



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA  
INGENIERÍA Y APLICADAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS  
DE POTENCIA**

**TESIS DE GRADO**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON  
CONDUCTOR AISLADO PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN  
EL BATÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL  
CENTRO NORTE S.A.”**

Tesis presentada previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en  
Sistemas Eléctricos de Potencia

**AUTOR:**

URRUTIA PAREDES MAURICIO XAVIER

**DIRECTOR DE TESIS:**

ING. ELÉC. HÉCTOR ANÍBAL BARRERA

**ASESOR METODOLÓGICO:**

LIC. SUSANA PALLASCO

# FORMULARIO DE LA APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, el postulante:

- Urrutia Paredes Mauricio Xavier

Con la tesis, cuyo título es: **“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN EL BATÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”**

Ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al **Acto de Defensa de Tesis** en la fecha y hora señalada.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 19 de enero del 2015.

Para constancia firman:



Ing. Ángel León  
**PRESIDENTE**



Dr. Marcelo Bautista  
**MIEMBRO**



Ing. Franklin Medina



Ing. Héctor Barrera

## AUTORÍA

Yo, Urrutia Paredes Mauricio Xavier declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

La responsabilidad de esta tesis de grado me corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la Universidad Técnica de Cotopaxi.



---

Urrutia Paredes Mauricio Xavier

C.I. 180462281-7

## AVAL DE DIRECTOR DE TESIS

En calidad de Directo de Trabajo de Investigación sobre el tema:

“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN EL BATÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”

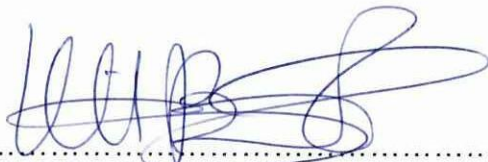
Del señor estudiante Urrutia Paredes Mauricio Xavier; postulante de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia,

### CERTIFICO QUE:

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos- técnicos necesarios para ser sometidos a la **Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis** que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 20 de enero del 2015.

EL DIRECTOR



Ing. Héctor Aníbal Barrera Flores  
**DIRECTOR DE TESIS**

## AVAL DE ASESOR METODOLÓGICO

En calidad de Asesor Metodológico del Trabajo de Investigación sobre el tema:

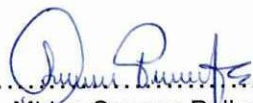
“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN EL BATÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”

Del señor estudiante Urrutia Paredes Mauricio Xavier; postulante de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia,

### **CERTIFICO QUE:**

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos - técnicos necesarios para ser sometidos a la **Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis** que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 19 de enero del 2015.



.....  
Lic. Mirian Susana Pallasco Venegas

**ASESOR METODOLÓGICO**

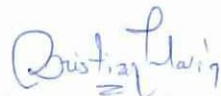
## CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

En calidad de Director de Planificación de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., a petición verbal del interesado certifico que:

El Sr. Urrutia Paredes Mauricio Xavier, portador de la cédula de ciudadanía N° 180462281-7, realizó la Tesis de Grado con el tema: **“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN EL BATÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”** bajo la supervisión de este Departamento, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por la E.E.A.S.A.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando al interesado, hacer uso de este documento en forma de que estimen conveniente.

Atentamente,



**Director de Planificación (E)**

**Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.**



El presente trabajo de investigación está dedicado a quienes son mi guía y apoyo, y han confiado en este trabajo; todos ellos forman parte vertebral de este esfuerzo.

A mi madre Rocío por haber dedicado toda su vida para que los sueños de su hijo se hagan realidad, y haberme apoyado en todas mis decisiones, gracias por su apoyo de cada día y su comprensión ante los momentos difíciles de mi vida.

A mis tías Edna y Eugenia, indudablemente su ayuda ha sido necesaria, ya que gracias a su apoyo incondicional y confianza invertida en mí en todo momento, estoy creciendo como profesional.

A mis primos y amigos, que en circunstancias difíciles han dedicado su tiempo con consejos y palabras de aliento para poder concluir este trabajo.

*Mauricio...*

Agradezco a Dios por el enriquecimiento espiritual alcanzado mediante y durante el transcurso de mi carrera; esta tesis es fruto vivo de su misericordia.

