proyección de demanda a 20 años dentro de los cuales se espera que no sobrepasen los niveles técnicos de sobrecarga como lo dice los resultados técnicos, y si pasan los niveles de tensión de estudio, la alternativa de solución elimina las observaciones de sobrecarga de estos, desde la proyección de demanda a 4 años en adelante, también cabe señalar que si el sistema sale fuera de servicio por razones de averías u otros de la central hidroeléctrica Runatullo III, esta será remplazado de inmediatamente por la central Ingenio.

# CAPÍTULO IV

## Resultados y discusión

### 4.1 Alcance del ámbito del proyecto

El ámbito de estudio definitivo del proyecto: Mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca se ubica en el departamento de Junín, en la provincia de Concepción y Huancayo en los distritos de Comas, Andamarca y Santo domingo de Acobamba, dicha área está delimitada según las coordenadas UTM:

#### Ubicación política.

Tabla 14:

#### Ubicación del proyecto.

ITEM	DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
1	Comas	Concepción	Junín
2	Andamarca		
3	Santo Domingo de Acobamba	Huancayo	

Fuente: Elaboración propia



Figura 7: Ubicación de referencia geográfica

Fuente: Elaboración propia

### **Condiciones climatológicas.**

Por su ubicación geográfica, protegida por cerros elevados, rodeados de ríos y lagunas, el clima donde se ubican las localidades por donde recorre la línea es ligeramente húmedo y frío, con las siguientes características:

Temperatura mínima	: 0 °C.
Temperatura promedio anual	: 10.8 °C
Temperatura media	: 9 °C.
Velocidad del viento	: 90 Km/h
Nivel de contaminación	: Medio (20 mm/33 kV)
Nivel Isoceraúnico	: de 30, 40 y 50 tormentas al año (*)

La humedad relativa es varía entre 52 y 71%, con una precipitación promedio entre 551 y 800 mm

(\*): Código Nacional de Electricidad-Suministro

### **Topografía-altitud del área del proyecto.**

La topografía de los terrenos en el área del estudio se caracteriza por ser accidentada en la mayor parte de las localidades y ciertos casos con una inclinación moderada. En el sector del distrito de Andamarca la topografía del terreno está asociada a cierta vegetación, La altitud (cota) de la zona de estudio de la ruta varía entre 2444 y 4653 m.s.n.m.

### **Vías de acceso**

Los datos obtenidos en campo nos permitieron determinar los accesos a la zona de proyecto que cuenta con carreteras asfaltadas desde Concepción y Santa Rosa de Ocopa; el tramo Santa Rosa de Ocopa-Comas-Andamarca es afirmada en buen estado de conservación, la carretera también da acceso a la selva central, es una carretera opcional y de menor tiempo de traslado dando así mayor facilidad al tiempo de traslado.

Distancias interprovinciales y tiempo aproximado de recorrido:

Concepción – Selva Central (Satipo) :206 Km (5.4 horas)

Concepción – Comas :50 Km (2.5 horas)

Comas - Andamarca :80 Km (3.5 horas)

#### 4.1.1 Análisis de la situación actual

##### Instalaciones existentes.

En el área del proyecto existen las siguientes instalaciones de generación, subestaciones y línea transmisión secundaria:

Línea de transmisión secundaria 33 kV Puquian - Comas - Matapa.

SET Comas.

SET Matapa.

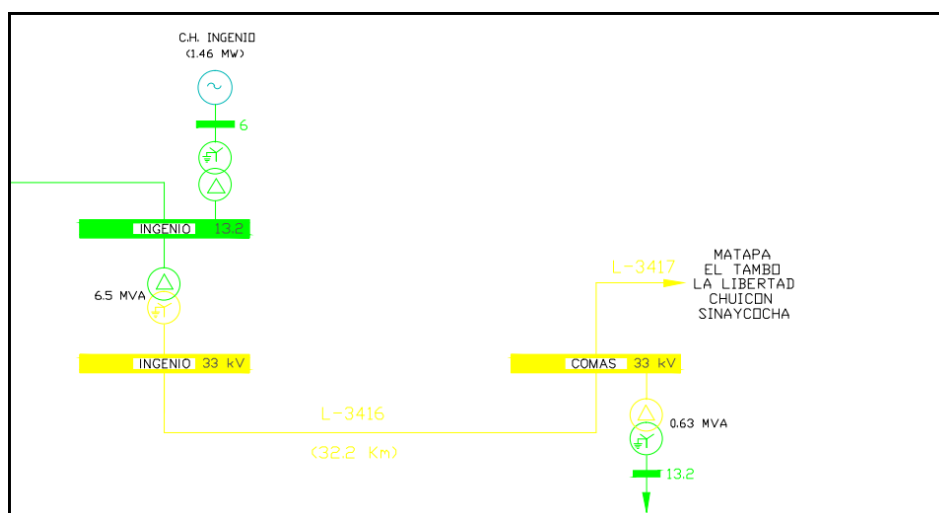


Figura 8: Referencia actual del sistema eléctrico de generación

Fuente: elaboración propia

##### Línea de transmisión Comas-Matapa.

Tensión : 33 kV

Nº de Ternas : 01

Longitud total :71.61 Km

Conductor activo : AAAC – 3x35 mm<sup>2</sup> (Tramo C.H. Ingenio – SET Comas)

Conductor activo : AAAC – 2x35 mm<sup>2</sup> (SET Comas – SET Matapa)

Estructuras : Madera eucalipto tratado.

Aislador de porcelana: Tipo Pin clase ANSI 56-4 y Cadenas clase ANSI 53-2

##### SET Comas.

1 transformador de las siguientes características:



0.63 MVA

Relación de Transformación 33/13.2 kV.

Tipo de conexionado: Dyn5

La SET se encuentra ubicada en las afueras del distrito de Comas.



Figura 9: Referencia actual del SET Comas.

Fuente: Elaboración Propia

### **SET Matapa.**

02 transformadores de las siguientes características:

2x0.2 MVA

Relación de Transformación 33/13.2 kV.

Tipo de conexionado: Dyn5

La SET se encuentra ubicada en la localidad de Matapa del distrito de Andamarca.



Figura 10: Referencia actual del SET Matapa.

Fuente: Elaboración Propia

#### **4.1.2 Diagnóstico de la línea de subtransmisión 33 kV existente**

Hoy en día en general el sistema eléctrico de la línea L-3417 de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas - Andamarca - 2019 se encuentra en pésimo estado y la línea primaria existente derivación Runatullo – LST Comas – LST Matapa se encuentra deteriorada por la humedad, lluvias, neblinas existentes en dichos lugares y por el tiempo de vida útil cumplido e incluso sobrepasado al tiempo de proyección realizada en los estudios del sistema. Las estructuras existentes están constituidas por postes y crucetas de madera tratada; las mismas que debido a su antigüedad presentan rajaduras con incrustaciones de musgo producto de la humedad, otros postes están dañados en la base del empotramiento (podridos); así mismo la ferretería en algunos casos se encuentran oxidados y/o corroídos, y las bajadas de las puestas a tierra en algunos casos deteriorados e inexistentes. Por lo tanto, siendo precario el estado general de las instalaciones, se pone en riesgo la continuidad del servicio, la integridad del transeúnte y del personal de mantenimiento, por el mal estado de los postes y crucetas de madera y en general del sistema eléctrico de subtransmisión 33 kV Comas-Andamarca.

Dentro del diagnóstico realizado, se concluyó que las estructuras de madera existentes, tanto mono postes y tipos “H” biposte, se encuentran físicamente deteriorados debido a las condiciones ambientales y sollicitaciones mecánicas sometidos propias de la zona; las cuales según el estudio presentan condiciones de riegos por su estado ya mencionado anteriormente en la descripción de proyecto. También cabe mencionar que el sistema es trifásico desde la CH ingenio hasta la SET Comas y desde esta SET Comas hasta la SET Matapa el sistema es bifásica en 33 kV. Por lo que el diseño anterior no considera una posible adecuación al sistema trifásico actual, dado que los armados considerados en esa oportunidad solo estaban diseñados para un sistema bifásico, por tanto, se requiere realizar el “mejoramiento

de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas – Andamarca.



Figura 11: Referencia actual de las líneas subtransmisión Comas.

Fuente: Elaboración Propia

## 4.2 Proceso para la mejora del proyecto

El proyecto Mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca se realizó respetando el procedimiento de la NTCSEER donde primero se tramitó el procedimiento legal de los permisos correspondiente como son la obtención del CIRA y el DIA, él (24) lo define así: “Se entiende por bien integrante del Patrimonio Cultural de la Nación a toda manifestación del quehacer humano –material o inmaterial - que, por su importancia, valor y significado paleontológico, arqueológico, arquitectónico, histórico, artístico, militar, social, antropológico o intelectual, sea expresamente declarado como tal o sobre el que exista la presunción legal de serlo. Dichos bienes tienen la condición de propiedad pública o privada con las limitaciones que establece la presente Ley”.

#### **4.2.1 Certificado de inexistencia de restos Arqueológicos - CIRA**

(25) El Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) es el documento mediante el cual el Ministerio de Cultura certifica que en un área determinada no existen evidencias arqueológicas.

##### **Obtención del CIRA en el proyecto**

Se ha realizado el reconocimiento arqueológico de líneas primarias proyectadas y modificadas durante la etapa del estudio definitivo del proyecto, con fines de validación y/o trámite de CIRA, para ello, se realizó la revisión de antecedentes que consistió en la revisión de material bibliográfico tanto en bibliotecas especializadas públicas y privadas, así como fundamentalmente en la base de datos del Ministerio de Cultura (SIGDA), revisión de planos y cartografía. Para el cual se evaluó los planos aprobados en el perfil del proyecto utilizado, reconocimiento arqueológico de la superficie preliminar en todos los puntos de diseño de las Líneas Primarias, resultados de la evaluación donde se ha verificado que los tramos no se superponen a sitios arqueológicos por lo que el replanteo de cada una de las líneas primarias ya sea para evitar la superposición de las líneas eléctricas con viviendas, árboles y otros motivos técnicos de la obra, son factibles por no alterar a restos arqueológicos. Por lo tanto, estos tramos replanteados son viables.

##### **Evaluación de impacto Ambiental (EIA)**

El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es un sistema único y coordinado de identificación, prevención, supervisión, control, mitigación y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos derivados de acciones humanas, expresadas como políticas, planes, programas y proyectos de inversión (26).

## **4.3 Estudio de mercado eléctrico**

### **4.3.1 Análisis de la demanda**

Para desarrollar el análisis de la demanda se toma las siguientes consideraciones generales:

Como el proyecto propone el mejoramiento de las líneas existentes L3417 en 33 kV Comas - Matapa, para la demanda de energía, se ha tomado en cuenta consumos históricos de energía de los usuarios de la zona del proyecto y las cargas proyectadas futuras, considerándose de forma global al sistema eléctrico existente, por lo cual se realiza con su respectivo estudio de mercado que deberá de atender con proyecciones a los próximos 20 años y trabajando de mano con la información brindada y disponible por Electrocentro.

La demanda que se analizó y se proyectó corresponde al área de estudio que se ve afectada directamente, todos los distritos que conforman a lo largo de la línea Comas - Matapa - Santo Domingo de Acobamba y sus respectivos anexos, comunidades, centros poblados, caseríos, otros. Tal como se definió el área del sistema eléctrico de estudio.

El Sistema eléctrico que se analizará será el que se muestra en el siguiente gráfico.

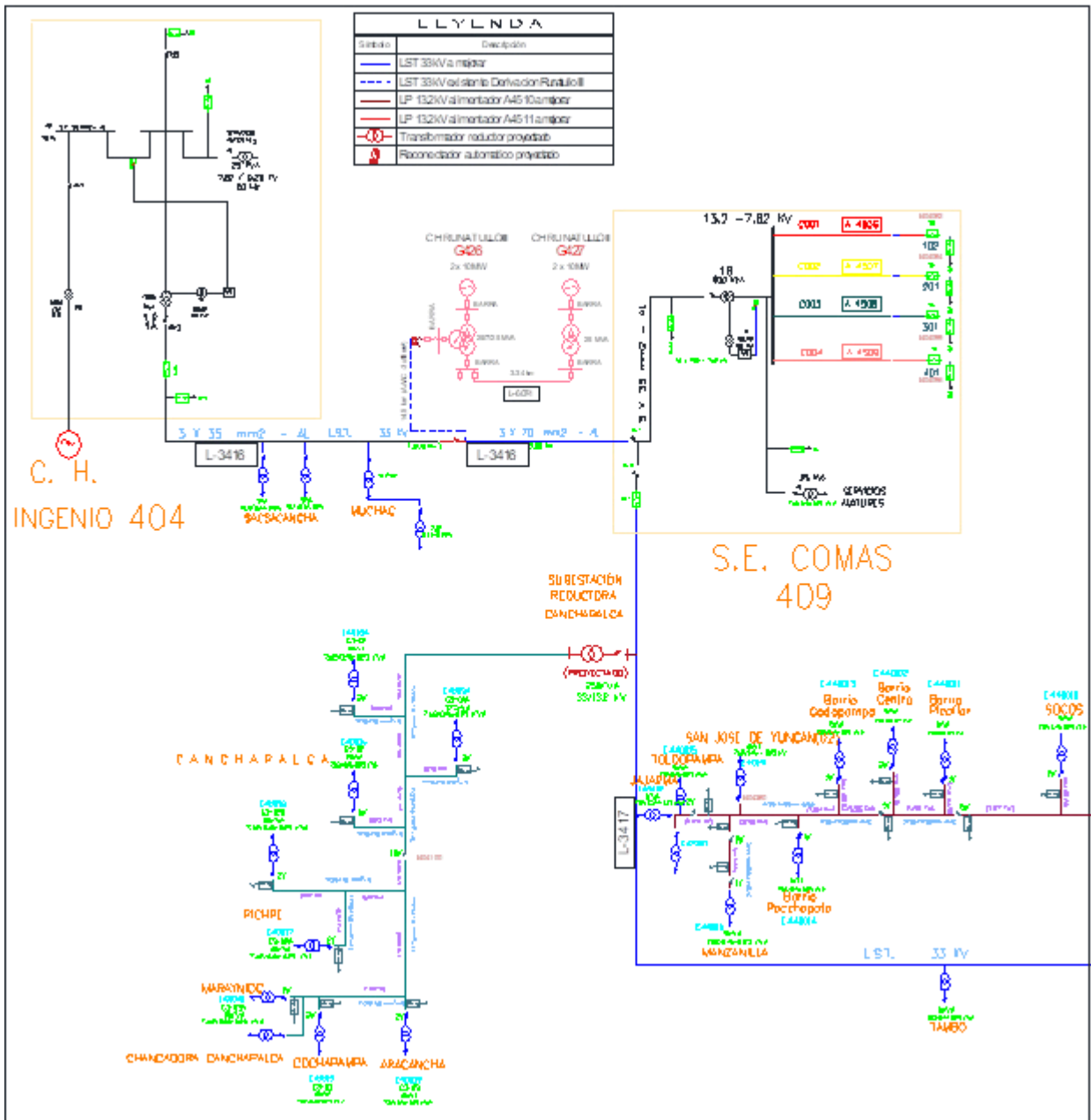


Figura 12: Diagrama unifilar de alimentadores L-3416 y L-3417 (1 de 2)

Fuente: Electrocentro

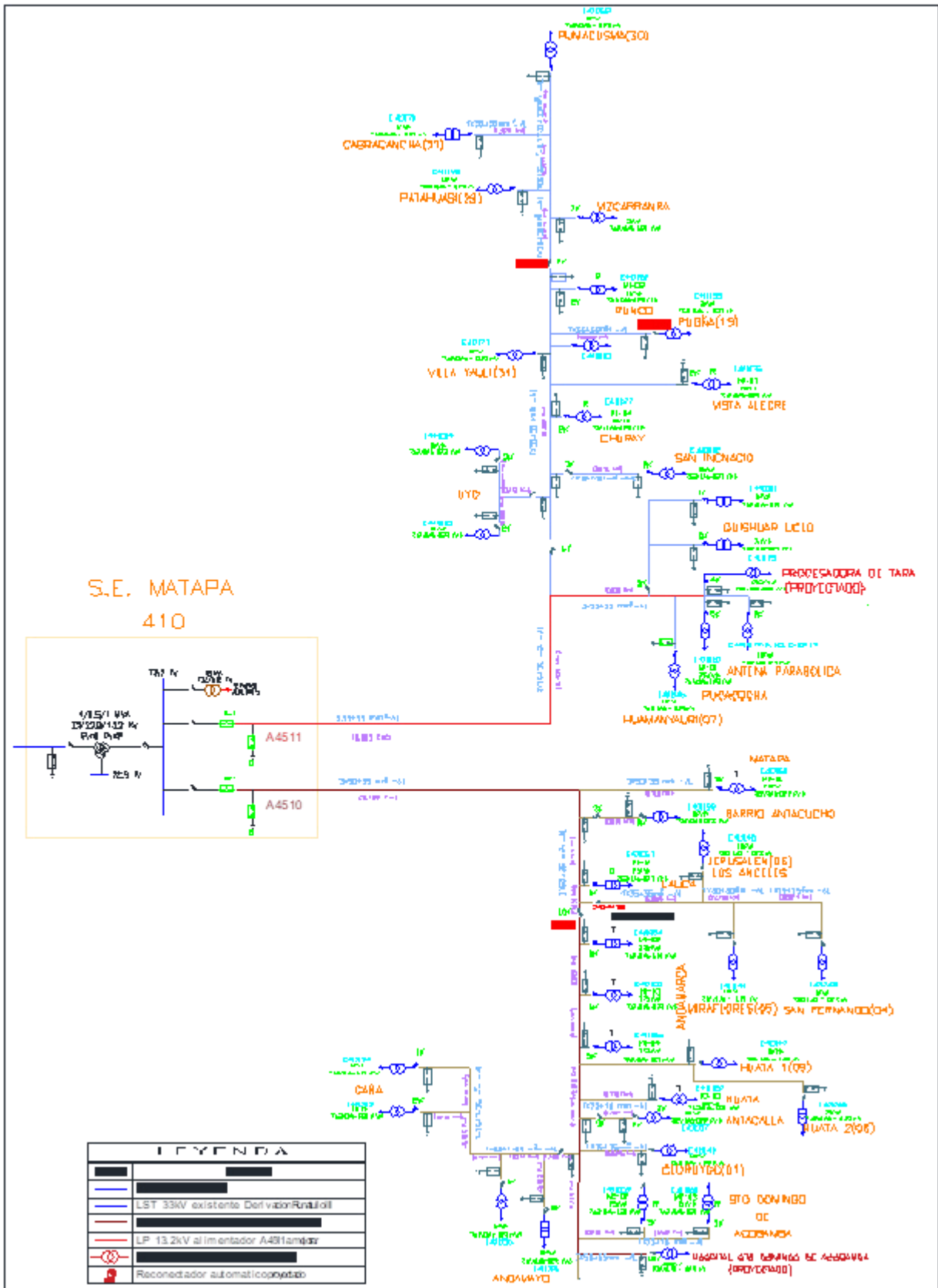


Figura 13: Diagrama Unifilar de alimentadores A4510 y A4511 Plano (2 de 2)

Fuente: Electrocentro

#### 4.3.1.1 Información utilizada

Electrocentro, proporciono los datos requeridos información de primer nivel para poder desarrollar la documentación necesaria, remitiendo la siguiente información: Máximas demandas por alimentador cada mes de los años 2013 al 2017. Consumo de energía por localidad de los años 2012 al 2017.

**Tabla 15:**

#### ***Energía activa total (MWh) - sistema eléctrico valle Mantaro 4***

CUADRO DE ENERGÍA ACTIVA TOTAL (MWh) - SISTEMA ELÉCTRICO VALLE MANTARO 4												
Energía Activa Total (MWh) 2012												2012
En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agto.	sept	oct	nov	dic	E.M. (MWh)
57	55	52	56	60	63	63	62	66	61	68	66	61
Energía Activa Total (MWh) 2013												2013
En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agto.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	E.M. (MWh)
61	55	77	71	101	84	80	80	81	113	108	115	83
Energía Activa Total (MWh) 2014												2014
En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agto.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	E.M. (MWh)
120	116	111	107	113	114	118	114	122	128	120	118	117
Energía Activa Total (MWh) 2015												2015
En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agto.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	E.M. (MWh)
114	105	112	128	119	116	116	125	124	118	128	123	119
Energía Activa Total (MWh) 2016												2016
En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agto.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	E.M. (MWh)
116	119	115	116	113	117	118	116	90	81	101	84	106
Energía Activa Total (MWh) 2017												2017
En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agto.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	E.M. (MWh)
95	74	92	102	84	88	117	109	115	137	136	114	104

Fuente: Electrocentro.



#### 4.3.1.2 Metodológica utilizada

La realización del estudio ha implicado dos fases; la primera fase, ha consistido en la recolección de información secundaria referido al entorno general del mercado de energía eléctrica y la revisión de la base de datos de Electrocentro. La segunda fase es realizar el análisis del comportamiento de la proyección de la demanda mediante información histórica proporcionado por la concesionaria. El análisis de los datos históricos nos llevó a estimaciones de ecuaciones de máxima demanda mediante las ecuaciones de correlación.

**Tabla 16: Resumen de la proyección de la demanda**

RESUMEN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA EN (MW)													
SUBESTACIÓN	TENSIÓN	2018	2019	2021	2024	2026	2030	2031	2034	2035	2038	2039	TC
	(kV)												
SS.EE. Comas	33/13.2	0.187	0.189	0.192	0.196	0.199	0.206	0.207	0.212	0.214	0.219	0.221	0.78%
SS.EE. Chuicon	33/7.62	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.005	0.005	0.78%
SS.EE. La Libert.	33/7.62	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004	0.78%
SS.EE. El Tambo	33/7.62	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.78%
SS.EE. Matapa	33/13.2	0.17	0.171	0.56	0.64	0.65	0.67	0.675	0.691	0.697	0.713	0.719	0.78%

Fuente: Elaboración propia

La realización de la máxima demanda se estima para un horizonte de 20 años, considerado desde el año 2018 al 2038.

#### 4.3.1.1 Datos históricos de la demanda

Tabla 17:

##### *Datos históricos de demanda de potencia por alimentadores kW*

SET	ALIM.	TENSIÓN	AÑO					
			2012	2013	2014	2015	2016	2017
	A4506	13.233 kV	20.2	35.6	43.4	31.3	24.3	20.78
SS.EE. Comas	A4507	13.233 kV	163.6	287.6	350.3	236.6	183.5	122.63
	A4508	13.233 kV	30.5	53.7	65.3	46	37.6	22.86
	A4509	13.233 kV	35.6	62.6	76.3	50.5	39.2	19.74
SS.EE. Chuicon	A4513	7.6233 kV	3	3.7	4.4	4.7	3.6	3.9
SS.EE. Libertad	A4514	7.6233 kV	2.88	4.9	6	3.5	2.9	3.1
SS.EE. El Tambo	A4515	7.6233 kV	7	6.8	8.3	2.9	2.2	1.7
SS.EE. Matapa	A4510	13.233 kV	64.3	146	177.9	122.8	100.45	62
	A4511	13.233 kV	10.7	24.2	29.5	19.7	110.3	106.78

Fuente: Electrocentro.

La serie histórica de la máxima demanda solo se limita a los últimos 6 años de antigüedad (2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017).

#### 4.3.1.2 Cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda

Para el cálculo de la tasa de crecimiento se tomó como base los datos históricos de consumo de energía en el sistema Valle del Mantaro 4 de los años 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 como se mostró en los diagramas ya mencionados. Cabe resaltar que el sistema Valle del Mantaro 4 involucra a todos los alimentadores de la SS.EE. Comas y todos los alimentadores que se conectan a la línea L-3417 como; SS.EE. Chuicon, SS.EE La Libertad, SS.EE El Tambo, SS.EE Matapa, Pahualtupo, Churay, Shiricancha y Sayhua.

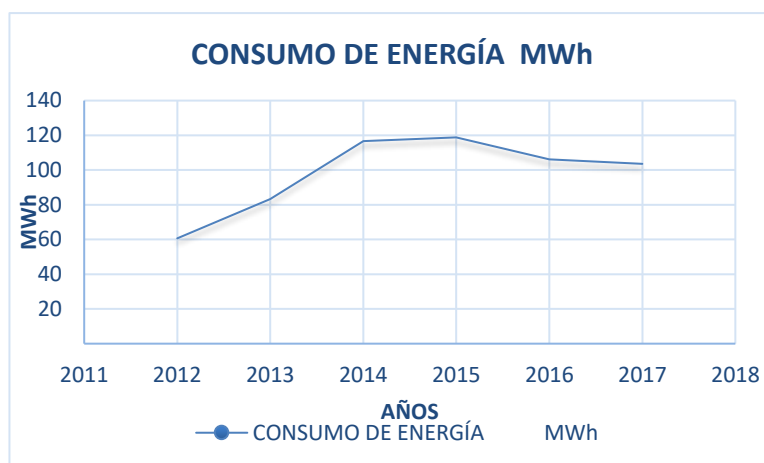


Figura 14: Gráfica del Consumo de energía en el tiempo.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura, se muestra la tendencia del consumo de energía de los años 2012 al 2017 en donde se aprecia que en los años 2013 al 2015 hay un crecimiento del consumo de energía, del año 2015 al 2016 una disminución del consumo de energía y del año 2016 al 2017 se va estabilizando el consumo de energía. El crecimiento de energía en los años 2013 al 2015, se debió básicamente a la construcción de la central hidroeléctrica de Runatullo III.

#### 4.3.1.3 Tasa de crecimiento

El objetivo de recopilar y procesar los datos históricos de consumo de energía es para poder determinar cómo fue la tasa de crecimiento de la demanda de energía por años anteriores y poder proyectarlo en un horizonte futuro. La metodología que se utilizó para determinar la tasa de crecimiento es el método geométrico, el crecimiento geométrico se describe a partir de la siguiente ecuación (27):

$$N_t = N_0 (1 + r)^t \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

$N_t, N_0$  = Población al inicio y al final del período.

$t$  = Tiempo en años, entre  $N_t, N_0$

$r$  = Tasa de crecimiento observado en el período. Y puede medirse a partir de una tasa promedio anual de crecimiento constante del período; y cuya aproximación aritmética sería la siguiente (27):

$$r = \left( \frac{N_t}{N_0} \right)^{\frac{1}{t}} - 1 \quad \text{Ecuación 13}$$

Aplicando la metodología descrita con los datos históricos de consumo de energía se obtuvo la tasa de crecimiento para la proyección de máxima demanda de energía obteniéndose 0.78% como se muestra en el siguiente cuadro.

**Tabla 18:**

***Tasa de crecimiento***

<b>CUADRO: CÁLCULO DE LA TASA DE CRECIMIENTO (TC)</b>										
Venta Energía	Venta Energía	Venta Energía	Venta Energía	Venta Energía	<b>Venta Energía</b>	T.C. últimos 6 años	T.C. últimos 5 años	T.C. últimos 3 años	T.C. últimos 2 años	<b>T.C. de energía</b>
	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	<b>Año 2017</b>					
(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	<b>(MWh)</b>					
60.65	83.36	116.57	118.81	106.23	<b>103.58</b>	0.113	0.056	-6.63%	-2.50%	<b>0.78%</b>

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla observar el comportamiento de la tasa de crecimiento, donde se puede observar que para los 6 últimos años se tuvo un elevado crecimiento, también se observa que entre los 5, 4 y 3 últimos años tuvo una tendencia decreciente, entre los últimos 3 y 2 años la tendencia de la tasa de crecimiento es creciente obteniéndose un valor promedio de 0.78%.

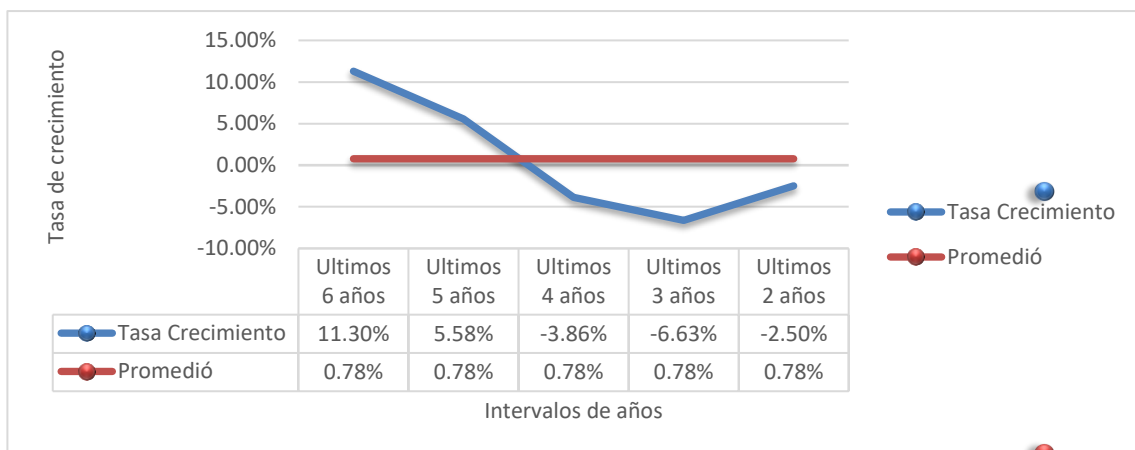


Figura 15: Gráfico de curva de crecimiento de la tasa de crecimiento

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4 Resultados del proyecto

Dentro de los resultados del proyecto se planteó dos escenarios como se podrá ver dentro de los cuadros de resultados, con proyecto y sin proyecto realizando evaluaciones técnicas y económicas para de esta forma determinar la propuesta más viable y factible, tomando en cuenta la modelación de la red eléctrica en el programa *Digsilent* donde se realizó la modulación del sistema eléctrico determinando el flujo de carga, de esta manera determinando los parámetros más importantes dentro del sistema eléctrico.

# SISTEMA ELÉCTRICO COMAS - MATAPA

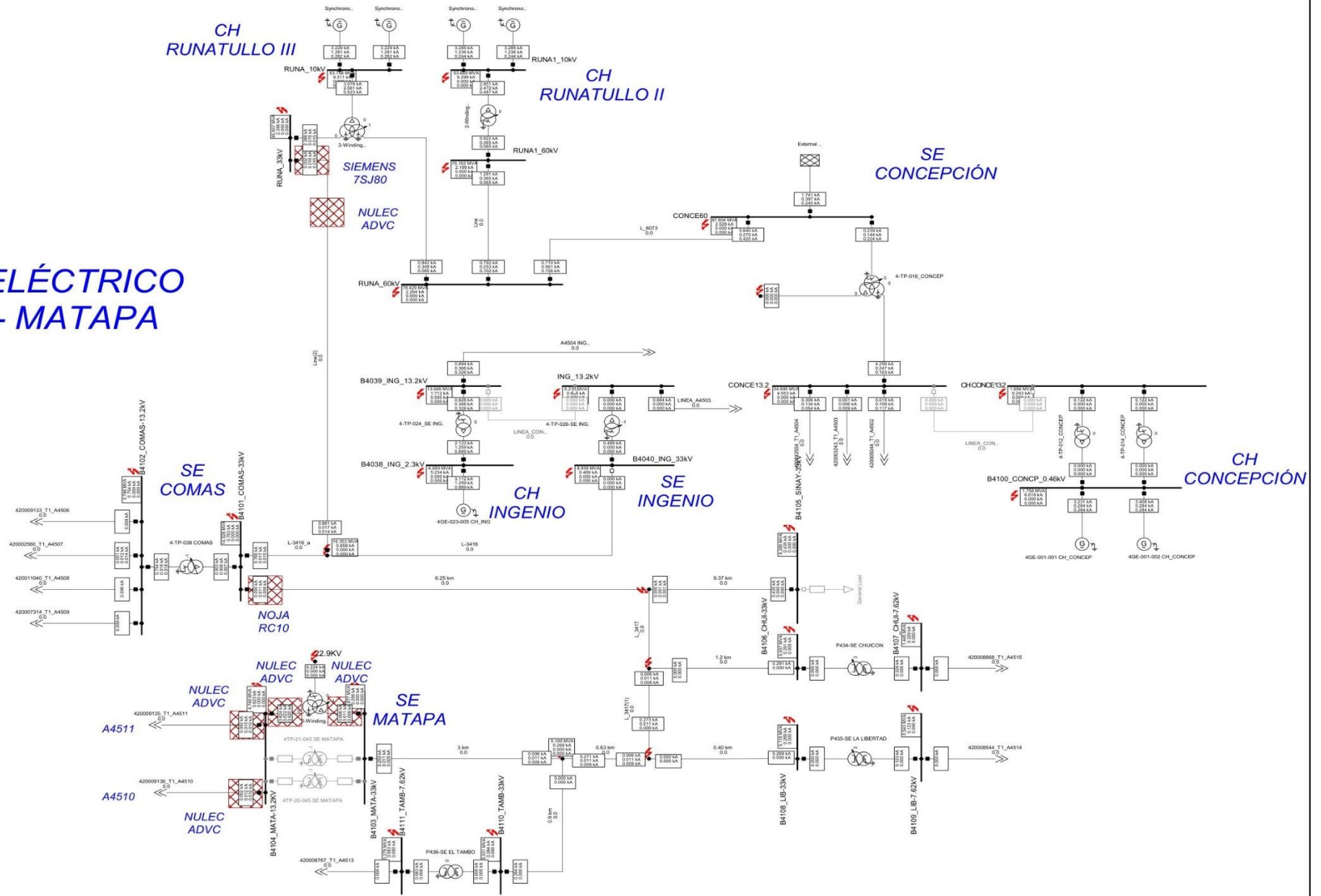


Figura 16: Diseño de flujo de carga de la línea L-3417 Comas-Matapa

#### **4.4.1 Proyección de la máxima demanda**

Se realizó considerando dos aspectos importantes, una, qué pasaría si fuera con proyecto de corto y largo plazo y otro sin proyección considerando los mismos datos de la línea para el presente y futuro.

La proyección tiene en cuenta los proyectos a realizar en el horizonte de estudio y como va cambiando la demanda de energía del sistema eléctrico valle del Mantaro desde el 2018 hasta el año 2038.

La máxima demanda de las SET Comas, va cambiando según el crecimiento natural de la carga y en el caso de Matapa se está proyectando cargas como: Planta de Procesamiento de Tara en Pucacocha (65 kW), Procesadora de alimentos en Andamayo (50 kW), Hospital Santo Domingo de Acobamba (286 kW) y cargas futuras Base Militar del Ejército y Banco de la Nación en Santo Domingo de Acobamba (50 kW).

##### **Desde 2018 hasta el 2019**

La máxima demanda para las zonas de influencia Alimentadores de la SS.EE. Comas, SS.EE. Chuicon, SS.EE La Libertad, SS.EE. El Tambo y SS.EE. Matapa estarán cubiertas por la C.H. Ingenio.

##### **Desde 2020 hasta el 2037**

Por el cambio en la topología del sistema en 33 kV Líneas Comas – Matapa, la SET Runatullo III asumirá la máxima demanda de las la SS.EE. Comas, SS.EE. Chuicon, SS.EE. La Libertad, SS.EE. El Tambo, Churay, Pahualtupo, Sayhua, Shiricancha y SS.EE. Matapa es decir del transformador de potencia de 3 devanados 20/7/20MVA – ONAN y 25/9/25MVA ONAF de 60/33/1033 kV.

Gracias a la ampliación de la potencia instalada en la SET Matapa, el suministro de energía que demanda sus alimentadores será atendido. Se realizó la proyección

de la Máxima demanda para un horizonte de 20 años, teniendo en cuenta una tasa de crecimiento de 0.78% valor determinado de acuerdo con los datos de Electrocentro, así mismo se tiene en cuenta el cambio de la alimentación del Sistema eléctrico Valle Mantaro 4 cuyo suministro de energía vendrá de la SET Runatullo III.

Es decir, para los alimentadores involucrados en la línea 33 kV Comas – Matapa; A4506, A4507, A4508, A4509, A4510, A4511, A4513, A4514, A4515 y otras nuevas cargas ya no se alimentará desde la C.H. Ingenio, sino que será desde la SS.EE. Runatullo III ubicado en el distrito de Mariscal Castilla.

### **SIN PROYECTO SS.EE. MATAPA**

En el cuadro, se presenta la máxima demanda requerida en la SS.EE. Matapa, sin proyecto, observando que para el 2018 se prevé una demanda de 0.170 MW, para el año 2038 se prevé una demanda de 0.199 MW, valor que se considera en las condiciones más críticas, es decir una tasa de crecimiento optimista de 0.78% anual. En dicho cuadro se puede observar la máxima demanda de la SS.EE. Matapa, la máxima demanda del alimentador A4510 y A4511 que alimentan a las localidades de Churay, distrito de Andamarca y Santo Domingo de Acobamba. Así mismo la línea L-3416 SE Ingenio–Puquian en cuanto a la infraestructura existente de postes, conductores, aisladores y otros se mantendrá tal como se encuentra, porque dicha línea alimenta a localidades intermedias como; Sacsacancha y Muchac que deben estar alimentados por la SS.EE. Ingenio.



**Tabla 19:*****Máxima demanda en la SS.EE. Matapa sin proyecto.***

Sin proyecto		A4510	A4511	
		13.2kV	13.2kV	TOTAL
PLAZO	AÑO	MW	MW	MW
Corto	2018	0.062	0.108	0.170
	2019	0.063	0.108	0.171
	2020	0.063	0.109	0.173
	2021	0.064	0.110	0.174
	2022	0.064	0.111	0.175
	2023	0.065	0.112	0.177
	2024	0.065	0.113	0.178
Mediano	2025	0.066	0.114	0.180
	2026	0.066	0.115	0.181
	2027	0.067	0.115	0.182
	2028	0.068	0.116	0.184
	2029	0.068	0.117	0.185
	2030	0.069	0.118	0.187
	2031	0.069	0.119	0.188
Largo	2032	0.070	0.120	0.190
	2033	0.070	0.121	0.191
	2034	0.071	0.122	0.193
	2035	0.071	0.123	0.194
	2036	0.072	0.124	0.196
	2037	0.072	0.125	0.197
	2038	0.073	0.126	0.199

Fuente: Elaboración propia.

**CON PROYECTO SS.EE. MATAPA**

En el cuadro se presenta la proyección de la máxima demanda de la SET Matapa, considerando el desarrollo del proyecto compra de energía de la SET Runatullo III. El suministro de energía a la SS.EE Comas, SS.EE Chuicon, SS.EE La Libertad, SS.EE El Tambo, Churay, Pahualtupo, Sayhua, Shiricancha y SS.EE Matapa y otras cargas proyectadas serán asumidos por la SET Runatullo III. Se observa como la máxima demanda se incrementa a 0.560 MW en el año 2021 por el implemento de cargas proyectadas Centro de Salud A4 Santo Domingo de Acobamba (286 kW), Procesadora de alimentos en Andamayo (50 kW) y en el año 2022 se incrementa a 0.630 MW debido a la carga proyectada Planta de Procesamiento de

Tara en Pucacocha (65 kW), Base Militar del Ejército y Banco de la Nación en Santo Domingo de Acobamba (50 kW).

**Tabla 20:**

***Máxima demanda en la SS.EE. Matapa con proyecto***

Con proyecto		A4510	A4511	A_Proj	TOTAL
		13.2kV	13.2kV	22.9kV	
PLAZO	AÑO	MW	MW	MW	MW
Corto	2018	0.062	0.012	0.096	0.170
	2019	0.063	0.012	0.096	0.171
	2020	0.113	0.012	0.097	0.223
	2021	0.450	0.012	0.098	0.560
	2022	0.454	0.077	0.099	0.630
	2023	0.457	0.078	0.100	0.635
	2024	0.461	0.078	0.100	0.640
Mediano	2025	0.465	0.079	0.101	0.645
	2026	0.468	0.080	0.102	0.650
	2027	0.472	0.080	0.103	0.655
	2028	0.476	0.081	0.103	0.660
	2029	0.479	0.082	0.104	0.665
	2030	0.483	0.082	0.105	0.670
	2031	0.487	0.083	0.106	0.675
Largo	2032	0.491	0.083	0.107	0.681
	2033	0.494	0.084	0.108	0.686
	2034	0.498	0.085	0.108	0.691
	2035	0.502	0.085	0.109	0.697
	2036	0.506	0.086	0.110	0.702
	2037	0.510	0.087	0.111	0.708
	2038	0.514	0.087	0.112	0.713

Fuente: Elaboración propia.

**CON PROYECTO SS.DD. COMAS**

En el cuadro N°18, se presenta la proyección de la máxima demanda para la subestación de Comas, en todo el horizonte del proyecto. La máxima demanda es 0.187 MW para el año 2018, que representa el 61.75% de su potencia instalada. Para el año 2038 la demanda se incrementará a 0.219 MW con el suministro de energía de la SET Runatullo III de 8.5 MW bastará para cubrir la energía demandada.

**Tabla 21:**

***Máxima demanda en la SS.EE. Comas***

Condiciones normales		A4506	A4507	A4508	A4509	TOTAL
		13.2kV	13.2kV	13.2kV	13.2kV	
PLAZO	AÑO	MW	MW	MW	MW	MW

	2018	0.02	0.12	0.02	0.02	0.187
	2019	0.02	0.12	0.02	0.02	0.189
Corto	2020	0.02	0.13	0.02	0.02	0.190
	2021	0.02	0.13	0.02	0.02	0.192
	2022	0.02	0.13	0.02	0.02	0.193
	2023	0.02	0.13	0.02	0.02	0.195
	2024	0.02	0.13	0.02	0.02	0.196
	2025	0.02	0.13	0.02	0.02	0.198
Mediano	2026	0.02	0.13	0.02	0.02	0.199
	2027	0.02	0.13	0.02	0.02	0.201
	2028	0.02	0.13	0.02	0.02	0.203
	2029	0.02	0.13	0.03	0.02	0.204
	2030	0.02	0.14	0.03	0.02	0.206
	2031	0.02	0.14	0.03	0.02	0.207
Largo	2032	0.02	0.14	0.03	0.02	0.209
	2033	0.02	0.14	0.03	0.02	0.211
	2034	0.02	0.14	0.03	0.02	0.212
	2035	0.02	0.14	0.03	0.02	0.214
	2036	0.02	0.14	0.03	0.02	0.216
	2037	0.02	0.14	0.03	0.02	0.217
	2038	0.02	0.14	0.03	0.02	0.219

Fuente: Elaboración propia.

## CON PROYECTO SS.EE. CHUICON-LA LIBERTAD-EL TAMBO

En el cuadro N° 19, se presenta las proyecciones de la máxima demanda de la SS.EE. Chuicon, SS.EE. Libertad y SS.EE. El Tambo respectivamente, durante el horizonte del proyecto. La tasa de crecimiento es de 0.78% anual.

Así mismo, las demandas de potencia de los alimentadores de Churay, Pahualtupo, Sayhua y Shiricancha se incluyeron en la demanda de potencia de la SET Matapa.

**Tabla 22:**

### **SS.EE. SS.EE. Chuicon-La Libertad-El Tambo**

Condiciones normales		A4513	Condiciones normales		A4514	Condiciones normales		A4514
<b>Chuicon</b>		7.62kV	<b>La Libertad</b>		7.62kV	<b>El Tambo</b>		7.62kV
PLAZO	AÑO	MW	PLAZO	AÑO	MW	PLAZO	AÑO	MW
Corto	2018	0.004	Corto	2018	0.003	Corto	2018	0.002
	2019	0.004		2019	0.003		2019	0.002

	2020	0.004		2020	0.003		2020	0.002
	2021	0.004		2021	0.003		2021	0.002
	2022	0.004		2022	0.003		2022	0.002
	2023	0.004		2023	0.003		2023	0.002
	2024	0.004		2024	0.003		2024	0.002
	2025	0.004		2025	0.003		2025	0.002
Mediano	2026	0.004	Mediano	2026	0.003	Mediano	2026	0.002
	2027	0.004		2027	0.003		2027	0.002
	2028	0.004		2028	0.003		2028	0.002
	2029	0.004		2029	0.003		2029	0.002
	2030	0.004		2030	0.003		2030	0.002
	2031	0.004		2031	0.003		2031	0.002
	2032	0.004		2032	0.003		2032	0.002
Largo	2033	0.004	Largo	2033	0.004	Largo	2033	0.002
	2034	0.004		2034	0.004		2034	0.002
	2035	0.004		2035	0.004		2035	0.002
	2036	0.005		2036	0.004		2036	0.002
	2037	0.005		2037	0.004		2037	0.002
	2038	0.005		2038	0.004		2038	0.002

Fuente: Elaboración propia.

Todas las proyecciones de máxima demanda consideran al sistema eléctrico en condiciones normales de operación durante los 20 años de estudio.

#### 4.4.2 Análisis de la oferta

De la misma forma de la demanda mostraremos dos panoramas de ofertas las cuales son con proyecciones y otra sin proyecto. En la tabla se está considerando las Centrales Hidroeléctricas que inyectan potencia al sistema eléctrico Ingenio-Comas-Matapa y la SET Matapa, las cuales se describe a continuación:

#### SIN PROYECTO

La oferta de energía de la subestación Runatullo III está en función a la capacidad instalada de los devanados de su transformador de potencia, va a estar siempre disponible la oferta de 9 MVA toda vez que el devanado en 33 kV tiene esa capacidad de potencia y la SET Matapa tiene disponible la oferta de 0.4 MVA ya que cuenta con dos transformadores de 0.2 MVA. La Central hidroeléctrica Runatullo III está generando constantemente energía que inyectan al sistema nacional interconectado.

**Tabla 23:**

**Análisis de la oferta de energía**

AÑO	SS.EE. RUNATULLOIII	TOTAL
	MW	MW
2017	-	0
2018	8.55	8.55
2019	8.55	8.55
2020	8.55	8.55
2021	8.55	8.55
2022	8.55	8.55
2023	8.55	8.55
2024	8.55	8.55
2025	8.55	8.55
2026	8.55	8.55
2027	8.55	8.55
2028	8.55	8.55
2029	8.55	8.55
2030	8.55	8.55
2031	8.55	8.55
2032	8.55	8.55
2033	8.55	8.55
2034	8.55	8.55
2035	8.55	8.55
2036	8.55	8.55
2037	8.55	8.55
2038	8.55	8.55

Fuente: Elaboración propia

**SITUACIÓN CON PROYECTO**

En la siguiente tabla situación con proyecto, la oferta está en función a la capacidad instalada de los devanados de los transformadores de potencia y centrales hidroeléctricas que alimentan en inyectaran potencia al sistema eléctrico Ingenio-Comas - Matapa (SS.EE. Runatullo C.H. Ingenio).

**Tabla 24:**

**Oferta de potencia sistema eléctrico Ingenio-Comas-Matapa**

AÑO	SS.EE. Runatullo	C.H. Ingenio	TOTAL
	MW	MW	MW
2017	-	0.8	0.8
2018	8.55	0.8	9.35

2019	8.55	0.8	9.35
2020	8.55	0.8	9.35
2021	8.55	0.8	9.35
2022	8.55	0.8	9.35
2023	8.55	0.8	9.35
2024	8.55	0.8	9.35
2025	8.55	0.8	9.35
2026	8.55	0.8	9.35
2027	8.55	0.8	9.35
2028	8.55	0.8	9.35
2029	8.55	0.8	9.35
2030	8.55	0.8	9.35
2031	8.55	0.8	9.35
2032	8.55	0.8	9.35
2033	8.55	0.8	9.35
2034	8.55	0.8	9.35
2035	8.55	0.8	9.35
2036	8.55	0.8	9.35
2037	8.55	0.8	9.35
2038	8.55	0.8	9.35

Fuente: Elaboración propia

Observamos cómo se incrementa la oferta disponible por la inyección de potencia de la SS.EE. Runatullo III referente al año 2018 y se amplía la potencia de la SET Matapa.

#### ***4.4.2.1 Determinación de la brecha oferta-demanda***

##### **CON PROYECTO**

Con el desarrollo del proyecto la subestación de Potencia Runatullo III suministrara el 100% de la potencia requerida para las cargas de la SS.EE. Comas, SS.EE. Chuicon, SS.EE. Libertad, SS.EE. El Tambo, Churay, Pahualtupo, Sayhua, Shiricancha y SS.EE. Matapa. Según los resultados obtenidos se observa que no existe un déficit de potencia, lo cual se muestra en el cuadro balance de oferta y demanda.