A mi madre, tías, primos y amigos, quienes han sido participes activos en el caminar de mi vida. Ellos han sabido hablarme con sabiduría para salir adelante ante las adversidades.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, por haber permitido forjarme en la carrera de Ingeniería Eléctrica y a mis profesores quienes con el don de la enseñanza me han permitido absorber todos los conocimientos necesarios para el crecimiento de mi profesión.

A la Empresa Eléctrica Ambato por haber apoyado y colaborado con el desarrollo de este trabajo de investigación, especialmente al Departamento de Planificación y Departamento de Diseño y Construcción.

Al Ing. Kléver Mayorga † quien fue el mentor de esta tesis. Un especial agradecimiento al Ing. Héctor Barrera por haber aceptado ser el Director de esta tesis, gracias a su ayuda, apoyo y dedicación hemos podido continuar y finalizar el estudio de este trabajo. A la Ing. Susana Pallasco por su infinita colaboración como asesora metodológica de esta tesis.

A todos quienes han compartido buenos y malos momentos durante el transcurso de mi vida tanto personal como profesional, ha sido un honor conocerlos, expreso mi infinito agradecimiento.

FORMULARIO DE LA APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO.....	II
AUTORÍA .....	III
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS .....	IV
CERTIFICACIÓN DEL ASESOR METODOLÓGICO.....	V
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A. ....	VI
DEDICATORIA .....	VII
AGRADECIMIENTO .....	VIII
ÍNDICE GENERAL .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XVIII
RESUMEN .....	XX
ABSTRACT.....	XXI
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	XXII
INTRODUCCIÓN .....	XXIII

**CAPÍTULO I.....** 1

1. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA .....

1.1. Hipótesis.....2

1.2. Línea de Transmisión de Energía Eléctrica.....2

1.3. Línea de Subtransmisión de Energía Eléctrica .....

1.4. Subestación eléctrica..... 3

1.6.1.	Conductores .....	4
1.6.1.1.	Tipos de conductores .....	4
1.6.1.1.1	AAC: Conductor de Aluminio (All Aluminium Conductor) ..	5
1.6.1.1.2	AAAC: Conductor de Aleaciones de Aluminio (All Aluminium Alloy Conductor) .....	5
1.6.1.1.3	ACSR: Conductor de Aluminio con Aleación de Acero (Aluminium Conductor Steel Reinforced) .....	5
1.6.1.1.4	ACAR: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación (Aluminium Conductor Alloy Reinforced) .....	5
1.6.1.2.	Clasificación de los conductores .....	6
1.6.1.2.1.	Aislado .....	6
1.6.1.2.2.	Anular .....	6
1.6.1.2.3.	Apantallado .....	6
1.6.1.2.4.	Axial .....	6
1.6.1.2.5.	Cables .....	7
1.6.2.	Aisladores .....	7
1.6.3.	Soportes o estructuras .....	8
1.6.3.1.	Postes .....	8
1.6.3.2.	Torres .....	9
1.7.	Constantes características fundamentales por kilómetro de línea .....	9
1.7.1.	Resistencia eléctrica .....	9
1.7.2.	Coefficiente de autoinducción o inductancia .....	10
1.7.3.	Capacidad .....	12
1.7.4.	Conductancia o perditancia .....	13
1.8.	Constantes características derivadas de las fundamentales por kilómetro de línea .....	14

1.8.5.	Impedancia .....	13
1.8.4.	Admitancia .....	15
1.9.	Cálculo eléctrico de líneas de transporte de energía .....	16
1.9.1.	Voltaje e intensidad de corriente.....	16
1.9.2.	Impedancia característica o natural de una línea.....	17
1.9.3.	Ángulo característico o complejo de una línea .....	17
1.9.4.	Potencia característica o natural de una línea .....	18
1.10.	Representación de una línea de transporte de energía eléctrica .....	18
1.10.1.	Líneas cortas.....	18
1.10.2.	Líneas medianas.....	19
1.10.3.	Líneas largas.....	20
1.11.	Constantes auxiliares de las líneas .....	21
1.12.	Regulación de voltaje .....	22
1.13.	Eficiencia de transmisión o Rendimiento.....	23
1.14.	Cálculo mecánico de cables de conductores .....	24
1.14.1.	Ecuación general de un hilo tendido entre dos puntos y flecha ...	24
1.14.2.	Ecuación de cambio de condiciones .....	25
1.14.3.	Peso de un cable.....	27
1.14.4.	Sobrecargas en los cables.....	27
1.14.5.	Sobrecarga de viento .....	27
1.14.6.	Coefficiente de sobrecarga .....	28
1.14.7.	Coefficiente de seguridad .....	29
1.14.8.	Vano ideal de regulación.....	30
1.14.9.	Distancia de seguridad .....	30
1.14.10.	Vano máximo admisible .....	31
1.14.11.	Vano crítico .....	32
1.15.	Cables de fibra óptica.....	33