**Tabla 25:*****Análisis del balance oferta vs demanda con proyecto***

AÑO	Oferta MW	Demanda MW	Superávit o/u Déficit MW	Cargabilidad %
2018	8.55	0.366	8.18	4.28%
2019	8.55	0.369	8.18	4.32%
2020	8.55	0.422	8.13	4.94%
2021	8.55	0.761	7.79	8.90%
2022	8.55	0.832	7.72	9.73%
2023	8.55	0.839	7.71	9.81%
2024	8.55	0.845	7.70	9.89%
2025	8.55	0.852	7.70	9.96%
2026	8.55	0.859	7.69	10.04%
2027	8.55	0.865	7.68	10.12%
2028	8.55	0.872	7.68	10.20%
2029	8.55	0.879	7.67	10.28%
2030	8.55	0.886	7.66	10.36%
2031	8.55	0.893	7.66	10.44%
2032	8.55	0.900	7.65	10.52%
2033	8.55	0.907	7.64	10.60%
2034	8.55	0.914	7.64	10.69%
2035	8.55	0.921	7.63	10.77%
2036	8.55	0.928	7.62	10.85%
2037	8.55	0.935	7.61	10.94%
2038	8.55	0.942	7.61	11.02%

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla, se observa para el 2038 se cubre toda la carga requerida, la máxima demanda será de 0.942MW, cuando la SS.EE. Runatullo III alimente al sistema eléctrico SS.EE. Comas – SS.EE. Matapa y todos los alimentadores involucrados, la SS.EE. Ingenio alimentará todavía a la Línea L-3416 porque existe cargas existentes en el tramo SS.EE. Ingenio– Puquian como; Sacsacancha y Muchac.

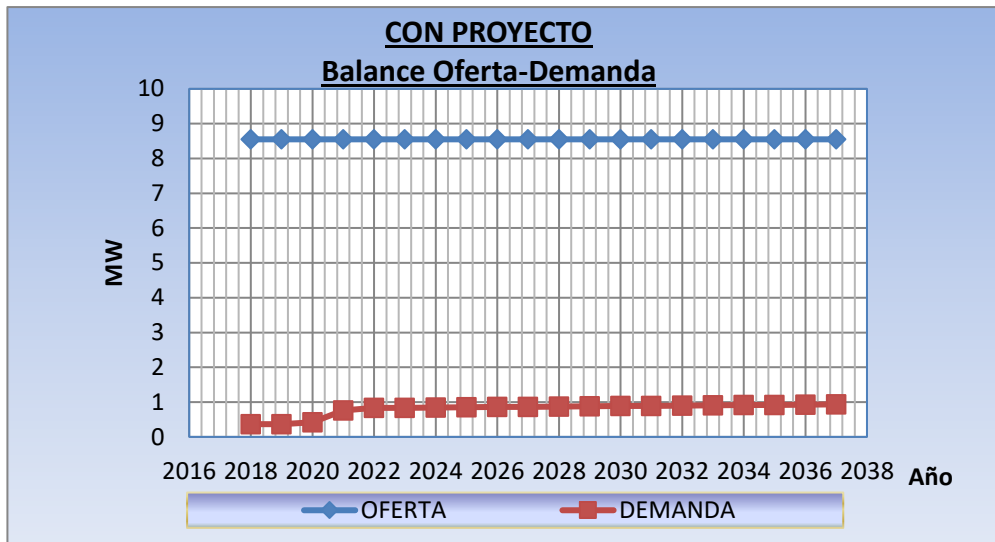


Figura 17: Balance oferta vs demanda

Fuente: Elaboración propia.

En la figura se observa como la suma de las máximas demandas en las SS.EE. Comas, SS.EE. Chuicon, SS.EE. Libertad, SS.EE. El Tambo, Churay, Pahualtupo, Sayhua, Shiricancha y SS.EE. Matapa, está por debajo de la curva de Potencia instalada.

### CON PROYECTO

Tabla 26:

#### *Análisis del balance oferta vs demanda de la SS.EE. Matapa*

AÑO	Oferta MW	Demanda MW	Superávit o/u Déficit MW	Cargabilidad %
2019	0.99	0.17	0.82	17.32%
2020	0.99	0.22	0.77	22.50%
2021	0.99	0.56	0.43	56.62%
2022	0.99	0.63	0.36	63.62%
2023	0.99	0.63	0.36	64.12%
2024	0.99	0.64	0.35	64.62%
2025	0.99	0.64	0.35	65.12%
2026	0.99	0.65	0.34	65.63%
2027	0.99	0.65	0.34	66.14%
2028	0.99	0.66	0.33	66.66%
2029	0.99	0.67	0.32	67.18%
2030	0.99	0.67	0.32	67.70%
2031	0.99	0.68	0.31	68.23%
2032	0.99	0.68	0.31	68.76%
2033	0.99	0.69	0.30	69.30%



2034	0.99	0.69	0.30	69.84%
2035	0.99	0.70	0.29	70.39%
2036	0.99	0.70	0.29	70.93%
2037	0.99	0.71	0.28	71.49%
2038	0.99	0.71	0.28	72.05%

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 26, se puede observar que durante todo el horizonte del proyecto desde el año 2019 al año 2038 se garantiza la potencia ofertada para alimentar las cargas de SS.EE. Matapa para los alimentadores A4510, A4511 y el Alimentador proyectado en 22.9 kV que alimentara a la localidad de Churay.

Así mismo se observa que la máxima demanda para el año 2038 será cubierto por la oferta disponible, en la figura, se observa como la máxima demanda en las SS.EE. Matapa, está por debajo de la curva de Potencia instalada, siendo viable el proyecto.

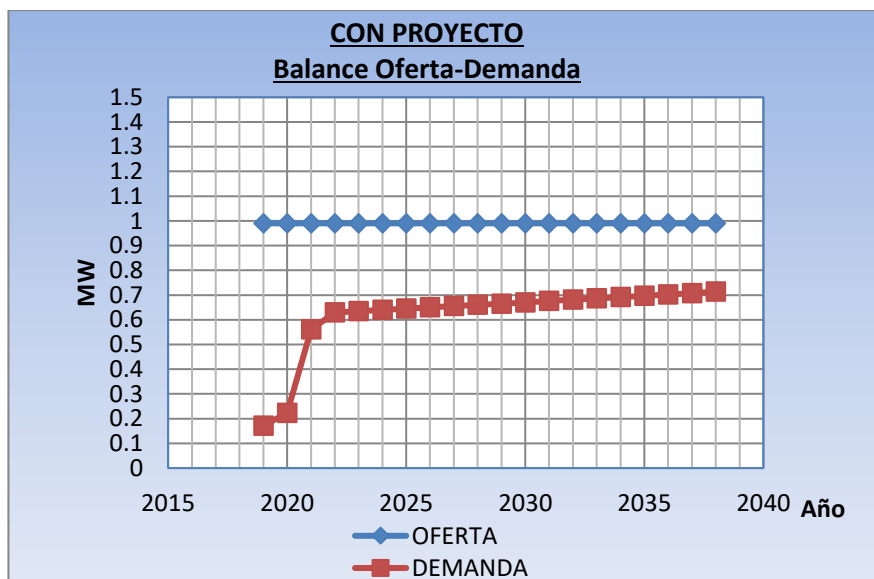


Figura 18: SS.EE. Matapa con proyecto

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4.2.1.1 Análisis general de demanda por 20 años (kW)

**Tabla 27:**

#### *Proyección de la energía por 20 años en kW*

<b>Proyección de la demanda por 20 años en KW</b>																
			Año -2	Año -1	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
<b>Subestación</b>	<b>Alim.</b>	<b>Tensión</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2038</b>
COMAS	<b>A4506</b>	13.2Kv	24.30	20.78	20.94	21.11	21.27	21.44	21.77	21.94	22.11	22.29	22.46	22.63	22.81	24.46
COMAS	<b>A4507</b>	13.2Kv	183.50	122.63	123.59	124.55	125.52	126.50	128.48	129.48	130.49	131.51	132.54	133.57	134.61	144.36
COMAS	<b>A4508</b>	7.62Kv	37.60	22.86	23.04	23.22	23.40	23.58	23.95	24.14	24.33	24.52	24.71	24.90	25.09	26.91
COMAS	<b>A4509</b>	7.62Kv	39.20	19.74	19.89	20.05	20.21	20.36	20.68	20.84	21.01	21.17	21.33	21.50	21.67	23.24
CHUICON	<b>A4513</b>	7.62Kv	3.60	3.90	3.93	3.96	3.99	4.02	4.09	4.12	4.15	4.18	4.22	4.25	4.28	4.59
LA LIBERTAD	<b>A4514</b>	7.62Kv	2.90	3.10	3.12	3.15	3.17	3.20	3.25	3.27	3.30	3.32	3.35	3.38	3.40	3.65
EL TAMBO	<b>A4515</b>	7.62Kv	2.20	1.70	1.71	1.73	1.74	1.75	1.78	1.80	1.81	1.82	1.84	1.85	1.87	2.00
SS.EE. MATAPA	<b>A4510</b>	13.2Kv	100.45	62.00	62.48	62.97	113.46	450.35	457.40	460.97	464.56	468.19	471.84	475.52	479.23	513.94
SS.EE. MATAPA	<b>A4511</b>	13.2Kv	15.30	11.78	11.87	11.96	12.06	12.15	77.85	78.46	79.07	79.69	80.31	80.93	81.56	87.47
SS.EE. MATAPA	<b>A_Proy</b>	22.9Kv	95.00	95.00	95.74	96.49	97.24	98.00	99.53	100.31	101.09	101.88	102.68	103.48	104.28	111.84
			448.00	303.00	305.00	307.00	360.00	699.00	775.00	781.00	787.00	793.00	800.00	806.00	812.00	871
	<b>Total</b>		<b>504.05</b>	<b>363.49</b>	<b>366.33</b>	<b>369.18</b>	<b>422.06</b>	<b>761.35</b>	<b>838.78</b>	<b>845.33</b>	<b>851.92</b>	<b>858.57</b>	<b>865.26</b>	<b>872.01</b>	<b>878.81</b>	<b>942.47</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4.2.1.2 Análisis general de demanda por 20 años (MW).

**Tabla 28:**

#### **Proyección de la demanda por 20 años en MW**

Subestación	Alimentador	Tensión	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2038
COMAS	A4506	13.2Kv	163.0	139.0	141.0	142.0	143.0	144.0	145.0	146.0	147.0	148.0	150.0	151.0	152.0	153.0	164.0
COMAS	A4507	13.2Kv	1231.0	823.0	829.0	836.0	842.0	849.0	856.0	862.0	869.0	876.0	883.0	889.0	896.0	903.0	969.0
COMAS	A4508	7.62Kv	252.0	153.0	155.0	156.0	157.0	158.0	159.0	161.0	162.0	163.0	165.0	166.0	167.0	168.0	181.0
.0COMAS	A4509	7.62Kv	263.0	132.0	133.0	135.0	136.0	137.0	138.0	139.0	140.0	141.0	142.0	143.0	144.0	145.0	156.0
CHUICON	A4513	7.62Kv	24.0	26.0	26.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	28.0	28.0	28.0	28.0	29.0	29.0	31.0
LA LIBERTAD	A4514	7.62Kv	19.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	23.0	23.0	24.0
EL TAMBO	A4515	7.62Kv	15.0	11.0	11.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	13.0	13.0
SS.EE. MATAPA	A4510	13.2Kv	674.0	416.0	419.0	423.0	761.0	3022	3046	3069	3093	3117	3142	3166	3191	3216	3,449
SS.EE. MATAPA	A4511	13.2Kv	103	79	80	80	81	82	518	522	526	531	535	539	543	547	587.0
SS.EE. MATAPA	A_Proj	22.9Kv	638	638	642	647	653	658	663	668	673	678	684	689	694	700	750.0
			2767	1768	2047	2063	2414	4688	5161	5201	5242	5282	5324	5365	5407	5449	5,844

Fuente: Elaboración propia.

#### **4.4.2.2 Análisis general de la oferta MW SET Runatullo**

#### **SIN PROYECTO**

1.1.1.1 Análisis General De La Oferta De Suministro SET Ingenio MW SET Runatullo De acuerdo con el estudio mercado eléctrico para un horizonte de 20 años SS.EE. RUNATULLO III cuenta con la capacidad para satisfacer la demanda proyectada por la población de los lugares involucrados como se muestra en el cuadro siguiente, de forma que brindamos un sistema eficiente y de calidad.

**FORMATO N.º 03**  
**ANÁLISIS GENERAL DE LA OFERTA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA (kW)**

**Tabla 29:**

**Análisis general de la oferta energía (kW)**

**FORMATO N.º 03**  
**ANÁLISIS GENERAL DE LA OFERTA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA (kW)**  
**S.E.T. INGENIO 0.8 MW**

<b>FORMATO N.º 03</b>
<b>ANÁLISIS GENERAL DE LA OFERTA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA (kW)</b>

**SITUACIÓN SIN PROYECTO**

**Proyección de la Oferta (MW)**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
<b>Oferta por Alimentador</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
OFERTA C.H. INGENIO	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total, Oferta SET</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>

	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
<b>Oferta por Alimentador</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
OFERTA C.H. INGENIO	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total, Oferta SET</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>

Fuente: Elaboración propia.

**4.4.2.3 Análisis general SET Ingenio SET Runatullo MW  
CON PROYECTO**

**Tabla 30:**

**Análisis general de la oferta de suministro de energía (MW)**

**SITUACIÓN CON PROYECTO**

**SET PROYECTADAS**

**SET MATAPA**

1 MVA

**SET COMAS**

2 MVA

**S.E.T. RUNATULLO**

**S.E.T. INGENIO**

**Proyección de la Oferta  
(MW)**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
<b>Oferta por Alimentador</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
OFERTA SS.EE. RUNATULLO	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55	8.55
OFERTA C.H. INGENIO	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total, Oferta SET</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>

Año 17    Año 18    Año 19    Año 20

<b>Oferta por Alimentador</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
OFERTA SS.EE. RUNATULLO	8.55	8.55	8.55	8.55
OFERTA C.H. INGENIO	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total, Oferta SET</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>	<b>9.35</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4.3 Costo del proyecto

#### Cálculo de importe económico del proyecto de la línea L-3417 de subtransmisión 33 kV

El proyecto “Mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca-2019” tiene un impacto económico relevante de S/ 7,162,438.91 (Siete millones ciento sesenta y dos mil cuatrocientos treinta y ocho 91/00 soles desarrollado según metrado y presupuesto, este ítem se muestra los gastos dentro del proyecto también se anexa la hoja de Excel detalladas del metrado y presupuesto.

#### 4.4.3.1 Alternativa 1 precios privados CON PROYECTO

El Costo del proyecto asciende a S/ 7,237,944 incluido IGV.

**Tabla 31:**

#### **Costo del proyecto**

A) COSTOS DE INVERSIÓN (*)	
1. Intangibles	106,259
Estudio de ingeniería definitiva	85,078
Estudio Ambiental	12,418
CIRA	8,763
2 línea	5,759,689
Suministro de materiales nacionales	2,358,157
Suministro de materiales importados	589,539
Montaje electromecánico (MO Calificada)	1,298,548
Montaje electromecánico (MO no Calificada)	324,637
Desmontaje electromecánico (MO Calificada)	65,865
Desmontaje electromecánico (MO no Calificada)	16,466
Gastos generales directos	580,479
Gastos generales indirectos	40,255
Utilidades	336,193
Transporte de materiales	149,548
3. Gastos preoperativos	267,902
Adquisición de terrenos	
Servidumbre	2,788
Supervisión de obra	265,115
4. Impuesto General a las Ventas IGV	1,104,093
Subtotal costos de inversión	7,237,944

Fuente: Elaboración propia.

## Costos de operación y mantenimiento

Se estima los costos de operación y mantenimiento del proyecto en situación con proyecto, en base a la estimación de costos que se requieren para la operación de la línea L-3417 Comas-Matapa, y sus respectivos alimentadores en personal como en otros consumibles.

**Tabla 32:**

### *Costos de operación y mantenimiento con proyecto*

COSTO OyM CON PROYECTO						
TOTAL, COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						
C O D I G O						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-007		T-LIMP.FRANJA SERVIDU-PODA ÁRBOL, RETOÑO	KM	3.2	89.7	287.1
LST-008		T-LIMP. FRANJA D SERVIDUM-TALA D ÁRBOLES	UND	154.0	76.1	11725.6
					<b>TOTAL, S/.</b>	<b>12012.7</b>
C O D I G O						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-007	0	T-LIMP.FRANJA SERVIDU-PODA ÁRBOL, RETOÑO	KM	12.8	89.7	1148.4
LST-008	0	T-LIMP. FRANJA D SERVIDUM-TALA D ÁRBOLES	UND	28.0	76.1	2131.9
					<b>TOTAL, S/.</b>	<b>3280.3</b>
C O D I G O						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-002	301027	T-INSPECCIÓN LIGERA ZONA SIERRA	KM	25.9	59.0	1529.6
LST-002	301027	T-INSPECCIÓN LIGERA ZONA SIERRA	KM	31.4	59.0	1850.7
					<b>TOTAL, S/.</b>	<b>3380.3</b>
C O D I G O						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-002	301027	T-INSPECCIÓN LIGERA ZONA SIERRA	KM	25.9	59.0	1529.6
					<b>TOTAL, S/.</b>	<b>1529.6</b>
					<b>TOTAL, S/.</b>	<b>20,202.88</b>

Fuente: Elaboración propia.

Como observamos el mantenimiento con proyecto es más rentable que el sin proyecto, ya que en esta etapa esta tiene mayores atenciones y suben los precios de mantenimiento.

## SIN PROYECTO

Se estima los costos de operación y mantenimiento del proyecto en situación sin proyecto, considerando que la LST Comas – Matapa, actualmente opera con sistema bifásico, por lo que hay personal a cargo de ver el mantenimiento de la Línea, lo cual se considera como un costo que se asume sin que la LST transmita energía trifásica para cargas importantes de la zona del proyecto a la fecha.

**Tabla 33:**

### *Costos de operación y mantenimiento sin proyecto*

COSTO OYM SIN PROYECTO						
TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						
CODIGO						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-007		T-LIMP.FRANJA SERVIDU–PODA ARBOL,RETOÑO	KM	4	89.72	358.88
LST-008		T-LIMP. FRANJA D SERVIDUM–TALA D ÁRBOLES	UND	192	76.14	14618.88
LST-085	810 301507	T-SERV. MTTO. EN TRANSMISION LT Y LST	SER	16	118.85	1901.60
<b>TOTAL S/.</b>						<b>16879.36</b>
CODIGO						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-007		T-LIMP.FRANJA SERVIDU–PODA ARBOL,RETOÑO	KM	16	89.72	1435.52
LST-008		T-LIMP. FRANJA D SERVIDUM–TALA D ÁRBOLES	UND	34	76.14	2588.76
<b>TOTAL S/.</b>						<b>4024.28</b>
CODIGO						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-002	10 301027	T-INSPECCIÓN LIGERA ZONA SIERRA	KM	32.4	59.03	1911.98
LST-002	10 301027	T-INSPECCIÓN LIGERA ZONA SIERRA	KM	39.2	59.03	2313.39
LST-085	810 301507	T-SERV. MTTO. EN TRANSMISION LT Y LST	SER	15	118.85	1782.75
<b>TOTAL S/.</b>						<b>6008.12</b>
CODIGO						
VAL.	SAP	ACTIVIDADES EJECUTADAS	UNID.	CANT.	P.U.	P. TOTAL
LST-002	10 301027	T-INSPECCIÓN LIGERA ZONA SIERRA	KM	32.4	59.03	1911.98
LST-075	710 300902	T-CAMBIAR/INSTALAR AMORTIGUADOR EN FASE	UND	30	56.08	1682.40
LST-085	810 301507	T-SERV. MTTO. EN TRANSMISION LT Y LST	Fase	10	118.85	1188.50
LST-085	810	SUMINISTRO DE POSTE Y CAMBIO DE POSTE	UND	1	2825.00	2825.00
<b>TOTAL S/.</b>						<b>7607.88</b>
<b>TOTAL</b>					<b>S/.</b>	<b>34,519.64</b>

Fuente: Elaboración propia.



Como se observa el costo de mantenimiento es muy elevada con relación al mantenimiento con proyecto, por que como se menciona la línea tendrá mayores atenciones generando un mayor egreso.

### **Costos de Operación y Mantenimiento a precios privados 20 años del proyecto**

Durante el periodo de servicio de la línea L-3417 se muestra en la presente tabla el costo de operación y mantenimiento durante el horizonte de 20 años.

**Tabla 34:**

#### ***Costos de operación y mantenimiento a precios privados***

RUBRO	PERIODO					
	0	1	5	10	15	20
Subtotal costos de inversión	7,237,94	0	0	0	0	0
<b>B) Costos de operación Y mantenimiento</b>						
1. Compra de energía y potencia		386,299.0	908,049.0	944,020.0	981,415.0	1,020,29
2. Costos de operación y mantenimiento		20,203.0	20,203.0	20,203.0	20,203.0	20,203.0
3. Impuesto a la renta		213,840.0	551,123.0	577,495.0	604,912.0	707,651.0
<b>C) Total costos con proyecto (A+B)</b>	7,237.94	620,34	1,479,37	1,541,718.0	1,606,531.0	1,748,146.0
D) costos de operación y Mantenimiento sin proyecto		1,461.6	659,238.0	688,696.0	719,321.0	751,159.0
1. Compra de energía y potencia		388,069.0	400,319.0	416,177.0	432,663.0	449,802.0
2. Costos de operación y mantenimiento		34,520.0	34,520.0	34,520.0	34,520.0	34,520.0
3. Impuesto a la renta		209,014.0	224,399.0	238,000.0	252,138.0	266,837.0
4. Multas y sanciones de Osinergmin (1)		830,000.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>E) Total costos incrementales (c - d)</b>	7,237.90	-841,261.0	820,137.0	853,022.0	887,210.0	996,988.0

Fuente: elaboración propia

#### 4.4.3.2 Alternativa 2 precios sociales

### CON PROYECTO

El Costo del proyecto asciende a S/ 5,200,160.

**Tabla 35:**

#### **Costos a precios sociales**

A) COSTOS DE INVERSIÓN (*)		
1. Intangibles		106,259
Estudio de ingeniería definitiva	1.00	85,078
Estudio Ambiental	1.00	12,418
CIRA	1.00	8,763
2. Línea		4,825,999
Suministro de materiales nacionales	0.85	1,998,538
Suministro de materiales importados	0.92	539,605
Montaje electromecánico (MO calificada)	0.87	1,129,218
Montaje electromecánico (MO no calificada)	0.49	159,072
Desmontaje electromecánico (MO calificada)	0.87	57,277
Desmontaje electromecánico (MO no calificada)	0.49	8,069
Gastos generales directos	0.85	491,956
Gastos generales indirectos	0.85	34,116
Utilidades	0.77	258,600
Transporte de materiales	1.00	149,548
3. Gastos preoperativos		267,902
Adquisición de terrenos	1.00	0
Servidumbre	1.00	2,788
Supervisión de obra	1.00	265,115
4. Impuesto General a las Ventas IGV.		
Subtotal costos de inversión		5,200,160

Precios sociales Fuente: elaboración propia

#### **Costos de operación y mantenimiento**

### CON PROYECTO

Como observamos en la tabla de precios privados, mantendrá el mismo precio respecto al costo de operación y mantenimiento, en base a la estimación de costos que se requieren para la operación de la L-3417 Comas-Matapa y sus respectivos alimentadores, los gastos del personal como en otros consumibles la cual supera un monto de S/ 20,202.88 nuevos soles con respecto al costo de operación y mantenimiento con proyecto.

## SIN PROYECTO

Se estima los costos de operación y mantenimiento del proyecto en situación sin proyecto, considerando que la LST Comas-Matapa, actualmente opera con sistema bifásico, por lo que hay personal a cargo de ver el mantenimiento de la Línea, lo cual se considera como un costo que se asume sin que la LST transmita energía trifásica para cargas importantes de la zona del proyecto a la fecha, la cual supera un monto de S/ 34,519.64 nuevos soles con respecto al costo de operación y mantenimiento con proyecto.

### Costos de OyM a precios sociales 20 años del proyecto

**Tabla 36:**

#### *Costos de operación y mantenimiento a precios sociales*

RUBRO	PERIODO					
	0	1	5	10	15	20
Subtotal costos de inversión	5,200,160	0	0	0	0	0
<b>B) Costos de operación y mantenimiento</b>						
1. Compra de energía y potencia		327,372	769,5	800,0	831,7	864,6
2. Costos de operación y mantenimiento		17,121	17,121	17,121	17,121	17,121
4. Impuesto a la renta		0	0	0	0	0
<b>C) Total costos con proyecto (A+B)</b>	5,200,160	344,493	786,6	817,13	848,82	881,77
<b>D) Costos de operación y mantenimiento</b>		1,188.1	368,50	381,94	395,91	410,44
<b>SIN PROYECTO</b>						
1. Compra de energía y potencia		328,872	339,25	352,69	366,66	381,18
2. Costos de operación y mantenimiento		29,254	29,254	29,254	29,254	29,254
3. Impuesto a la renta		0	0	0	0	0
4. Multas y sanciones de Osinergmin (1)		830,000	0	0	0	0
<b>E) Total costos incrementales (c - d)</b>	5,200,16	-843,633	418,14	435,19	452,91	471,33

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.3.3 Evaluación social y privada VAN Y TIR

Los indicadores son calculados en base a los costos y beneficios incrementales, para lo cual se calcula el VAN, TIR, Beneficio – Costo (B/C) y tiempo de recuperación (TRC).

- PRIVADO

**Tabla 37:**

#### *Evaluación económica privada*

A PRECIOS PRIVADOS	Beneficios Netos Totales S/.					
	Año 0	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
1.- Beneficios Incrementales		0	1,582,491	1,645,179	1,710,349	2025553.02
2.- Costos Incrementales	7,237,944	-841,261	820,137	853,022	887,210	996987.636
3.- Beneficios Netos Totales	-7,237,944	841,261	762,354	792,156	823,139	1028565.39

EVALUACION ECONÓMICA	
Tasa de Descuento %	12%
VAN S/	-1,869,239
TIR (%)	8.1%
B/C	0.836
TRC	

Fuente: Elaboración propia

#### **SOCIALES**

**Tabla 38:**

#### *Evaluación económica social*

A PRECIOS SOCIALES	Beneficios Netos Totales S/.					
	Año 0	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
1.- Beneficios Incrementales		0	1,341,094	1,394,219	1,449,449	1716570.36
2.- Costos Incrementales	5,200,160	-843,633	418,147	435,192	452,912	471333.812
3.- Beneficios Netos Totales	-5,200,160	843,633	922,947	959,027	996,537	1245236.55

EVALUACION ECONÓMICA	
Tasa de Descuento %	8%
VAN S/	3,457,726
TIR (%)	14.9%
B/C	1.439
TRC	8 años

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.3.4 Sostenibilidad del proyecto

#### **ALTERNATIVA 1**

**Tabla 39:**

**Análisis de sostenibilidad**

<b>ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD</b>										
<b>A PRECIOS PRIVADOS</b>	<b>Beneficios Netos Totales S/.</b>									
	<b>Año 0</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>	<b>Año 6</b>	<b>Año 7</b>	<b>Año 8</b>	
	<u>Costos</u>									
	Operación y mantenimiento		406,501	465,149	842,485	921,224	928,252	935,335	942,473	949,667
	<u>Ingresos</u>									
	Venta de energía		1,481,199	1,681,924	2,856,128	3,103,021	3,127,225	3,151,617	3,176,199	3,200,974
	COBERTURA		364%	362%	339%	337%	337%	337%	337%	337%
	<b>A PRECIOS PRIVADOS</b>									
	<b>Beneficios Netos Totales S/.</b>									
	<b>Año 16</b>	<b>Año 17</b>	<b>Año 18</b>	<b>Año 19</b>	<b>Año 20</b>	<b>Año 21</b>	<b>Año 22</b>	<b>Año 23</b>	<b>Año 24</b>	
<u>Costos</u>										
Operación y mantenimiento	1,009,273	1,016,988	1,024,763	1,032,599	1,040,495					
<u>Ingresos</u>										
Venta de energía	3,406,253	3,674,572	3,703,234	3,732,119	3,761,230					
COBERTURA	337%	361%	361%	361%	361%		EF!	!	REF!	

Fuente: elaboración propia

**4.4.4 Viabilidad del proyecto**

La viabilidad del proyecto se toma con respecto al VAN, como observamos es negativo por lo cual se toma en mención a lo descrito a continuación, donde prevalece la autonomía de Osinergmin, donde es importante analizar qué pasa si no se implementa el proyecto y las implicancias que tendría para Electrocentro, el cual está sujeto a la fiscalización de Osinergmin, quien al identificar alguna deficiencia o condición fuera de lo establecido en las normas, puede aplicar multas y sanciones a la Empresa, por lo que a continuación se presenta una infracción a la cual puede incurrir (1):

Según lo establecido en la Resolución N.º028-2003-OS/CD, mediante la cual se aprueba la Tipificación de infracciones y escala de multas y sanciones de Osinerg, que en su anexo presenta diferentes situaciones que son pasibles de multas y sanciones, los cuales se han identificado los siguientes casos que aplicarían al proyecto como en el ítem siguiente: “Ítem 1.5, Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la Ley” (1).

Debido a las condiciones actuales que se han descrito en la situación actual, las redes existentes son pasibles de una multa por no tener condiciones adecuadas.

Como se expone, se ha identificado 4 puntos que el Osinergmin puede multar a Electrocentro por no ejecutar o implementar el proyecto, por lo que se considera multas en la condición sin proyecto, bajo los siguientes criterios (1).

Electrocentro es una empresa Tipo 3.

Las infracciones identificadas que pueden sancionar a Electrocentro por no implementar el proyecto son las 1.5 de la norma de la referencia.

La multa máxima sería hasta 500 UIT. Debe tenerse presente que el valor de la UIT para el presente año es de S/. 4150.00, por lo tanto, la multa podría ascender a S/ 2,075,000.

Se considera que, de no implementar el proyecto, Osinergmin podría aplicar una multa de 200 UIT en total, el cual sería 40% de la multa aplicable.

Esta multa se considera para el año 1 del periodo de evaluación del proyecto.

**Tabla 40:**

***Escala de multas Osinergmin***

N.º1	TIPIFICACIÓN DE INFRACCIÓN	BASE LEGAL	SANCIÓN	E. Tipo 1	E. Tipo 2	E. Tipo 3	E. Tipo 4
1.5	Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo con lo previsto en su contrato de concesión y a la ley.	Art. 31º inc. B de la ley	De 1 a 1000 UIT	(M) hasta 200 UIT	(M) hasta 300 UIT	(M) hasta 500 UIT	(M) hasta 1000 UIT

Fuente: (1)

**4.4.5 Acciones para un mejor servicio eléctrico**

- Para mejorar la calidad del servicio eléctrico dentro del proyecto se realizarán trabajos en coordinación con todo el personal involucrado
- Se contará con un sistema eléctrico nuevo
- Se realizará mantenimiento de acuerdo con lo programado en el proyecto
- Personal de la empresa concesionaria realizará visitas constantes a realizar inspecciones de seguridad.
- Los pueblos beneficiarios del proyecto serán los agentes encargados de informar a la empresa concesionaria. Para que esta pueda tomar acciones de solución inmediata.
- Dentro del proyecto se usará materiales y equipos de calidad los cuales permitirán realizar un trabajo de primer nivel garantizando un proyecto de clase A1.

**Subestaciones eléctricas de distribución dentro de la línea L- 3417.**

Dentro del sistema eléctrico de subtransmisión existe conectadas subestaciones eléctricas de distribución y que se encuentran en un estado de deterioro ya que la gran mayoría de estas se encuentran en un estado de deterioro

y necesitan urgentemente ser cambiados por uno nuevo y eficiente capaz de cumplir satisfactoriamente el trabajo de transformación de la energía eléctrica de la troncal principal, como es la línea 33 kV Comas-Andamarca.

#### ***4.4.5.1 Alternativas de acciones futuras***

Como alternativa de solución futura planteamos implementar el sistema Smart Grid con el objetivo de ser que el sistema sea concatenado en un solo sistema de gestión, con el objetivo primordial de realizar un uso eficiente y racional de la energía eléctrica, para así poder evaluar y analizar los efectos de implementación de Smart Grid en los sistemas eléctricos de potencia, FACT's y PMU's los cuales permitirían una mejor confiabilidad del sistema, brindando una capacidad de las líneas para futuras ampliaciones o interconexiones con otros sistemas eléctricos.

#### ***4.4.5.2 Sostenibilidad para el proyecto***

La sostenibilidad de un proyecto incluye diferentes aspectos tales como lo Institucional, el financiero, el ambiental el tecnológico y el social y cultural. Todos estos aspectos constituyen las dimensiones de la sostenibilidad que deberían ser consideradas, con el objetivo de dar continuidad a las acciones y que éstas no afecten la capacidad de desarrollo futuro (28).

Todos los parámetros que cumplen la viabilidad del proyecto son aceptables ya que es para la mejora y calidad de vida de los que lo rodean.

### **4.5 Estimación puntual**

La estimación puntual se realiza cuando no se hace el contraste de hipótesis como se realizó en el presente proyecto, vemos como se realizaron las predicciones pronósticos a futuro dentro de las tablas mencionadas líneas arriba y observamos cómo se incrementa el consumo de energía con las cargas proyectadas a futuro y



determinando cómo esta influye en el bienestar de la zona del proyecto, también donde podemos explicar cómo una estimación puntual de un parámetro poblacional es cuando se utiliza un único valor para estimar ese parámetro, es decir, se usa un punto en concreto de la muestra para estimar el valor deseado, este se realiza utilizando la estadística inferencial. Donde vemos que se realizó tomando datos históricos del consumo eléctrico y viendo la viabilidad y necesidad de la población por contar con sistema trifásico y de esta forma incrementada la demanda eléctrica y teniendo un superávit de oferta por parte de la empresa generadora Runatullo III ubicado dentro de la zona del proyecto.

Dentro del proyecto se realizó la estimación utilizando el SPSS, a continuación, vemos los datos estadísticos realizados.

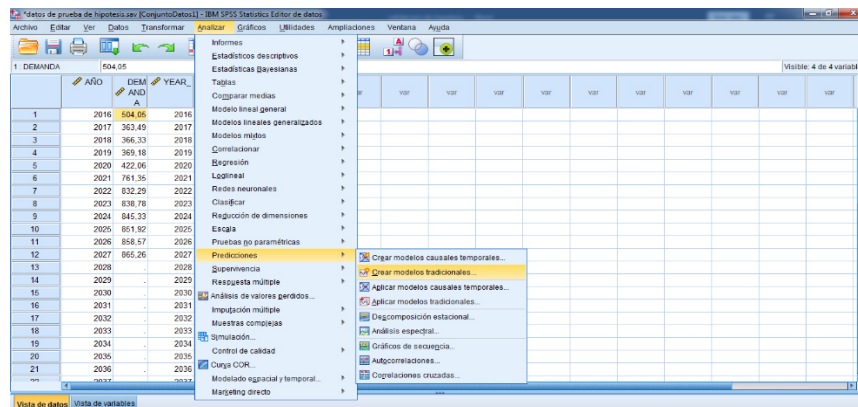


Figura 19: Datos estimación puntual SPSS

### Determinación del nivel de significancia

El nivel de significancia es de  $\alpha=0.05$ .

Tabla 41:

### Descripción del modelo ARIMA

Descripción del modelo			Tipo de modelo
ID de modelo	DEMANDA POR PERIODO kV	Modelo_1	ARIMA (0,1,0)

Fuente: elaboración propia

Se utilizó el siguiente modelo para poder desarrollar el pronóstico futuro, nos dice que el modelo ARIMA es una metodología estadística basada en modelos dinámicos que utiliza datos de series temporales, la cuales realizamos la descripción del modelo ARIMA utilizado, ARIMA (0,1,0).

**Tabla 42:**

***Ajuste estadístico del proyecto***

Ajuste del modelo											
Estadístico de ajuste	Media	SE	Mínimo	Máximo	Percentil						
					5	10	25	50	75	90	95
R cuadrado estacionaria	,008	.	,008	,008	,008	,008	,008	,008	,008	,008	,008
R cuadrado	,759	.	,759	,759	,759	,759	,759	,759	,759	,759	,759
RMSE	120,204	.	120,204	120,204	120,204	120,204	120,204	120,204	120,204	120,204	120,204
MAPE	11,470	.	11,470	11,470	11,470	11,470	11,470	11,470	11,470	11,470	11,470
MaxAPE	43,486	.	43,486	43,486	43,486	43,486	43,486	43,486	43,486	43,486	43,486
MAE	67,963	.	67,963	67,963	67,963	67,963	67,963	67,963	67,963	67,963	67,963
MaxAE	309,519	.	309,519	309,519	309,519	309,519	309,519	309,519	309,519	309,519	309,519
BIC normalizado	10,014	.	10,014	10,014	10,014	10,014	10,014	10,014	10,014	10,014	10,014

Fuente: elaboración propia

Dentro de la tabla presentada N°41 se tiene el ajuste del modelo del proyecto observando detalladamente el r cuadrado proporcionando los rangos máximos y mínimos dentro del proyecto.

**Tabla 43:**

***Datos estadísticos del r cuadrado***

Estadísticos del modelo								
Modelo	Número de predictores	Estadísticos de ajuste del modelo			Ljung-Box Q (18)			Número de valores atípicos
		R cuadrado-estacionaria	R cuadrado	MAE	Estadísticos	DF	Sig.	
Demanda por periodo kV-Modelo_1	1	,008	,759	67,963	-	0	.-	0

Fuente: elaboración propia

Dentro de la tabla podemos observar los datos estadísticos del proyecto donde podemos observar el r cuadrado 0.759 donde este nos indica una fuerte

relación que existe dentro del proyecto, donde veremos cómo es proporcionalmente creciente la demanda eléctrica a partir del año cero donde se realizará el mejoramiento de las redes existentes, cumpliendo el  $r$  cuadrado futuro de la demanda eléctrica.

**Tabla 44:**

**Estadístico de predicciones**

		Predicción										
Modelo		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
DEMANDA POR PERIODO kV-Modelo_1	Predicción	916,49	970,79	1028,16	1088,59	1152,08	1218,64	1288,27	1360,97	1436,73	1515,55	1597,44
	UCL	1188,41	1355,35	1499,14	1632,43	1760,12	1884,71	2007,71	2130,08	2252,49	2375,44	2499,31
	LCL	644,57	586,24	557,17	544,74	544,05	552,58	568,84	591,86	620,96	655,66	695,58

Para cada modelo, las predicciones empiezan después del último valor no perdido en el rango del período de estimación solicitado, y finaliza en el último período para el cual los valores perdidos de todos los predictores están disponibles o al final de la fecha del periodo de predicción solicitado, lo que suceda antes.

Fuente: elaboración propia

La presente tabla N°43 observamos la predicción de la demanda futura del proyecto hasta el año 2038 donde se puede observar cómo esta es proporcionalmente creciente según avance de los años.

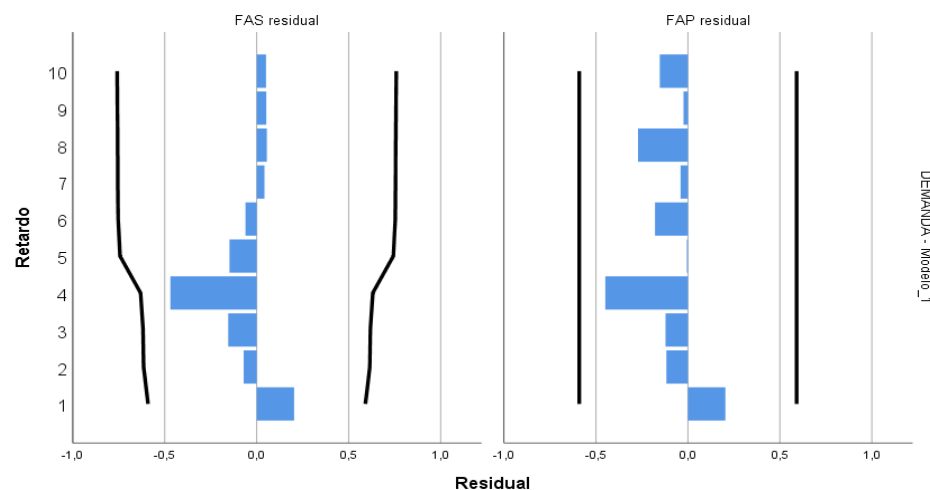


Figura 20: Validación del ajuste del modelo LjungBox

Dentro de la gráfica N°19 podemos observar la Validación del ajuste del modelo bajo el estadístico de LjungBox como observamos tenemos un r cuadrado 0.759 dentro de los parámetros, entonces de acuerdo con lo observado decimos que los gráficos FAS y FAP se mantienen dentro de rangos de significancia esto indicando que no existe correlación entre los datos y el modelo es aceptable o el modelo se ajusta correctamente.

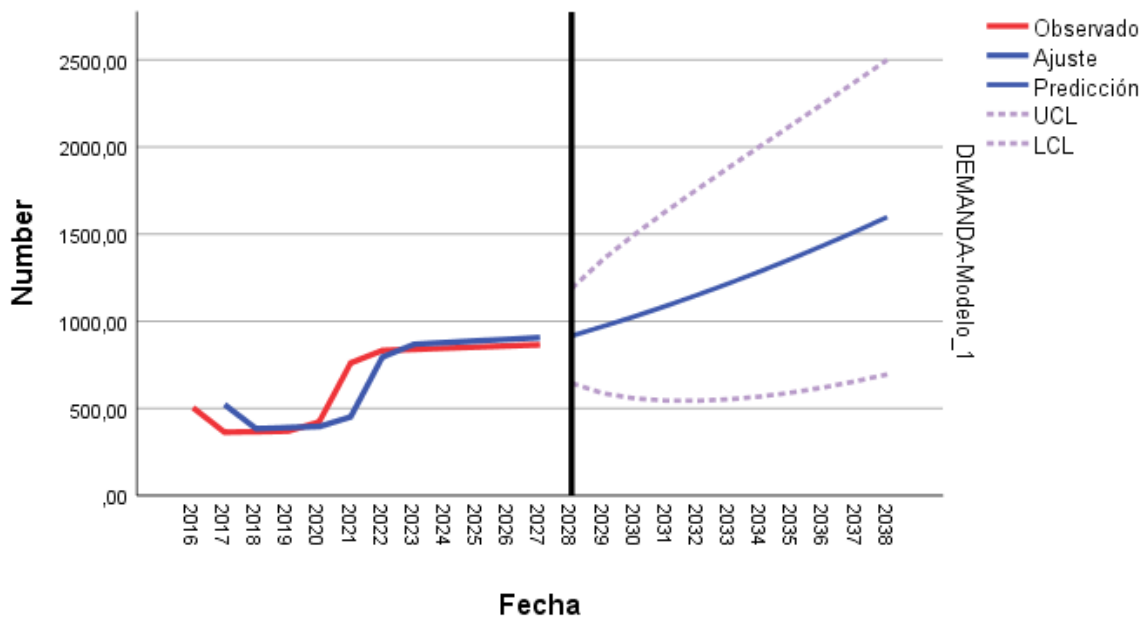


Figura 21: Demanda proyectada a futuro

Dentro de la ilustración podemos observar cómo la demanda proyectada a futuro es positiva, la imagen desarrollada en el SPSS nos muestra claramente el horizonte venidero que desarrollara el proyecto, tomando la decisión de ser un proyecto viable y de progreso socioeconómico para los usuarios de la línea L-3417, de esta forma formar parte de los sistemas confiables del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú o SEIN, manteniendo un sistema a nivel de los reglamentos de las NTCSE y cumplir con el ente fiscalizador Osinergmin, cumpliendo estas observaciones para los entes supervisores se forma parte de las redes eléctricas del Perú con un sistema confiable.

## 4.6 Discusión de resultados

Los resultados demuestran que las proyecciones a futuro afectan positivamente en la calidad del producto del servicio eléctrico en la línea L-3417 de la empresa concesionaria Electrocentro, toda vez que se mejorará la calidad de vida de todas las personas y consumidores de la troncal principal de proyecto, dentro de los resultados del proyecto se planteó dos escenarios como se podrá ver dentro de los cuadros de resultados, con proyecto y sin proyecto realizando evaluaciones técnicas y económicas para de esta forma determinar la propuesta más viable y factible. Llegando a concluir la viabilidad del proyecto se toma con respecto al VAN, como observamos a precios privados es negativo y a precios sociales tenemos un VAN positivo siendo esta viable y aceptable por este medio de ejecución del proyecto ya que siendo a precios sociales se tomarán precios de acuerdo a la norma de lo que se dispone en el estado, también siendo esta un punto muy favorable cabe resaltar que una de las tomas de decisiones se desarrolló por lo jurídico quien hace mención dentro de las normas donde prevalece la autonomía de Osinergmin, donde es importante analizar qué pasa si no se implementa el proyecto tal como lo estipula en la norma 1.5 de las normas legales de Osinergmin y las implicancias que tendría para Electrocentro de no tener las redes eléctricas como esta las estipula dentro de reglamento.

Se puede ver cómo el mejoramiento de la demanda eléctrica antes y después del proyecto influye positivamente al crecimiento del consumidor y por parte del ofertante Electrocentro, donde observamos que con el desarrollo del proyecto la subestación de Potencia Runatullo III suministrará el 100% de la potencia requerida para las cargas de la SS.EE. Comas, SS.EE. Chuicon, SS.EE. Libertad, SS.EE. El Tambo, Churay, Pahualtupo, Sayhua, Shiricancha y SS.EE. Matapa. Según la tabla N°25 observamos la

eficiencia de contar un nuevo sistema eléctrico en la cual no existe un déficit de potencia por lo contrario se tiene un superávit que de acuerdo con los estudios y proyecciones se tendrá 20 años de eficiencia eléctrica mejorando de esta forma la calidad de vida y calidad del producto final suministrado por la empresa concesionaria Electrocentro.

Dentro de la estimación puntual también concluimos como la estadística inferencial desarrolla puntos realmente favorables que utilizando las herramientas estadística nos muestra como el proyecto se desarrolla en años venideros desconociendo el futuro pero gracias a esta herramienta y los datos obtenidos de campo e información real del proyecto nos hace ver como la demanda de energía eléctrica es positiva por ser un nuevo sistema con una configuración trifásica  $3\phi$  a la necesidad real del proyecto haciendo esta que se reactive la economía dormida de la zona, creando infraestructura de primer nivel como bancos, pequeñas industrias, base militares, centros de salud, minería, otros. Realmente el proyecto es positivo como lo muestra en la estimación puntual y dentro de los estudios realizados por mi representada y concluyendo la efectividad del proyecto.

#### **4.7 Comparación de resultados**

Dentro de los resultados del proyecto con mención al antecedente Mejoramiento Del Sistema Eléctrico De La Ciudad De Puerto Maldonado En Media Tensión y a la presente tesis podemos observar cómo esta ayuda a realizar un trabajo de mayor envergadura como es la mejora de la eficiencia energética interrumpida viendo como la tesis realiza mejoras sustanciales impulsando a referenciar de los hechos estudiados con anterioridad y respetando las normas de calidad fiscalizada por Osinergmin.

Los trabajos desarrollados dentro de la tesis línea de transmisión en 22,9 kV. SS.EE Pallasca - SS.EE Comarsa, vemos cómo se desarrolló un conforme a obra

determinando todo el estándar que esta debe de cumplir dentro del proyecto, cómo plasmar los detalles constructivos desarrollados en campo y en el desarrollo electromecánico de la línea de transmisión 22,9 kV Pallasca–Comarsa con una longitud de 20,4 Km, estudiando la topología de terreno recorrido como lugares de sembríos caseríos, pueblos anexos otros, en comparación al presente estudio se desarrolla los trabajos de estudio para un eficiente desarrollo de líneas de transmisión eléctrica brindando a la empresa concesionaria un sistema confiable en años venideros.