2.	ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	35
2.1.	Aspectos generales de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.	35
2.1.1.	Antecedentes históricos de la empresa	35
2.1.2.	Misión	36
2.1.3.	Visión	36
2.1.4.	Principios	36
2.1.5.	Infraestructura tecnológica	37
2.2.	Recolección y tabulación de datos	37
2.2.1.	Encuesta	37
2.2.2.	Análisis de resultados de la encuesta aplicada a los técnicos de los departamentos de: Planificación, Operación y Mantenimiento, y Diseño y Construcción de la EEASA	38
2.3.	Capacidad del sistema de subtransmisión para aportar energía a la subestación El Batán	45
2.4.	Verificación de la hipótesis	49
2.4.1.	Formulación de la hipótesis	49

**CAPÍTULO III**.....53

3.	DISEÑO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO QUE ENERGIZARÁ LA SUBESTACIÓN EL BATÁN	53
3.1.	Justificación	53
3.2.	Objetivos	54
3.2.1.	Objetivo General	54
3.2.2.	Objetivos Específicos	55
3.3.	Sistema de subtransmisión de la EEASA	55

subtransmision 69 KV de la EEASA.....	50
3.5. Subestaciones y Alimentadores.....	57
3.6. Cargabilidad de las subestaciones de la EEASA.....	59
3.6.1. Estado actual de la demanda máxima de los alimentadores en estudio de la zona centro de Ambato .....	59
3.7. Determinación de la capacidad de la subestación El Batán .....	60
3.8. Selección de la ruta de la línea de subtransmisión .....	61
3.8.1. Ruta alternativa 1 .....	61
3.8.2. Ruta alternativa 2 .....	62
3.8.3. Ruta alternativa 3 .....	62
3.8.4. Planteamiento de la ruta óptima.....	62
3.8.5. Puntos de afectación de la ruta óptima.....	63
3.8.6. Puntos de incidencia del trazado de la nueva línea de subtransmisión .....	64
3.9. Selección del conductor.....	65
3.10. Cálculos mecánicos .....	65
3.10.1. Selección del Cable mensajero.....	65
3.10.1.1. Ecuación de cambio de estado .....	66
3.10.1.2. Cálculo de tensión y flecha en diferentes estados.....	68
3.10.1.2.1. Calculo del peso total que soportará el mensajero considerando diferentes tipos de cables elegidos para esta función .....	68
3.10.1.3. Criterios considerados para el cálculo mecánico .....	70
3.10.1.3.1. CRITERIO A).- De temperatura. ....	70
3.10.1.3.2. CRITERIO B).- De viento.....	70
3.10.1.3.3. CRITERIO C).- De temperatura.....	70
3.10.1.4. Cálculo de tensiones y flechas .....	71