En el presente trabajo de tesis sustentado con presentación, reconversión de subestaciones por cambio de nivel de tensión, las cuales sus resultados son la correcta elevación de nivel de tensión en sistemas de ( $1\text{kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$ ) para así poder reconvertir las subestaciones como una alternativa adicional, dentro de ello en el presente estudio, realizando el cambio de configuración del sistema  $2\phi$  a  $3\phi$  de esta manera desarrollando un sistema eléctrico viable con cargas balanceadas, desarrollando un sistema confiable y generando más desarrollo socioeconómico de la población.

La tesis presentada, diseño De La Línea de subtransmisión En 33 kV Subestación Ayaviri-Arasi Y Línea De Transmisión”, dando como resultado la viabilidad de cambiar un sistema de generación térmica existente que actualmente es insuficiente deficiente por no cubrir la demanda eléctrica del sector minero Arasi (Cia. ARASI SAC), por un sistema de energía renovable conectada al sistema eléctrico interconectado nacional SEIN, vemos como esta cambia a un diseño renovable realizando sus demandas a futuro con la nueva línea de subtransmisión, viendo como nuestro proyecto se realiza la remodelación de la línea de subtransmisión dentro del estudio determinamos la viabilidad del proyecto por esta ser de envergadura social para el beneficio de la población



remodelando el cien por ciento de la línea existente por una que cumpla las medias establecidas dentro del NTCSEER.

Dentro de la tesis "Cálculo de capacidad máxima de transmisión de una línea en 66 kV en operación", el resultado que se prevé es mejorar la calidad del servicio brindado por la empresa concesionaria debido al aumento de demanda de carga donde por los años hace la necesidad de atender mayores demandas de crecimiento de los pueblos, dentro de nuestro estudio realizado se prevé tener una eficiente demanda eléctrica debido al aumento de la población, teniendo una mayor necesidad como las demandas futuras.

Dentro de la comparación de resultados se presenta la tesis "Análisis de calidad de energía eléctrica en el nuevo campus de la universidad politécnica salesiana", con el presente análisis se pretende tener resultados positivo como el mejoramiento de la calidad de energía eléctrica conforme a un suministro de tensiones equilibradas de amplitud, donde los resultados del presente estudio tesis se realiza un estudio factible y viable para poder determinar los años inciertos según los análisis se ve como el presente estudio podrá atender las demandas futuras de la línea eléctrica L\_3417 Comas-Matapa.

Dentro de los resultados obtenidos de la presente, los estudios realizados con antecedentes al presente proyecto nos hacen ver una viabilidad de proyecto ya que dentro de los resultados resaltamos la importancia de realizar un estudio de viabilidad positiva para una eficiente transmisión para los años a futuro, vemos dentro de los estudios analizados el alcance que esta nos hace ver en la correcta administración distribución comercialización de la energía eléctrica en el Perú.

## **4.8 Consecuencias teóricas**

Dentro de la consecuencia teórica tenemos que mencionar y precisar como desde el punto del proyecto aportamos dentro de la investigación donde resaltamos el estudio del proyecto, desarrollando escenarios desconocidos para la empresa concesionaria Electrocentro, determinando como podemos adelantarnos a escenarios futuros aplicando la demanda futura que es clave para poder determinar la viabilidad del proyecto comas-Andamarca, donde aportamos de forma óptima los hechos a suceder en la línea L-3417 en base a la teoría desarrollada como la estabilidad de un sistema eléctrico confiable en el horizonte de los años venideros.

## **4.9 Aplicaciones**

El presente proyecto dentro del perfil estudiado diremos que será aplicado directamente para el beneficio de la población estudiada Comas -Matapa, ya que es como lo estudiado de carácter urgente poder dotar de una energía eléctrica eficiente y de acuerdo con las normas NTCSER por ser obligatoriedad del estado peruano y cumplir con el ente fiscalizador Osinergmin, determinando una red eléctrica como lo manda en la presente ley. Aplicándose dentro del estudio los parámetros de mejor decisión para un viable estudio de futuro en el presente proyecto y así determinando la positividad de la L-4317 Comas-Andamarca.

## CONCLUSIONES

- El estudio mejoramiento de las redes eléctricas existentes mediante la remodelación de las líneas trifásicas en 33 kV L-3417 Comas-Matapa, impulsará positivamente el desarrollo económico y social de los pueblos de la troncal principal.
- Dentro del estudio del mejoramiento eléctrico, vemos como esta varía el consumo de energía eléctrica con proyecto y sin proyecto teniendo claro la situación real de la zona, siendo esta favorable con proyecto ya que el consumo para el año más lejano 2038 aumenta claramente en un consumo anual de 5.844 MWh de esta forma viendo la necesidad de contar un sistema eléctrico confiable.
- De los resultados de estudio de control de la calidad de tensión y calidad de suministro, en la zona de estudio se observa una tendencia de mejora en los indicadores y compensaciones, lo cual se muestra en los estadísticos. La mejora sustancial depende del proyecto en estudio y la aplicación de las mejores prácticas en la gestión de la calidad del servicio eléctrico por las concesionarias.
- Dentro del estudio desarrollamos pasar de un sistema eléctrico antiguo 2 $\phi$  monofásico a sistema 3 $\phi$  trifásico nos indica claramente como mejora la calidad de vida de las personas, está haciéndoles contar con hospitales, bancos, bases militares y pequeñas industrias que necesitan ser alimentados del nuevo sistema eléctrico.
- La mejora de la calidad de servicio eléctrico es cosa de todos: concesionaria, clientes, autoridades y el regulador.
- Hay que mencionar que el presente proyecto se realizó por ser un sistema obsoleto y cabe mencionar también el artículo publicado por OSINERGMIN dice el, Ítem 1.5,

las cuales están sujetas a multas por no tener un sistema confiable dentro del sistema eléctrico peruano.

- El proyecto realizado beneficiará a la población de Comas-Andamarca dotándole de una oferta energética antigua de 0.8 MW a una nueva oferta de 9.5 MW por el tiempo de estudio realizado como es el horizonte de 20 años a más.
- Se instalará un transformador reductor de 250 kV a 33/7.62 kV en la localidad de Canchamalca en reemplazo de la existente la cual alimenta al alimentador A4508 en 7.62Kv proveniente de la SET Comas.
- Se trabajará con precios sociales dentro del presupuesto de ejecución de obra del proyecto ya que por mencionado en el ítem 1.5 del Osinergmin, es obligatoriedad mantener una red eléctrica eficiente para sus mediciones futuras y mantenimiento correctivo de esta forma ejecutando la obra la misma empresa concesionaria Electrocentro.

## RECOMENDACIONES

- Dentro del estudio es importante entender que el presente proyecto Mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca, exige y es necesario que todas las personas de la organización estén comprometidas con la conservación y cuidado del presente proyecto.
- Dentro del estudio se recomienda que en las instalaciones futuras de motores trifásicos se apliquen banco de condensadores, de forma que la potencia de trabajo del motor no genere distorsiones y perturbaciones dentro de la red eléctrica para de esta manera mejorar y controlar las pérdidas.
- Lo estudios realizados dentro del proyecto recomienda tener un adecuado uso de la línea en estudio Mejoramiento de la calidad del producto de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca, para sus futuros usos comerciales e industriales.
- Se recomienda dentro del estudio realizar sus mantenimientos predictivos de la línea de subtransmisión 33 kV de las localidades Comas-Andamarca, para poder actuar la parte técnica e ingeniería en su momento apropiado para una mejora de vida de los equipos eléctricos en funcionamiento.
- Dentro del estudio se plantea concientizar a la población acerca de la potencia instalada, dentro del sistema a entregar, ya que tienen que ser de conocimiento la gran potencia instalada que tiene el sistema, para que ellos puedan saber que no están limitados en los proyectos a futuros que tuvieran como ciudadanos o como instituciones para así desarrollarse económicamente en lo general.
- En el estudio también se hace un análisis a futuro de realizar la reactivación económica de la zona del proyecto, por estar a la altura de las demás regiones del país.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Osinergmin.** Tipificación y escala de multas y sanciones. Lima, Perú : s.n., Febrero de 2003.
2. **Arias, Fidias G.** El Proyecto de Investigación. *Introducción a la metodología científica.* s.l. : Episteme, 2016.
3. **MEM.** Código Nacional De Electricidad (Suministro 2011). *Ley N° 25962.* Perú : El Peruano, 2011.
4. **Espinoza , Nathaly Mary y Beltrán, Juan Jose.** *Mejoramiento Del Sistema Eléctrico De La Ciudad De Puerto Maldonado En Media Tensión (Tesis De Pregrado).* Cusco, Universidad Nacional De San Antonio Abad Del Cusco. Perú : s.n., 2016.
5. **Munarriz , Edito Ezequiel .** *Linea De Transmision En 22,9 kV. Se Pallasca - SE Comarsa (Pregrado).* Lima, Universisad Nacional de Ingenieía. Perú : s.n., 2008.
6. **Romero, José Armando.** *Reconversión De Subestaciones Por Cambio (Pregrado).* Lima, Universidad Nacional de Ingeniería. Perú : s.n., 2010.
7. **Escalante, Joel Pascual.** *Diseño De La Línea Subtransmisión En 33 kV Subestación Ayaviri-Arasi Y Línea De Transmisión (Pregrado).* Perú : s.n., 2011.
8. **Tapia, Hugo Jacobo.** *Cálculo De Capacidad Máxima De Transmisión De Una Línea En 66 kV En Operación (Pregrado).* Lima, Universidad Nacional de Ingeniería. Peru : s.n., 2011.
9. **Holguin , Marcos y Gomez, David.** *Análisis De Calidad De Energía Eléctrica En El Nuevo Campus De La Universidad Politécnica Salesiana (Pregrado).* Ecuador : s.n., 2010.
10. **Colunga, Carlos.** *La Calidad En Servicio.* 1995.
11. **Ishikawa, Kaoru .** *Control De Calidad.* 1989.
12. **MEM.** (NTCSER) Normaa Técnica De Calidad De Los Suministros Electricos Rurales. Lima, Perú : El Peruano, 24 de Mayo de 2008.
13. —. *Ley N° 28749 Ley General De Electrificación Rural.* s.l. : Diario Oficial El Peruano, 2007, 3 De Mayo.
14. **García, José Antonio.** AF. [En línea] Septiembre de 2015. [http://www.asifunciona.com/electrotecnia/ke\\_frec\\_ca/ke\\_frec\\_ca\\_1.htm](http://www.asifunciona.com/electrotecnia/ke_frec_ca/ke_frec_ca_1.htm).
15. **Sánchez, Víctor .** Afinidad Eléctrica. [En línea] Octubre de 2008. <http://test.afinidadelctrica.com/?p=685>.
16. **Sector Electricidad.** Artículos Técnicos. *Introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica.* [En línea] 17 de Mayo de 2015. <http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>.
17. **Centro Autónomo de Formación e Innovación.** *Tecnología-Proyecto Ingeni@. Obtencion Y Transporte De La Electricidad.* [En línea] Julio de 2015. <https://www.edu.xunta.gal/centros/cafi/aulavirtual2/mod/page/view.php?id=25229&lang=es>.
18. **Transmisión eléctrica.** [En línea] febrero de 2008. <http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/LDE-2008-02-07.pdf>.
19. **Mujal, Ramón M.** *Cálculo de líneas y Redes Eléctricas.* s.l., España : Edision UPC, Septiembre de 2002.
20. **Norma IEC.** *Coordinación De Aislamiento.* [En línea] 2011.

file:///C:/Users/GARAY/Downloads/NORMA\_CEI\_INTERNACIONAL\_IEC\_60071-1%20(3).pdf.

21. **MEM.** Dirección General De Electricidad. Bases Para El Diseño De Líneas Y Redes Primarias Para Electrificación Rural. Setiembre de 2015.
22. **Balestrini, Mirían** . Como Se Elabora El Proyecto De Investigacion. s.l. : Consullores Asociados, Junio de 2006.
23. **Espinoza, Ciro.** Metodología de investigación tecnológica. Huancayo, Perú : s.n., Marzo de 2010.
24. **Ministerio de Cultura.** Marco legal de protección del patrimonio cultural. *Ley N° 29565.* s.l., Lima, Perú : El Peruano, 2016.
25. **Ministerio de Cultura.** Normas Y Procedimientos Para La Emisión Del Certificado De Inexistencia De Restos Arqueológicos (Cira) En El Marco De Los Decretos Supremos N° 054 Y 060-2013-Pcm . s.l., Lima, Peru : El Peruano, 2013.
26. **Ministerio del Ambiente.** Ley Del Sistema Nacional De Evaluación De Impacto Ambiental Y Su Reglamento. 2011.
27. **INEI.** Estimaciones y Proyecciones de Población Total, por Años Calendario y Edades Simples, 1950-2050. Setiembre de 2009.
28. **Gasparri, Enrico.** Elaboración del Plan de Sostenibilidad para el Proyecto. Agosto de 2015.
29. **Osinergmin.** Proceso De Regulación De Los Precios En Barra. *Gerencia De Regulación De Tarifas.* s.l., Perú : El Peruano, Agosto de 2019.
30. **Cabezas, Edison Damián, Andrade, Diego y Torres, Jhoana.** científica, introducción a la metodología de la investigación. Octubre de 2018.

# ANEXOS

## Registro Fotográfico

### Tramo 1: LP 33 kV -3Ø COMAS-MATAPA, 3x70 mm<sup>2</sup> AAAC

Ilustración 1. Inicio Tramo1



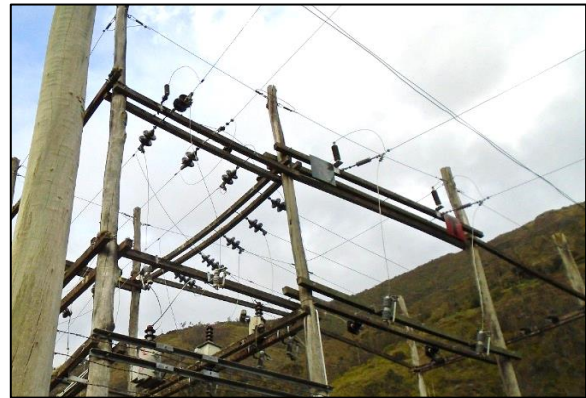
Ilustración 2. Vista Panorámica Tramo 1



Ilustración 3. SS.EE. MATAPA

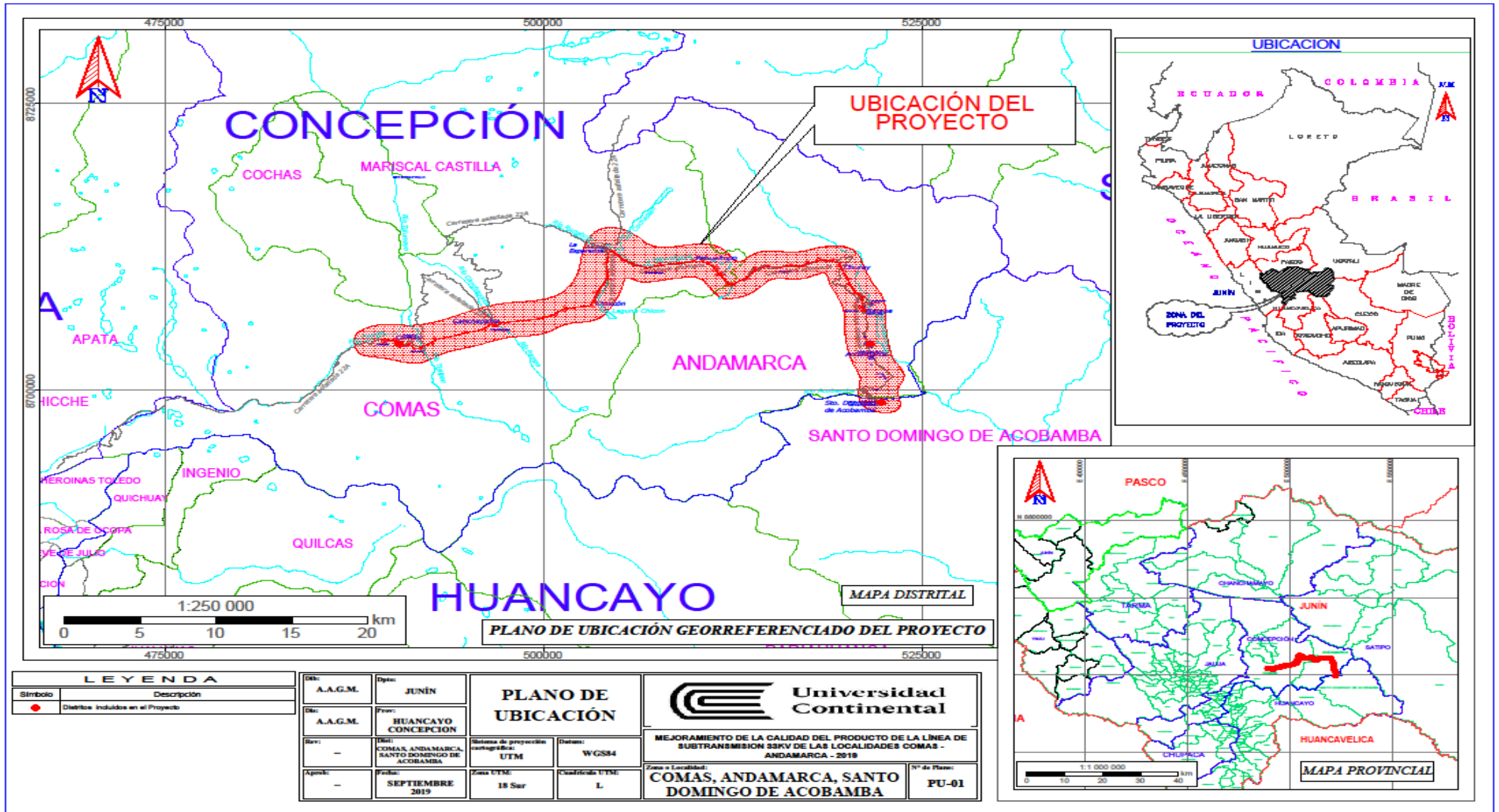


Ilustración 4. SS.EE. COMAS

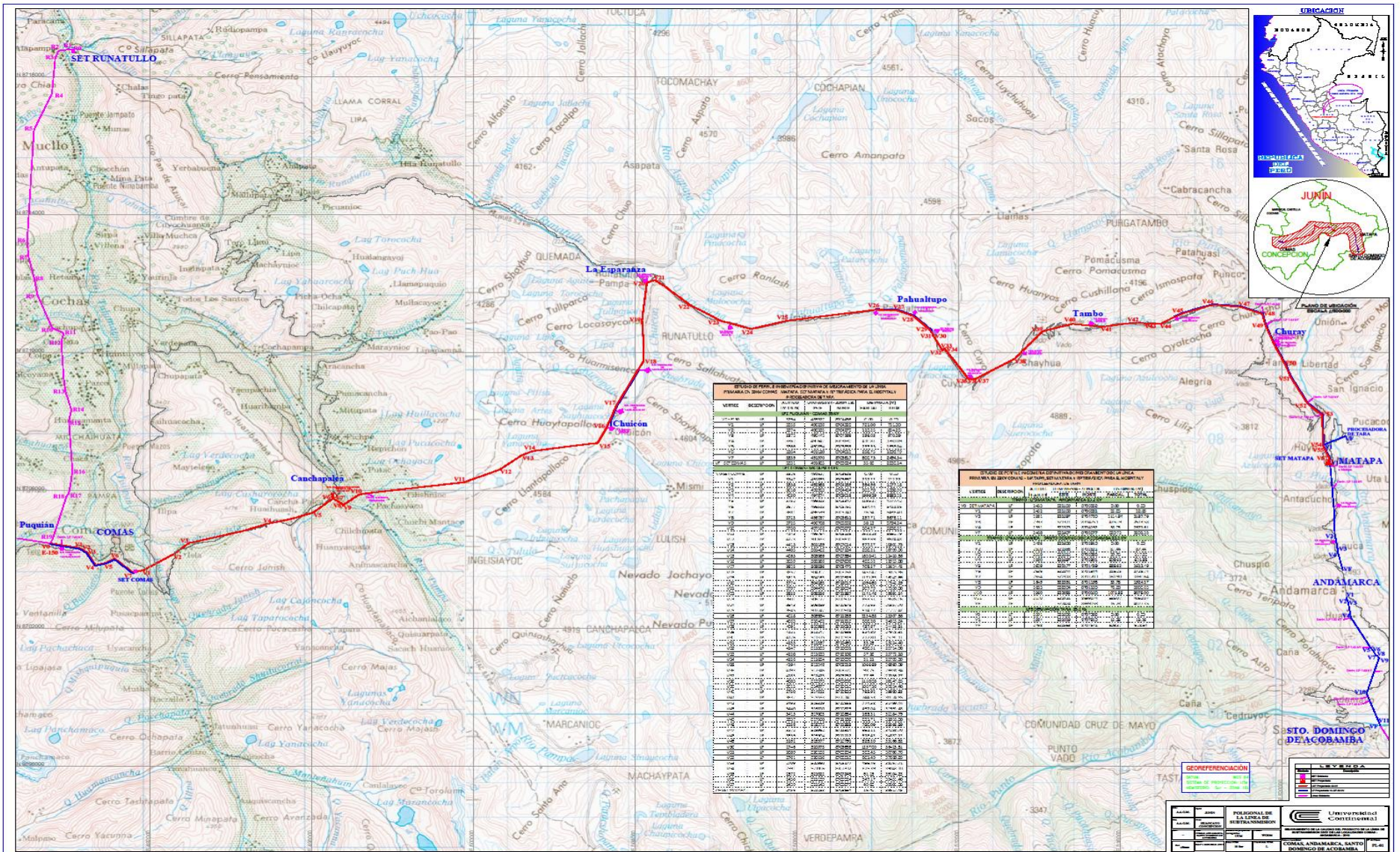




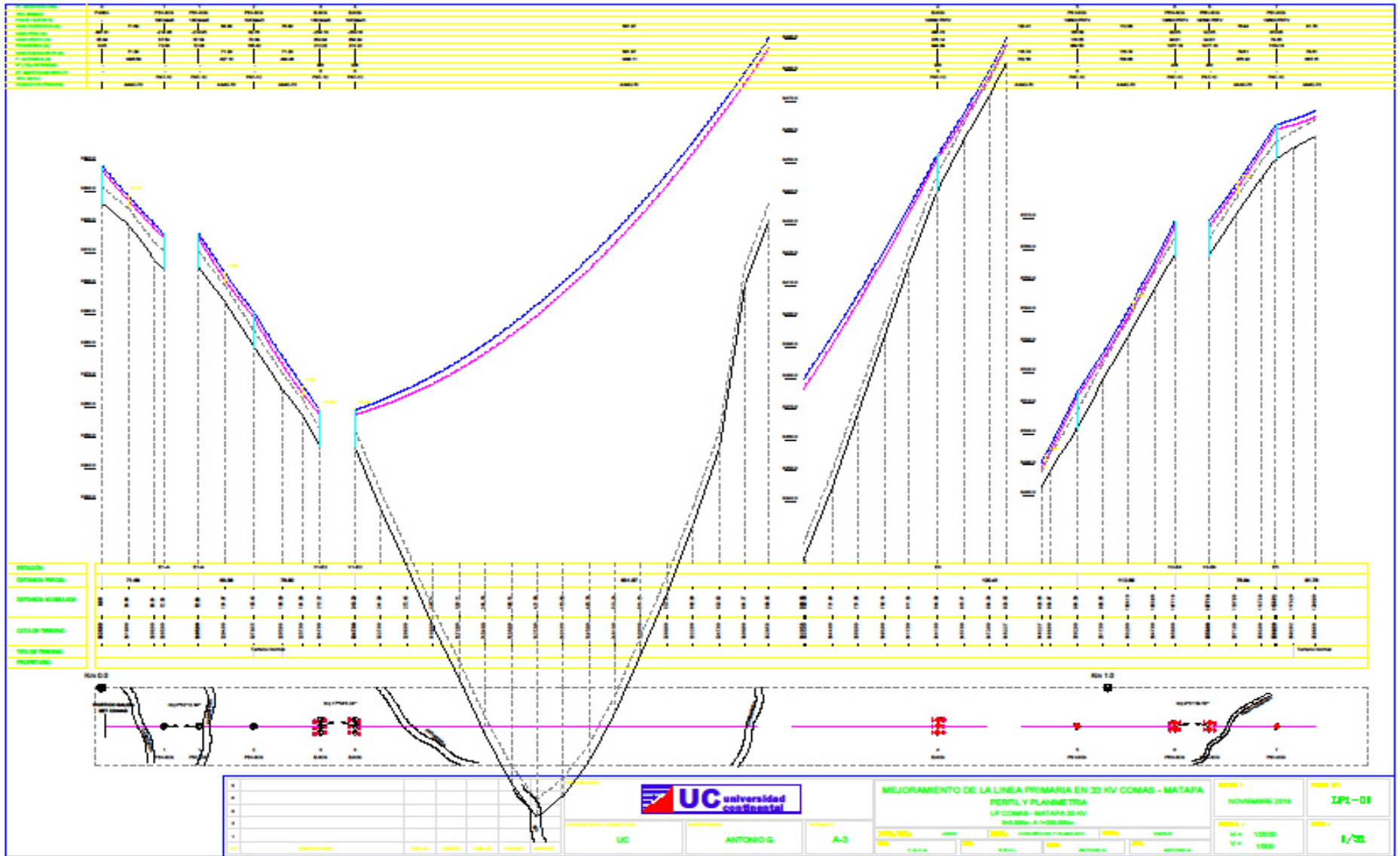
## Plano De Ubicación



# Plano De Trazo De Ruta



## Perfil de la línea 33 kV Comas-Matapa Plano 1 De 33



## Especificaciones técnicas de los materiales usados en el proyecto

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA POSTES DE CONCRETO ARMADO 13/300/CS/165/360  
ÍTEM SAP: 240050**

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	<b>POSTES DE CONCRETO ARMADO</b>			
1	País de Procedencia			
2	Fabricante			
3	Proceso de fabricación		NTP 339.027	
4	Longitud del poste	M	13	
5	Carga de trabajo	daN	300	
6	Coficiente de seguridad (CS)		2 o 3 (Ver Nota 1)	
7	Diámetro en la punta	Mm	165	
8	Diámetro en la base	Mm	360	
9	Volumen de concreto por poste	m3	(indicar)	
10	Peso total de cada poste	Kg	(indicar)	
11	Tipo de Cemento		Portland Tipo V	
12	Unión de varillas longitudinales y transversales		Mediante ataduras de alambre	
			Mediante ataduras de alambre y soldadas	
13	Aditivo inhibidor de corrosión			
	Se usará aditivo inhibidor de corrosión		Sí o No (Ver Nota 2)	
	Tipo de Aditivo Inhibidor de corrosión		Compuesto químico que se adiciona durante el mezclado del concreto para proteger al acero de refuerzo de la corrosión	
	Presentar las Especificaciones Técnicas del aditivo inhibidor a utilizar, emitidos por su fabricante, y toda la información requerida en el punto 4.3.		Sí.	
	Marca de aditivo inhibidor propuesto		(indicar)	
	Dosis de aditivo garantizada, según indicaciones del fabricante para ambiente agresivo	litros/m3	(indicar)	
14	Con perilla de concreto.		Sí o No (Ver Nota 5)	
15	Detalle de huecos		Ver planos adjunto y Nota 3	
16	Rotulado		Bajo relieve, según planos adjuntos	
17	Presentar plano a escala con el detalle de la armadura de los postes.		Sí (Ver Nota 4)	

**NOTAS:**

- El usuario seleccionará este requerimiento en función a sus necesidades.
- El usuario definirá si es necesario el uso de aditivo inhibidor de corrosión en función a las características de la zona donde se instalarán los postes. Cuando se requiera aditivo inhibidor la dosis garantizada deberá ser la formulada para ambientes agresivos en las Especificaciones Técnicas del fabricante del Aditivo Inhibidor.
- Los planos mostrados, solo son referenciales, debiendo el usuario definir los detalles de agujeros en función al uso del poste y a las distancias mínimas de seguridad.
- El plano a presentar deberá indicar claramente la cantidad de varillas de acero longitudinales y transversales, sus diámetros nominales y sus longitudes, para todos los tramos de refuerzo considerados.

Donde se prevea el acumulamiento de agua y/o sustancias extrañas que puedan dañar el extremo superior del poste se

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA POSTES DE CONCRETO ARMADO 13/400/CS/165/360**  
**ÍTEM SAP: 240051**

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	<b>POSTES DE CONCRETO ARMADO</b>			
1	<b>País de Procedencia</b>			
2	<b>Fabricante</b>			
3	<b>Proceso de fabricación</b>		NTP 339.027	
4	<b>Longitud del poste</b>	M	13	
5	<b>Carga de trabajo</b>	daN	400	
6	<b>Coefficiente de seguridad (CS)</b>		2 o 3 (Ver Nota 1)	
7	<b>Diámetro en la punta</b>	Mm	165	
8	<b>Diámetro en la base</b>	Mm	360	
9	<b>Volumen de concreto por poste</b>	m3	(indicar)	
10	<b>Peso total de cada poste</b>	Kg	(indicar)	
11	<b>Tipo de Cemento</b>		Portland Tipo V	
12	<b>Unión de varillas longitudinales y transversales</b>		Mediante ataduras de alambre	
			Mediante ataduras de alambre y soldadas	
13	<b>Aditivo inhibidor de corrosión</b>			
	Se usará aditivo inhibidor de corrosión		Sí o No (Ver Nota 2)	
	Tipo de Aditivo Inhibidor de corrosión		Compuesto químico que se adiciona durante el mezclado del concreto para proteger al acero de refuerzo de la corrosión	
	Presentar las Especificaciones Técnicas del aditivo inhibidor a utilizar, emitidos por su fabricante, y toda la información requerida en el punto 4.3.		Sí.	
	Marca de aditivo inhibidor propuesto		(indicar)	
	Dosis de aditivo garantizada, según indicaciones del fabricante para ambiente agresivo	litros/ m3	(indicar)	
14	<b>Con perilla de concreto.</b>		Sí o No (Ver Nota 1 y Nota 5)	
15	<b>Detalle de huecos</b>		Ver planos adjunto y Nota 3	
16	<b>Rotulado</b>		Bajo relieve, según planos adjuntos	
17	<b>Presentar plano a escala con el detalle de la armadura de los postes.</b>		Sí (Ver Nota 4)	

**NOTAS:**

1. El usuario seleccionará este requerimiento en función a sus necesidades.
2. El usuario definirá si es necesario el uso de aditivo inhibidor de corrosión en función a las características de la zona donde se instalarán los postes. Cuando se requiera aditivo inhibidor la dosis garantizada deberá ser la formulada para ambientes agresivos en las Especificaciones Técnicas del fabricante del Aditivo Inhibidor.
3. Los planos mostrados, solo son referenciales, debiendo el usuario definir los detalles de agujeros en función al uso del poste y a las distancias mínimas de seguridad.
4. El plano a presentar deberá indicar claramente la cantidad de varillas de acero longitudinales y transversales, sus diámetros nominales y sus longitudes, para todos los tramos de refuerzo considerados.
5. Donde se prevea el acumulamiento de agua y/o substancias extrañas que puedan dañar el extremo superior del poste se dispondrá la colocación de una perilla de concreto de dimensiones adecuadas.

\_\_\_\_\_  
 FIRMA Y SELLO DEL  
 FABRICANTE

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA POSTES DE CONCRETO ARMADO 15/400/CS/225/450**  
**ÍTEM SAP: 240053**

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	<b>POSTES DE CONCRETO ARMADO</b>			
1	<b>País de Procedencia</b>			
2	<b>Fabricante</b>			
3	<b>Proceso de fabricación</b>		NTP 339.027	
4	<b>Longitud del poste</b>	M	15	
5	<b>Carga de trabajo</b>	daN	400	
6	<b>Coeficiente de seguridad</b>			
	(CS)		2 o 3 (Ver Nota 1)	
7	<b>Diámetro en la punta</b>	mm	225	
8	<b>Diámetro en la base</b>	mm	450	
9	<b>Volumen de concreto por poste</b>	m3	(indicar)	
10	<b>Peso total de cada poste</b>	Kg	(indicar)	
11	<b>Tipo de Cemento</b>		Portland Tipo V	
12	<b>Unión de varillas longitudinales y transversales</b>		Mediante ataduras de alambre	
			Mediante ataduras de alambre y soldadas	
13	<b>Aditivo inhibidor de corrosión</b>			
	Se usará aditivo inhibidor de corrosión		Sí o No (Ver Nota 2)	
	Tipo de Aditivo Inhibidor de corrosión		Compuesto químico que se adiciona durante el mezclado del concreto para proteger al acero de refuerzo de la corrosión	
	Presentar las Especificaciones Técnicas del aditivo inhibidor a utilizar, emitidos por su fabricante, y toda la información requerida en el punto 4.3.		Sí.	
	Marca de aditivo inhibidor propuesto		(indicar)	
	Dosis de aditivo garantizada, según indicaciones del fabricante para ambiente agresivo	litros/m3	(indicar)	
14	<b>Con perilla de concreto.</b>		Sí o No (Ver Nota 1 y Nota 5)	
15	<b>Detalle de huecos</b>		Ver planos adjunto y Nota 3	
16	<b>Rotulado</b>		Bajo relieve, según planos adjuntos	
17	<b>Presentar plano a escala con el detalle de la armadura de los postes.</b>		Sí (Ver Nota 4)	

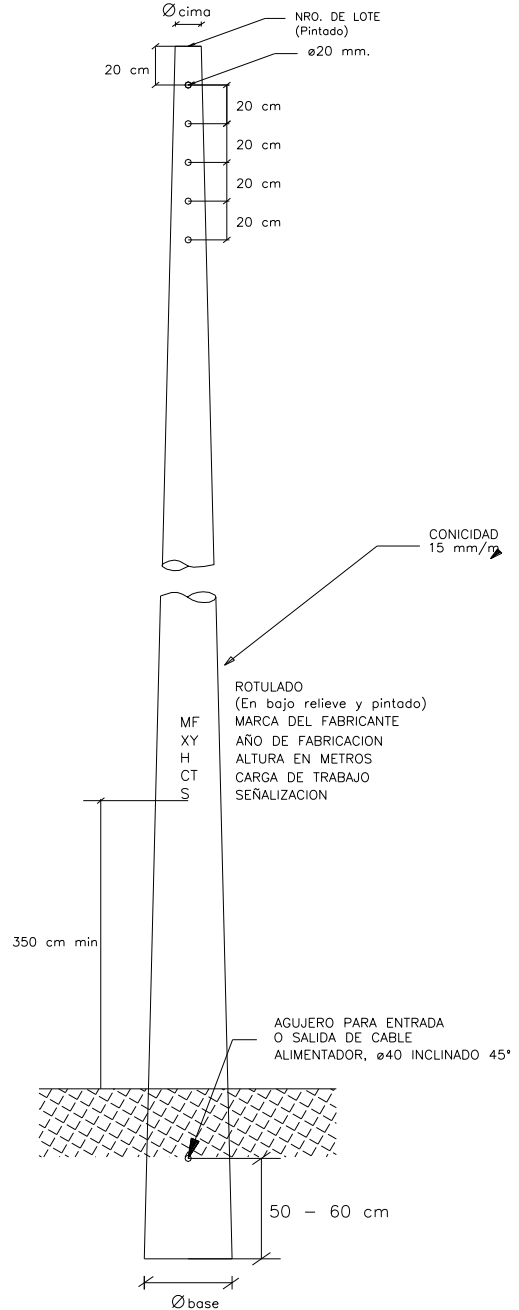
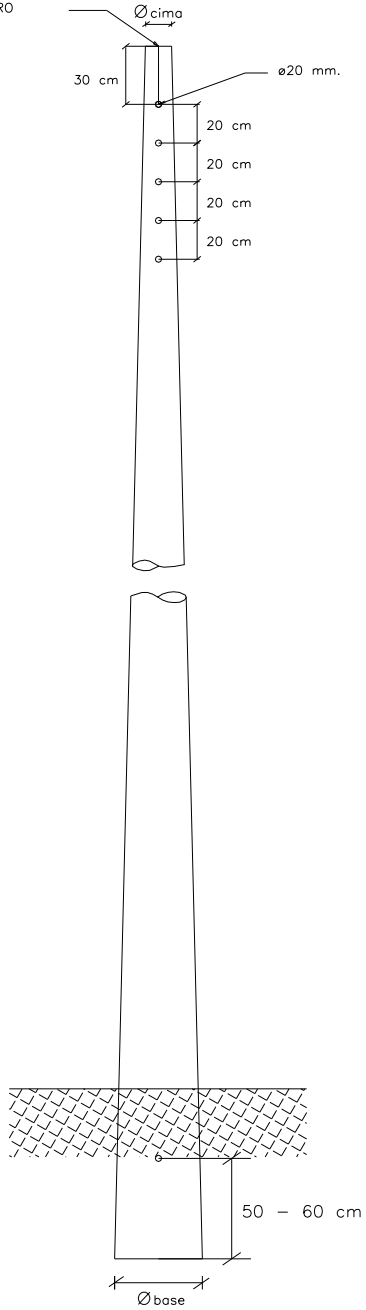
**NOTAS:**

1. El usuario seleccionará este requerimiento en función a sus necesidades.
2. El usuario definirá si es necesario el uso de aditivo inhibidor de corrosión en función a las características de la zona donde se instalarán los postes. Cuando se requiera aditivo inhibidor la dosis garantizada deberá ser la formulada para ambientes agresivos en las Especificaciones Técnicas del fabricante del Aditivo Inhibidor.
3. Los planos mostrados, solo son referenciales, debiendo el usuario definir los detalles de agujeros en función al uso del poste y a las distancias mínimas de seguridad.
4. El plano a presentar deberá indicar claramente la cantidad de varillas de acero longitudinales y transversales, sus diámetros nominales y sus longitudes, para todos los tramos de refuerzo considerados.
5. Donde se prevea el acumulamiento de agua y/o sustancias extrañas que puedan dañar el extremo superior del poste se dispondrá la colocación de una perilla de concreto de dimensiones adecuadas.

\_\_\_\_\_  
**FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE**

## POSTES DE CONCRETO ARMADO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

ESTRIADO SUPERIOR PARA  
FIJACION DEL PASTORAL  
MEDIANTE MORTERO







**TABLA DE DATOS TÉCNICOS AISLADOR POLIMÉRICO TIPO SUSPENSIÓN**

**ITEM SAP: 20064**

Tensión de operación (Fase – Fase)	33 kV
Lugar de instalación m.s.n.m.	Sierra o Selva 1500-4500

(PAGINA 12 DE 12)

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	País de procedencia			
2	Fabricante			
3	Normas		Según punto 2.	
4	Designación		Según punto 3.4	
5	Características de Fabricación			
	Material del núcleo (Core)		Fibra de vidrio	
	Material aislante de recubrimiento (housing and sheds):		Goma silicona	
	-Elongación a la ruptura.	%	450 (Según norma DIN 53504)	
	-Resistencia al desgarre.	N/m	>20 (Según Norma ASTM D624)	
	-Resistencia al tracking y erosión		Clase 2A, 4.5 (Según IEC 60587)	
	Material de los herrajes de acoplamiento		Según punto 3.3	
	Galvanización de los herrajes		Según ASTM A153	
	Tipos de acoplamiento		(*)	
6	Valores Eléctricos:			
	Tensión máxima para el aislador Um	33 kV <small>(r.m.s)</small>	52	
	Frecuencia nominal	Hz	60	
	Máximo diámetro de la parte aislante	mm	200	
	Distancia de fuga mínima	mm	1300	
	Distancia de arco mínima	mm	440	
	Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial:			
	-Húmedo	33 kV	70	
	Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50us:	33 kV	250	
7	Valores mecánicos:			
	Carga mecánica especificada (SML)	KN	70	
8	Pruebas de Diseño		Según cláusula 5 de IEC 61109	
	-Duración de prueba de erosión y tracking del material aislante de recubrimiento	h	5000	
9	Pruebas tipo		Según cláusula 6 de IEC 61109	
10	Pruebas de muestreo		Según cláusula 7 de IEC 61109	
11	Pruebas de rutina		Según cláusula 8 de IEC 61109	
12	Pruebas de resistencia a rayos UV		Según ASTM G154 y ASTM G155	

(\*) A ser seleccionado por el usuario de los tipos indicados en el punto 3.3

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO DE 50 mm<sup>2</sup>**  
**ITEM SAP: 60020**

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	País de procedencia			
2	Fabricante			
3	Normas		ASTM B398M, ASTM B399M, IEC 1089	
4	Material del conductor		Aleación de Aluminio 6201 – T81	
5	Clase del conductor		AA	
6	Conductividad	%IACS	52.5	
7	Sección nominal	mm <sup>2</sup>	50	
8	Densidad a 20 ° C	kg / m <sup>3</sup>	2690	
9	Resistividad eléctrica a 20 °C	Wmm <sup>2</sup> /m	0.032841	
10	Número de alambres	N.º	7	
11	Diámetro de los alambres	mm	3.02	
12	Máxima variación del diámetro de los alambres	%	1	
13	Carga de rotura mínima	kN	15.89	
14	Resistencia eléctrica máxima a 20 °C	W/Km	0.6681	
15	Masa longitudinal aproximada	kg/Km	137.6	

-----  
**FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE**

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO DE 70 mm<sup>2</sup>**  
**ITEM SAP: 60021**

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	País de procedencia			
2	Fabricante			
3	Normas		ASTM B398M, ASTM B399M, IEC 1089	
4	Material del conductor		Aleación de Aluminio 6201 – T81	
5	Clase del conductor		AA	
6	Conductividad	%IACS	52.5	
7	Sección nominal	mm <sup>2</sup>	70	
8	Densidad a 20 ° C	kg / m <sup>3</sup>	2690	
9	Resistividad eléctrica a 20 °C	Wmm <sup>2</sup> /m	0.032841	
10	Número de alambres	N.º	19	
11	Diámetro de los alambres	mm	2.17	
12	Máxima variación del diámetro de los alambres	mm	±0.03	
13	Carga de rotura mínima	kN	20.98	
14	Resistencia eléctrica máxima a 20 °C	W/Km	0.4902	
15	Masa longitudinal aproximada	kg/Km	187.5	

-----  
**FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE**

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO DE 95 mm<sup>2</sup>**

ITEM SAP: 60022

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	País de procedencia			
2	Fabricante			
3	Normas		ASTM B398M, ASTM B399M, IEC 1089	
4	Material del conductor		Aleación de Aluminio 6201 – T81	
5	Clase del conductor		AA	
6	Conductividad	%IACS	52.5	
7	Sección nominal	mm <sup>2</sup>	95	
8	Densidad a 20 ° C	kg / m <sup>3</sup>	2690	
9	Resistividad eléctrica a 20 °C	Wmm <sup>2</sup> /m	0.032841	
10	Número de alambres	N.º	19	
11	Diámetro de los alambres	mm	2.52	
12	Máxima variación del diámetro de los alambres	mm	±0.03	
13	Carga de rotura mínima	kN	29.09	
14	Resistencia eléctrica máxima a 20 °C	W/Km	0.3535	
15	Masa longitudinal aproximada	kg/Km	260.0	

-----  
FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS  
CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO, CABLEADO TEMPLE BLANDO DE 25 mm<sup>2</sup>**

ITEM SAP: 60041

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	País de procedencia			
2	Fabricante			
3	Norma de fabricación		N.T.P 370.042 / ASTM B8	
4	Material del conductor		Cobre electrolítico recocido	
5	Pureza	%	99.90	
6	Sección nominal	mm <sup>2</sup>	25	
7	Número de alambres		7	
8	Densidad a 20 °C	gr/cm <sup>3</sup>	8.89	
9	Resistividad eléctrica a 20 °C	Ohm-mm <sup>2</sup> /m	0.017241	
10	Resistencia eléctrica en CC a 20 °C	Ohm/Km	0.727	

-----  
FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE PARARRAYOS**

Tensión de operación	33 kV
Lugar de instalación m.s.n.m.	Sierra /Selva 2500- 4500
Conexionado	Estrell a neutra aterrado

ITEM SAP: 140072  
(PAGINA 20 DE 20 )

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	NID.	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	PARARRAYOS			
	País de Procedencia			
	Fabricante			
	Modelo			
	Normas		IEC 60099	
	Tipo de pararrayo		Óxido de	
	Clase de descarga		Clase 1	
	Instalación		Exterior	
	Montaje		Vertical	
	Tensión nominal del pararrayo (Ur)		27	
	Tensión continua de operación fase-tierra (Uc)		22	
	Corriente nominal de descarga a 8/20 µs (In)		10	
	Temperatura de operación		- 40 a + 40	
	Frecuencia nominal		60	
	Línea de fuga unitaria		25	
	Tensiones residuales Pico (Veces Ur)			
	- Frente de onda de 1 µs (steep)		[ 2.6 – 4.0]	
	- Frente de onda de 8/20 µs (lightning)		[ 2.3 – 3.6]	
	- Frente de onda de 30/60 µs (switching)		[ 2.0 – 2.9]	
	ENVOLVENTE AISLANTE			
	Material		Goma	
	Nivel de Aislamiento Pico (Veces Ur)			
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial –		[ 3.048 –	
	- Tensión de sostenimiento al impulso 8/20 µs		[ 4.298 –	

-----  
FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE  
TABLA DE DATOS TÉCNICOS SECCIONADORES FUSIBLE TIPO EXPULSIÓN

ÍTEM SAP: 140148  
(PAGINA 1 DE 2)

Tensión de operación	33 kV
Corrientes Nominales: - Seccionador - Fusible	100 A 1,2,3,6,10,15,25,40,65, 100 A (*)
Lugar de instalación (m.s.n.m.)	SIERRA 2000-4000

TEM	CARACTERÍSTICAS	NIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO EXPULSIÓN			
.1	País de Procedencia			
.2	Fabricante			
.3	Modelo			
.4	Norma		ANSI C-37.40/41/42	
.5	Corriente Nominal		100	
.6	Tensión Nominal	3 kV	36.5	
.7	Corriente de Cortocircuito Simétrica	A	5	
.8	Nivel de aislamiento:			
	- Tensión de sostenimiento a la onda de impulso (BIL), entre fase y tierra y entre fases.	3 kV	200	
	- Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial entre fases, en seco, 1 min.	3 kV	70	
	- Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial entre fase y tierra, en húmedo, 10 s.	3 kV	60	
.9	Material aislante del cuerpo del seccionador.		Porcelana	
.10	Longitud de línea de fuga mínima (Fase-Tierra)	m/33 kV	25	
.11	Material de Contactos		Cobre electrolítico plateado	
.12	Material de Bornes		Cobre estañado	
.13	Rango de conductor (Diámetro)	m	4.11-11.35	

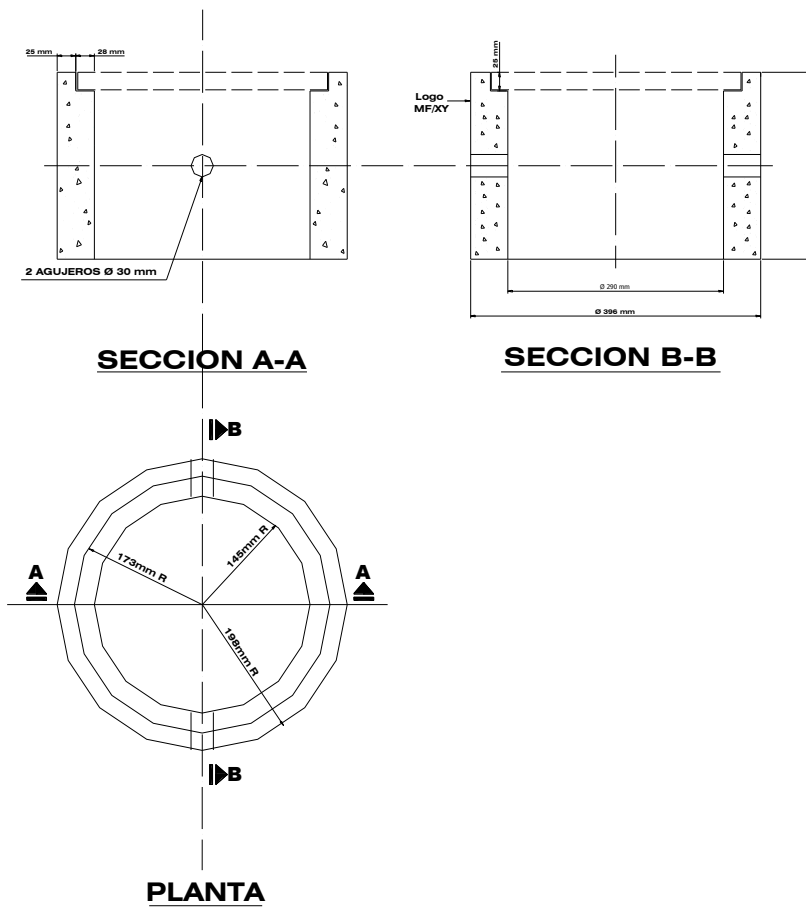
-----  
FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

TABLA DE DATOS TÉCNICOS CAJA DE CONCRETO PARA PUESTA A TIERRA  
 ÍTEM SAP: 24004

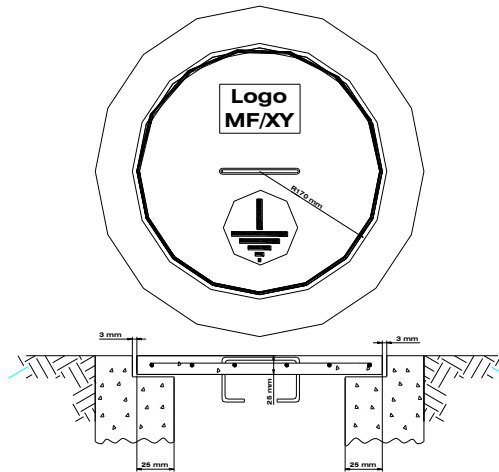
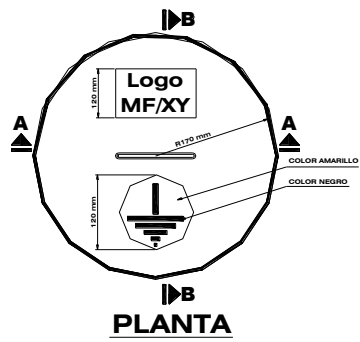
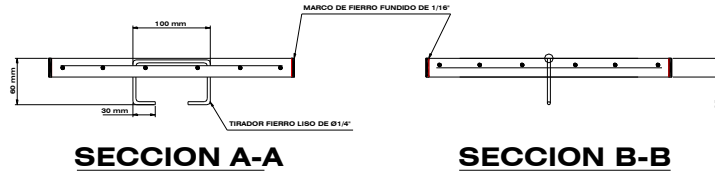
ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	CAJA DE CONCRETO			
1	País de Procedencia			
2	Fabricante			
3	Norma		NTP 334.081	
4	Materiales		Según numeral 4.1	
5	Fabricación		Según numeral 4.2 de NTP 334.081	
6	Requisitos de acabado		Según numeral 5.1	
7	Resistencia del concreto		Según numeral 5.3	
8	Dimensiones: (Ver plano			
	Diámetro exterior	mm	396 ± 2	
	Espesor de la pared	mm	53 ± 2	
	Altura total	mm	300 ± 2	
	Radio de abertura para	mm	173	
	Diámetro de abertura para paso del conductor	mm	30	
9	Rotulado		Según punto 4.1 y	

\_\_\_\_\_  
 FIRMA Y SELLO DEL  
 FABRICANTE

# CAJA DE CONCRETO PARA PUESTA A TIERRA



# TAPA DE CONCRETO PARA PUESTA A TIERRA





**Resistividad del terreno SET Comas – SET Matapa  
SET Matapa**



**Foto 1: SET Matapa**



**Foto 2: Medición a 1m**



**Foto 2: Medición a 2m**



**Foto 2: Medición a 4m y 8m**



## SET COMAS



Foto 2: Medición a 1m



Foto 2: Medición a 2m



Foto 2: Medición a 4 m



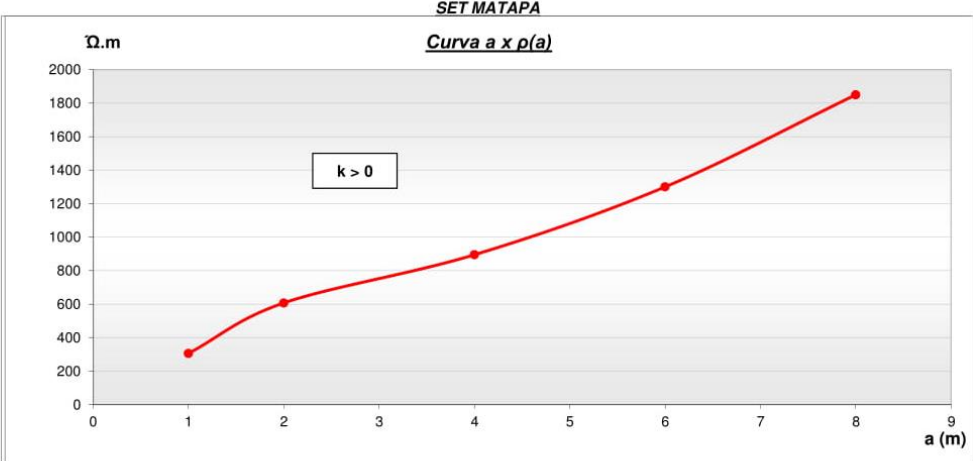
Foto 2: Medición a 8 m

**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE  
SUBTRANSMISIÓN 33KV DE LAS LOCALIDADES COMAS – ANDAMARCA - 2019**

ELECTROCENTRO S.A.

**CALCULO DE RESISTIVIDAD ELECTRICA DEL TERRENO**

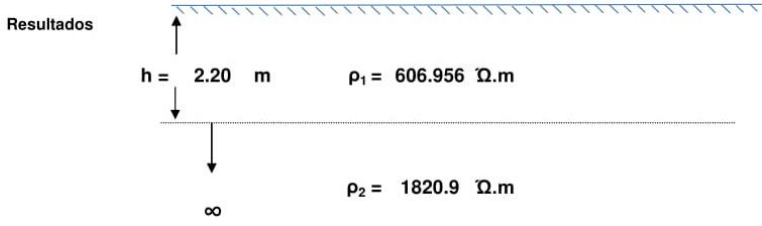
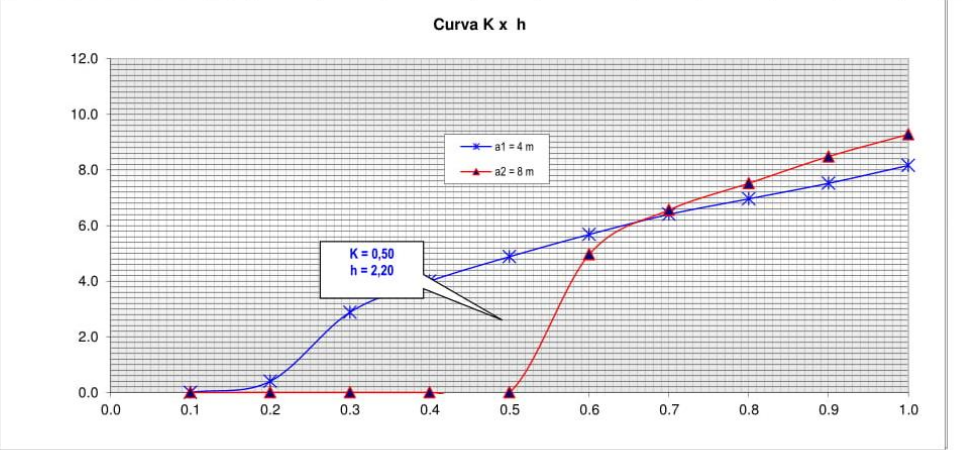
**ESTRATIFICACIÓN DEL SUELO**



Medición de Campo	a (m)	2	4	6	8
	$\rho(a)$ ( $\Omega.m$ )		607	895	1,300

$a_1 = 4$	K	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
$\rho_1/\rho(a_1) = 0.678$	h/a	0.00	0.05	0.36	0.50	0.61	0.71	0.80	0.87	0.94	1.02
	h (m)	0.00	0.40	2.88	4.00	4.88	5.68	6.40	6.96	7.52	8.16

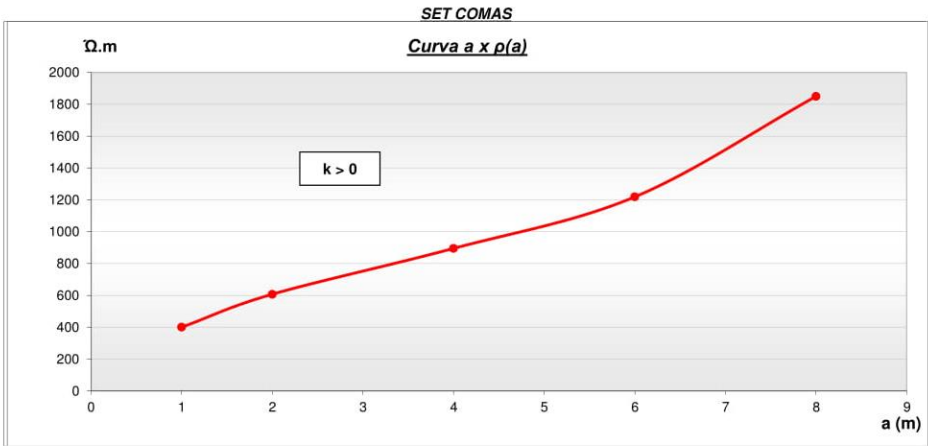
$a_2 = 8$	K	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
$\rho_1/\rho(a_1) = 0.328$	h/a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.41	0.47	0.53	0.58
	h (m)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.96	6.56	7.52	8.48	9.28



**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISION 33KV  
DE LAS LOCALIDADES COMAS – ANDAMARCA - 2019**

**CALCULO DE RESISTIVIDAD ELECTRICA DEL TERRENO**

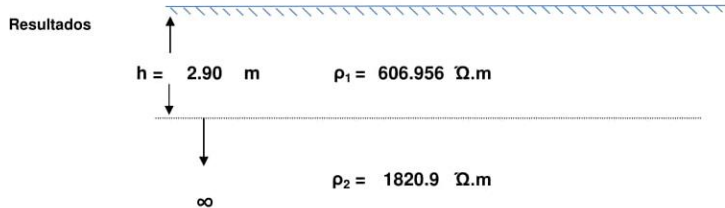
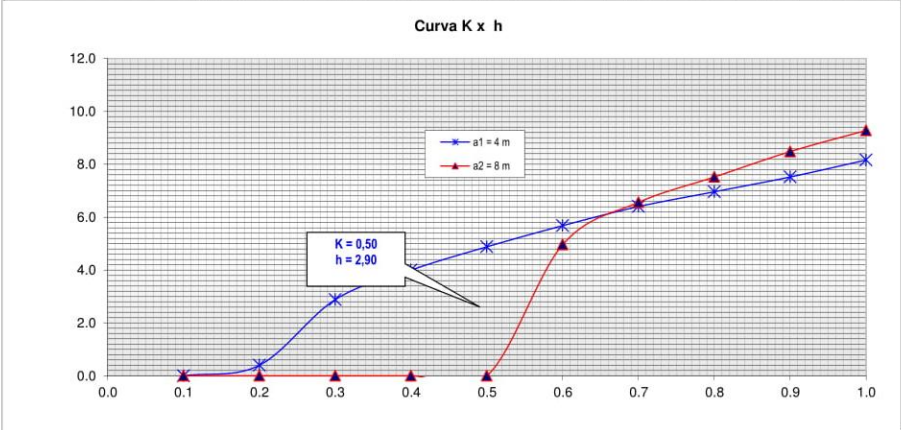
**ESTRATIFICACIÓN DEL SUELO**



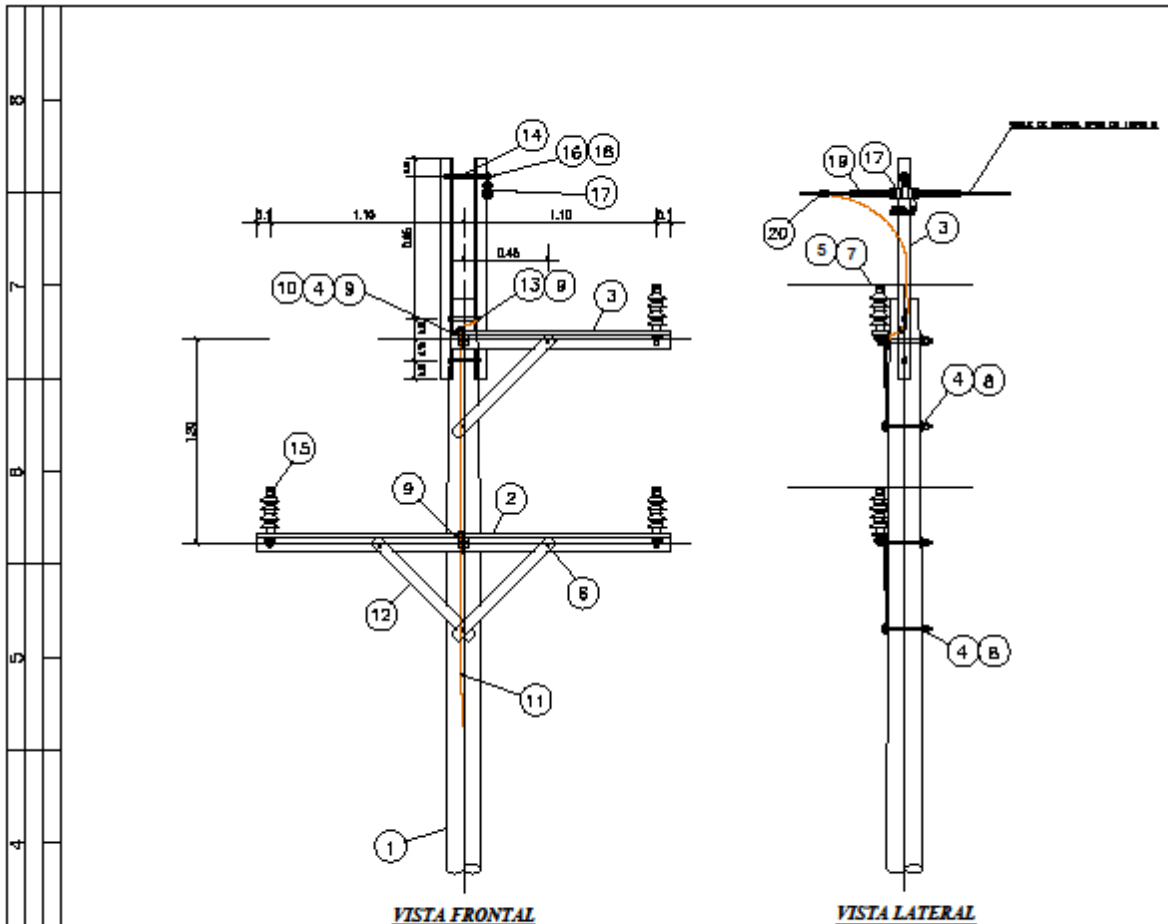
Medición de Campo	a (m)	2	4	6	8
	$\rho(a)$ ( $\Omega.m$ )	607	895	1,219	1,850

$a_1 = 4$	K	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
$\rho_1/\rho(a_1) = 0.678$	h/a	0.00	0.05	0.36	0.50	0.61	0.71	0.80	0.87	0.94	1.02
	h (m)	0.00	0.40	2.88	4.00	4.88	5.68	6.40	6.96	7.52	8.16

$a_2 = 8$	K	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
$\rho_1/\rho(a_1) = 0.328$	h/a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.41	0.47	0.53	0.58
	h (m)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.96	6.56	7.52	8.48	9.28

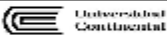


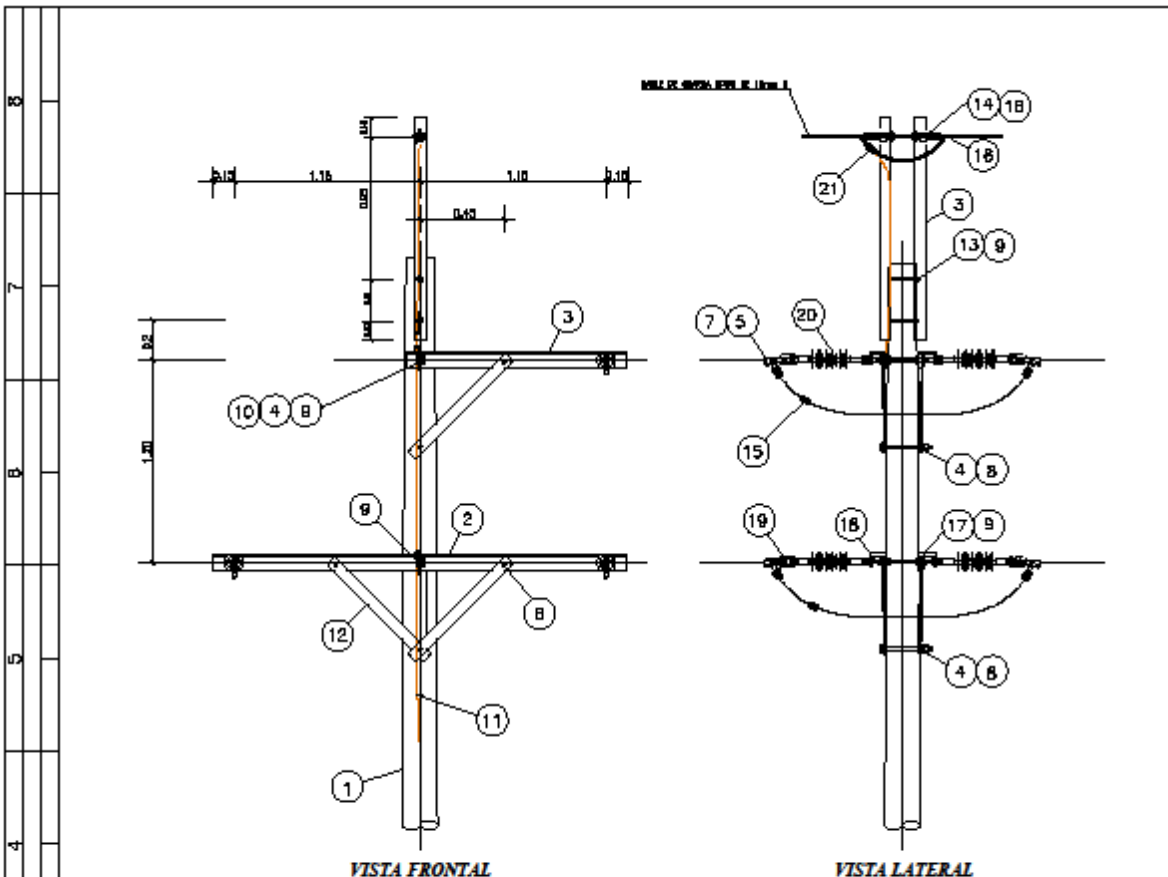
# ARMADOS LÍNEA COMAS - MATAPA



NOTA :  
- Las dimensiones en m

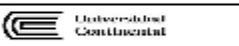
ITEM	DESCRIPCION	CANT
20	CONECTOR DOBLE VIA BIMETALICO PARA AGERO 70 mm <sup>2</sup> Y COBRE 25 mm <sup>2</sup>	1
19	VARILLA PREFORMADA PARA CABLE DE GUARDA OPGW DE 10mm Ø	1
18	ADAPTADOR TIPO LIRA (GRILLETE) DE A*G* DE 18 mm Ø x 76 mm DE LONGITUD	1
17	GRAPA DE SUSPENSION PARA CABLE DE GUARDA OPGW DE 10mm Ø	1
16	TUERCA OJO DE A* G* DE 18mmØ	1
15	AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN DE 46 kV INCL. ESPIGA Y/O SOPORTE PARA CRUCETA	3
14	PERNO DOBLE ARMADO A*G* DE 18mmØ x 456mm LONG. C/T Y CT	1
13	PERNO MAQUINADO A*G* DE 18mmØ x 456mm LONG. 152mm MAQUINADO C/T Y CT	2
12	BRAZO SOPORTE (RIOSTRA) DE PERFIL ANGULAR A*G*, 38 x 38 x 6mm. SECCION, 710mm.	3
11	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDD CABLE TEMPLE BLANDO 7 HILOS, DE 25 mm <sup>2</sup>	6m
10	PLANCHA DE COBRE TIPO "J" PARA PUESTA A TIERRA	3
9	ARANDELA CUADRADA PLANA DE A*G* 57x57x5mm, HUECO 18mmØ	12
8	ARANDELA CUADRADA CURVA DE A*G* 57x57x5mm, HUECO 18mmØ	4
7	VARILLA DE ARMAR SIMPLE DE AI - AI PARA CONDUCTOR DE 70 mm <sup>2</sup> AAC	3
6	PERNO MAQUINADO DE A*G*, 13mmØ x 51mm LONG., ROSCADO CON TUERCA Y CONTRATUERCA	3
5	ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 16 mm <sup>2</sup>	7.5m
4	PERNO MAQUINADO A*G* DE 18mmØ x 508mm LONG. 152mm MAQUINADO C/T Y CT	4
3	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A*G* DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 1400 mm DE LONG.	3
2	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A*G* DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 2600 mm DE LONG.	1
1	MADERA TRATADA O PRFV DE 13m	1

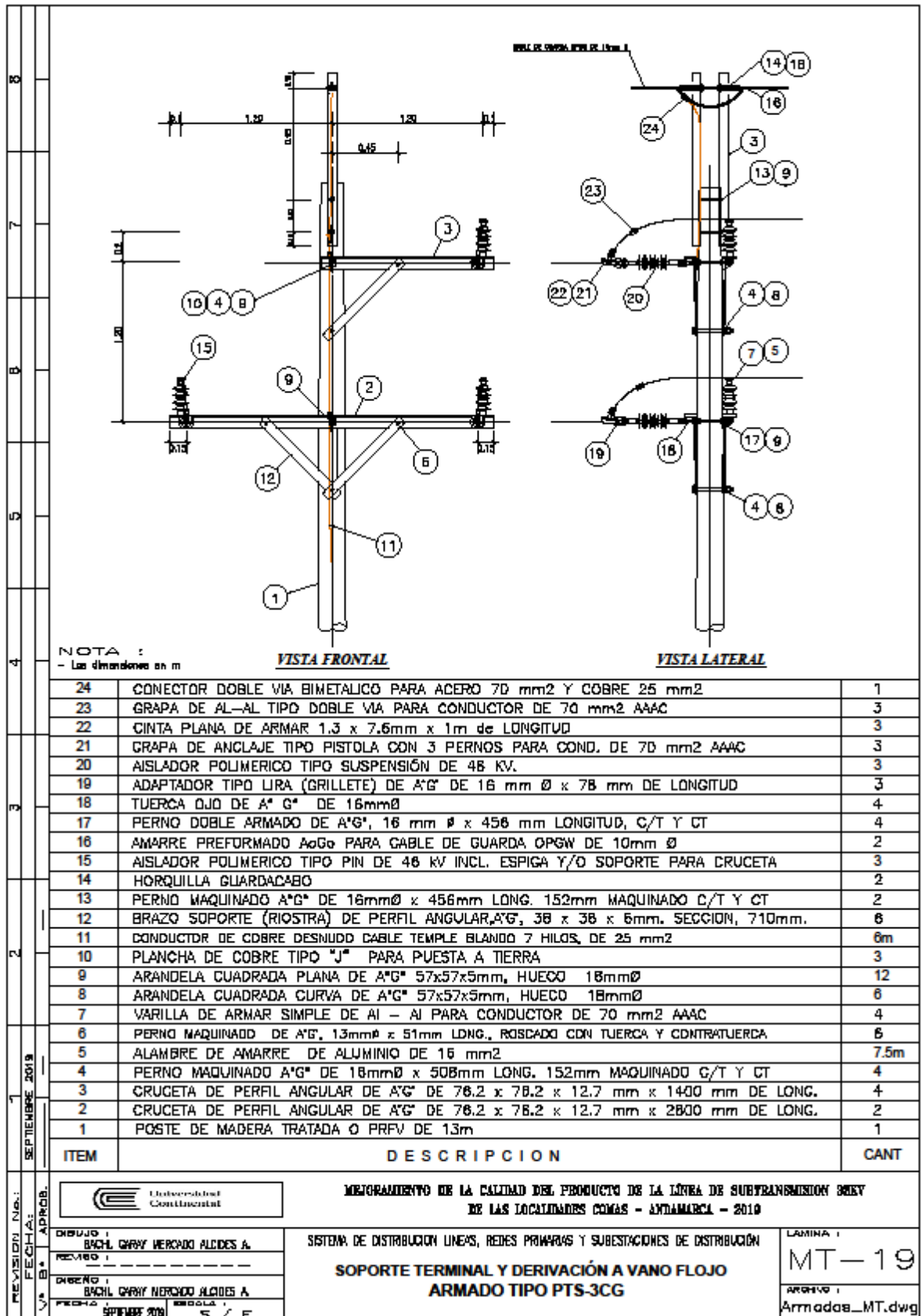
REVISION No.: FECHA: 14 DE SEPTIEMBRE 2019 APROB.: DISEÑO: BACH. GRIFF MERCADO ALDES A. FECHA: 14 DE SEPTIEMBRE 2019	 Universidad Constituyente	MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISION BREV DE LAS LOCALIDADES COMAS - ANDAMARCA - 2010	LAMINA: MT-17 ARCHIVO: Armadas_MT.dwg
	SISTEMA DE DISTRIBUCION LINEAS, REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION		
	SOPORTE ALINEAMIENTO (0°-5°) ARMADO TIPO PS1-3CG		
	5 / E		

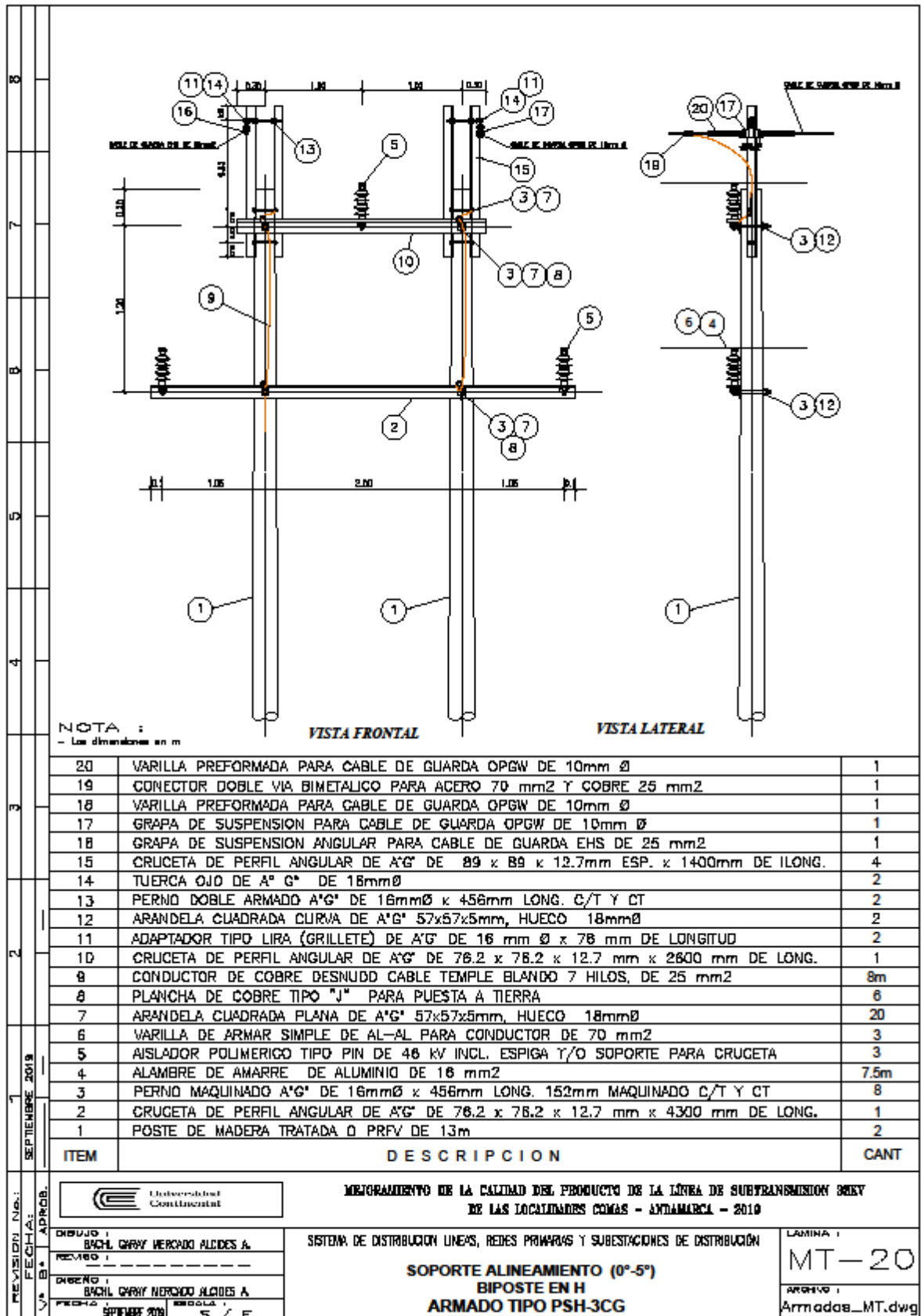


NOTA :  
- Las dimensiones en m

21	CONECTOR DOBLE VIA BIMETALICO PARA ACERO 70 mm <sup>2</sup> Y COBRE 25 mm <sup>2</sup>	1
20	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION DE 46 KV.	6
19	ADAPTADOR TIPO LIRA (GRILLETE) DE A"G DE 16 mm Ø x 78 mm DE LONGITUD	6
18	TUERCA DJO DE A" G" DE 16mmØ	4
17	PERNO DOBLE ARMADO DE A"G", 16 mm Ø x 456 mm LONGITUD, C/T Y CT	4
16	AMARRE PREFORMADO AOG PARA CABLE DE GUARDA OPGW DE 10mm Ø	2
15	GRAPA DE AL-AL TIPO DOBLE VIA PARA CONDUCTOR DE 70 mm <sup>2</sup> AAAC	3
14	HORQUILLA GUARDACABO	2
13	PERNO MAQUINADO A"G" DE 16mmØ x 456mm LONG. 152mm MAQUINADO C/T Y CT	2
12	BRAZO SOPORTE (RIOSTRA) DE PERFIL ANGULAR, A"G, 38 x 38 x 6mm. SECCION, 710mm.	6
11	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDD CABLE TEMPLE BLANDO 7 HILOS, DE 25 mm <sup>2</sup>	6m
10	PLANCHA DE COBRE TIPO "J" PARA PUESTA A TIERRA	3
9	ARANDELA CUADRADA PLANA DE A"G" 57x57x5mm, HUECO 18mmØ	12
8	ARANDELA CUADRADA CURVA DE A"G" 57x57x5mm, HUECO 18mmØ	6
7	CINTA PLANA DE ARMAR 1.3 x 7.6mm x 1m de LONGITUD	6
6	PERNO MAQUINADO DE A"G, 13mmØ x 51mm LDNG., ROSCADO CON TUERCA Y CONTRATUERCA	6
5	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA CON 3 PERNOS PARA COND. DE 70 mm <sup>2</sup> AAAC	6
4	PERNO MAQUINADO A"G" DE 18mmØ x 508mm LONG. 152mm MAQUINADO C/T Y CT	4
3	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A"G DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 1400 mm DE LONG.	4
2	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A"G DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 2800 mm DE LONG.	2
	POSTE DE MADERA TRATADA Ø PRFV DE 13m	1
ITEM	DESCRIPCION	CANT

REVISION No.: FECHA: APROB. DISEÑO: PROY.		<b>MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISION BREV          DE LAS LOCALIDADES COMAS - ANDAMARCA - 2019</b>	LAMINA : <b>MT-18</b> ARCHIVO : Armadas_MT.dwg
	DIBUJO : BACH. QWRY NERCHOD ALDICE A.	SISTEMA DE DISTRIBUCION LINEAS, REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	
	RECIBO : _____	<b>SOPORTE DOBLE ANCLAJE          ARMADO TIPO PR3-3CG</b>	
	DISEÑO : BACH. QWRY NERCHOD ALDICE A. FECHA: SEPTIEMBRE 2019	S / E	





MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISION 0KV  
DE LAS LOCALIDADES COMAS - AYDAMARCA - 2010

SISTEMA DE DISTRIBUCION LINEAS, REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

**SOPORTE ALINEAMIENTO (0°-5°)  
BIPOSTE EN H  
ARMADO TIPO PSH-3CG**

LAMINA :  
**MT-20**  
ARCHIVO :  
Armadas\_MT.dwg

REVISION No.:  
FECHA:  
SEPTIEMBRE 2010

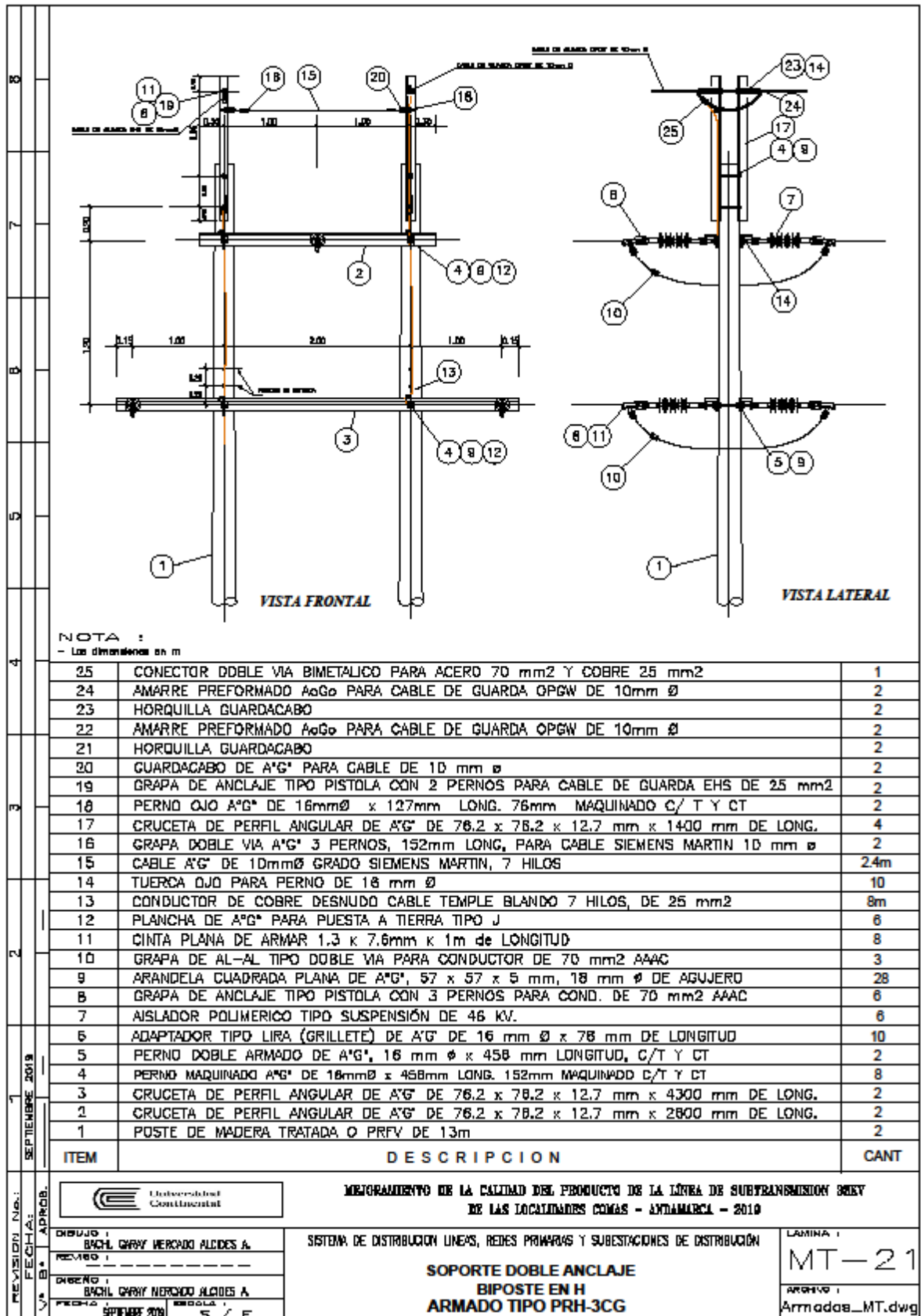
APROB.  
B. B.

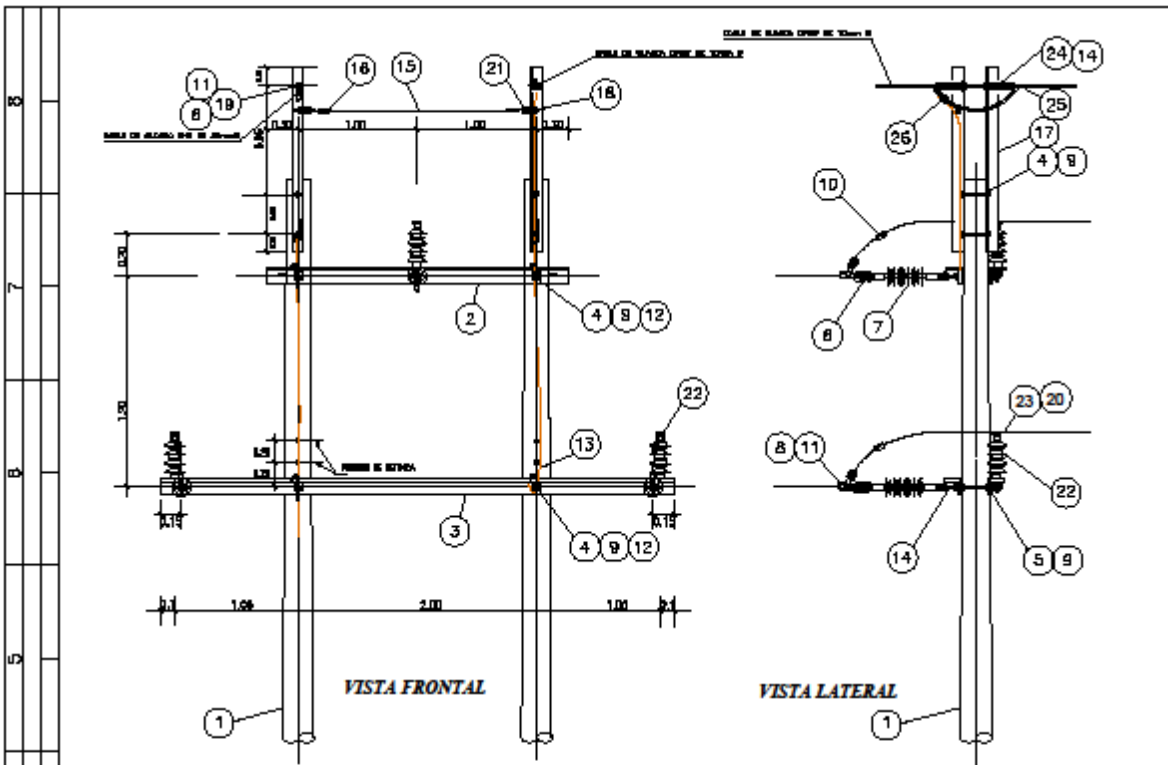
UNIVERSIDAD  
CONTINGENT

DIBUJO :  
BACH. GARY NERCEO ALCIDES A.  
REVISO :  
DISEÑO :  
BACH. GARY NERCEO ALCIDES A.  
FECHA :  
SEPTIEMBRE 2010

BOGOTA S / E







NOTA :  
- Las dimensiones en m

26	CONECTOR DOBLE VIA BIMETALICO PARA ACERO 70 mm <sup>2</sup> Y COBRE 25 mm <sup>2</sup>	1
25	AMARRE PREFORMADO A6060 PARA CABLE DE GUARDA OPGW DE 10mm Ø	2
24	HORQUILLA GUARDACABO	2
23	ALAMBRE DE AMARRE DE ALUMINIO DE 16 mm <sup>2</sup>	7.5m
22	AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN DE 46 kV INCL. ESPIGA Y/O SOPORTE PARA CRUCETA	3
21	GUARDACABO DE A*G* PARA CABLE DE 10 mm Ø	2
20	VARILLA DE ARMAR SIMPLE DE AL-AL PARA CONDUCTOR DE 70 mm <sup>2</sup>	3
19	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA CON 2 PERNOS PARA CABLE DE GUARDA EHS DE 25 mm <sup>2</sup>	2
18	PERNO OJO A*G* DE 16mmØ x 127mm LONG. 76mm MAQUINADO C/ T Y CT	2
17	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A*G* DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 1400 mm DE LONG.	4
16	GRAPA DOBLE VIA A*G* 3 PERNOS, 152mm LONG, PARA CABLE SIEMENS MARTIN 10 mm Ø	2
15	CABLE A*G* DE 10mmØ GRADO SIEMENS MARTIN, 7 HILOS	2.4m
14	TUERCA OJO PARA PERNO DE 16 mm Ø	7
13	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO CABLE TEMPLE BLANDO 7 HILOS, DE 25 mm <sup>2</sup>	8m
12	PLANCHA DE A*G* PARA PUESTA A TIERRA TIPO J	6
11	CINTA PLANA DE ARMAR 1.3 x 7.6mm x 1m DE LONGITUD	5
10	GRAPA DE AL-AL TIPO DOBLE VIA PARA CONDUCTOR DE 70 mm <sup>2</sup> AAAC	3
9	ARANDELA CUADRADA PLANA DE A*G*, 57 x 57 x 5 mm, 18 mm Ø DE AGUJERO	28
8	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA CON 3 PERNOS PARA COND. DE 70 mm <sup>2</sup> AAAC	3
7	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION DE 46 kV	3
6	ADAPTADOR TIPO LIRA (GRILLETE) DE A*G* DE 16 mm Ø x 78 mm DE LONGITUD	5
5	PERNO DOBLE ARMADO DE A*G*, 16 mm Ø x 458 mm LONGITUD, C/T Y CT	5
4	PERNO MAQUINADO A*G* DE 16mmØ x 458mm LONG. 152mm MAQUINADO C/T Y CT	8
3	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A*G* DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 4300 mm DE LONG.	2
2	CRUCETA DE PERFIL ANGULAR DE A*G* DE 76.2 x 76.2 x 12.7 mm x 2800 mm DE LONG.	2
1	POSTE DE MADERA TRATADA Ø PRFV DE 13m	2
ITEM	DESCRIPCION	CANT

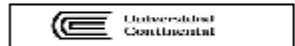
REVISION No.:  
FECHA:  
DIBUJO:  
PROYECTO:

SEPTIEMBRE 2019

APROB.:

SEPTEMBER 2019

S / E



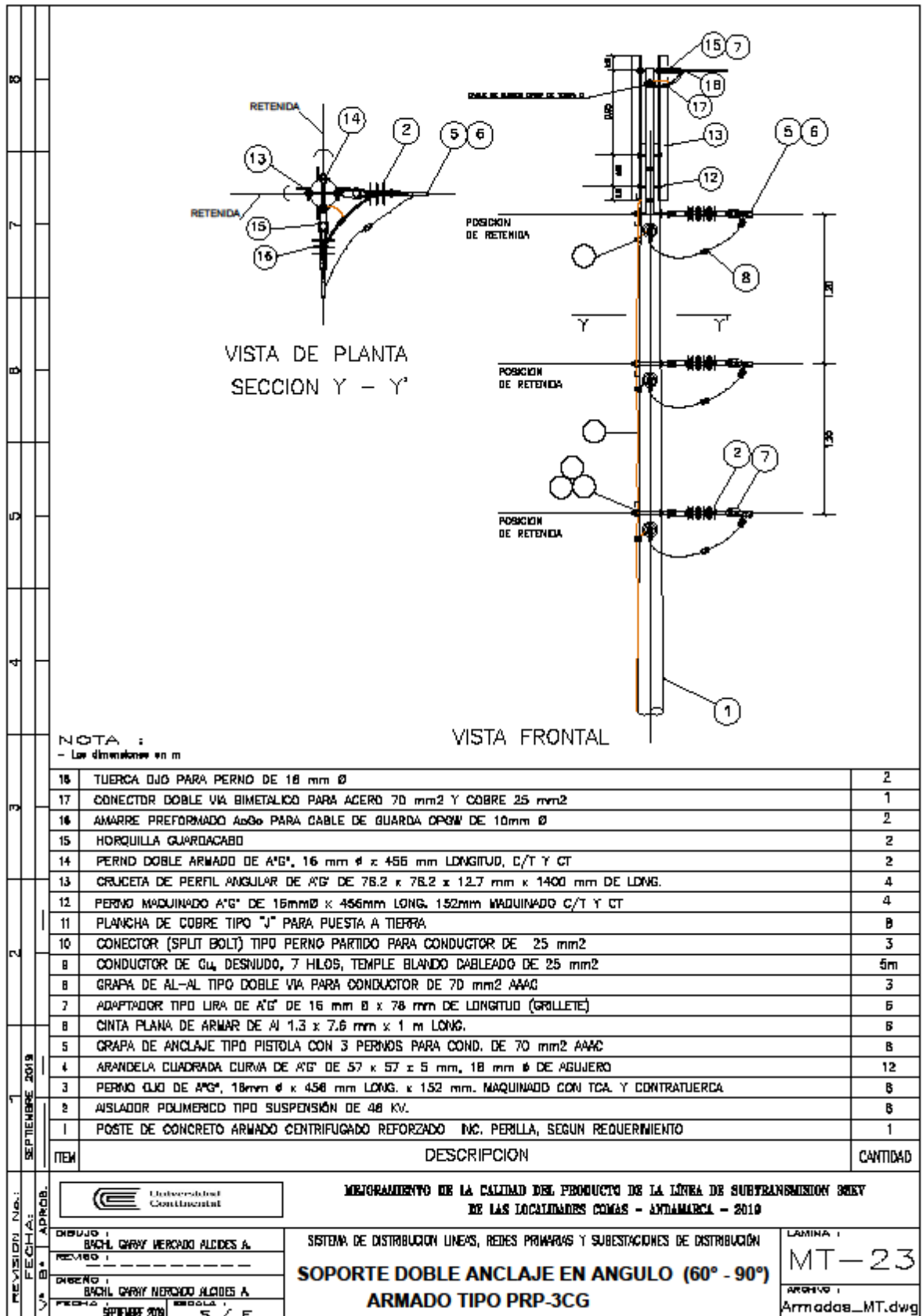
MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN BREV DE LAS LOCALIDADES COMAS - ANDAMARCA - 2019

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LÍNEAS, REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

**SOPORTE TERMINAL Y DERIVACIÓN A VANO FLOJO BIPOSTE EN H ARMADO TIPO PTH-3CG**

LAMINA :  
**MT-22**

ARCHIVO :  
Armadas\_MT.dwg



REVISION No.:  
FECHA:  
APROB.

  
 DIBUJO: BACH. GARY MERCADO ALCIDES A.  
 REVISO: \_\_\_\_\_  
 DISEÑO: BACH. GARY MERCADO ALCIDES A.  
 FECHA: SEPTIEMBRE 2019

**MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MIXTA DE LAS LOCALIDADES COMAS - ANDAMARCA - 2019**  
 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LÍNEAS, REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN  
**SOPORTE DOBLE ANCLAJE EN ANGULO (60° - 90°)**  
**ARMADO TIPO PRP-3CG**

LAMINA: **MT-23**  
 ARCHIVO: Armadas\_MT.dwg