3.11.1.	Distancia mínima de seguridad vertical del conductor sobre el nivel del suelo .....	79
3.11.2.	Distancias de seguridad de conductores a edificaciones.....	79
3.11.3.	Distancia entre líneas de 69 kV y 13,8 kV.....	81
3.11.4.	Derecho de vía.....	82
3.12.	Postes y torres.....	82
3.13.	Estructuras y montajes tipo para redes aéreas a 69 kV para el sistema de cable aéreo protegido y espaciadores.....	83
3.13.1.	Elementos de las estructuras .....	83
3.14.	Resistencia de puesta a tierra.....	88
3.14.1.	Resistencia de puesta a tierra para estructuras de soporte.....	88
3.14.1.1.	Puesta a tierra simple .....	90
3.14.1.2.	Contrapeso horizontal .....	90
3.15.	Subestación de seccionamiento .....	91
3.15.1.	Justificación de la Localización .....	91
3.15.2.	Resistencia de puesta a tierra de la subestación de seccionamiento	92
3.15.2.1.	Elección de la malla .....	93
3.15.3.	Análisis de resultados.....	97
3.16.	Factibilidad técnica económica del proyecto .....	98
3.16.1.	Análisis técnico .....	98
3.16.1.1.	Momento eléctrico .....	98
3.16.2.	Análisis económico .....	101
3.16.3.	Pérdidas técnicas .....	102
3.16.4.	Evaluación del proyecto.....	103
3.16.4.1.	Valor actual neto, VAN.....	104
3.16.4.2.	Tasa interna de retorno, TIR .....	104

<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>107</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>109</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>111</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>113</b>

TABLA No. 1: RESUMEN DE FÓRMULAS DEL RADIO EQUIVALENTE Y EL COEFICIENTE DE AUTOINDUCCIÓN, CON FASES SIMPLES Y MÚLTIPLES .....	11
TABLA No. 2: RESUMEN DE FÓRMULAS DE LA CAPACIDAD CON FASES SIMPLES Y MÚLTIPLES .....	13
TABLA No. 3: CONSTANTES ABCD DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA (POR FASE).....	22
TABLA No. 4: PREGUNTA 1, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	38
TABLA No. 5: PREGUNTA 2, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	39
TABLA No. 6: PREGUNTA 3, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	40
TABLA No. 7: PREGUNTA 4, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	41
TABLA No. 8: PREGUNTA 5, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	42
TABLA No. 9: PREGUNTA 6, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	43
TABLA No. 10: PREGUNTA 7, VALORACIÓN DE OPCIONES .....	44
TABLA No. 11: DEMANDA MÁXIMA POR SUBESTACIONES EN KW .....	46
TABLA No. 12: VOLTAJE EN BARRAS DE 69 KV .....	46
TABLA No. 13: CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN .....	47
TABLA No. 14: CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES .....	48
TABLA No. 15: TABLA DE ENCUESTAS .....	50
TABLA No. 16: CÁLCULO CHI – CUADRADO.....	50
TABLA No. 17: TABLA DE DISTRIBUCIÓN CHI - CUADRADO .....	51
TABLA No. 18: SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES.....	57
TABLA No. 19: DEMANDA MÁXIMA Y CAPACIDAD POR SUBESTACIONES .....	59
TABLA No. 20: DEMANDA MÁXIMA DE ALIMENTADORES, ZONA CENTRO .....	60

TABLA No. 23: ESPECIFICACIONES MECANICAS DEL CABLE ECOLÓGICO AAC Y MENSAJERO .....	71
TABLA No. 24: TENSIONES Y FLECHAS - CABLE MENSAJERO ALUMOWELD (AW) 19 No. 8 AW .....	71
TABLA No. 25: TENSIONES Y FLECHAS- CABLE DE GUARDIA DE FIBRA ÓPTICA OPGW .....	72
TABLA No. 26: TENSIONES Y FLECHAS - CABLE DE GUARDIA DE FIBRA ÓPTICA OPGW CON TUBO DE ALUMINIO EXTRUÍDO .....	72
TABLA No. 27: TENSIONES Y FLECHAS - FIBRA ÓPTICA MONOMODO ADSS DE 24 HILOS .....	73
TABLA No. 28: TENSIONES Y FLECHAS EN VARIACIONES DE 5 METROS DE VANO PARA EL CABLE MENSAJERO ALUMOWELD (AW) 19 No. 8 AW .....	74
TABLA No. 29: TENSIONES Y FLECHAS EN VARIACIONES DE 5 METROS DE VANO PARA FIBRA ÓPTICA MONOMODO ADSS DE 24 HILOS.....	75
TABLA No. 30: DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES A EDIFICACIONES Y OTRAS INSTALACIONES .....	80
TABLA No. 31: LECTURAS DEL MEDIDOR DIGITAL DE TIERRAS 4500.88	
TABLA No. 32: REQUERIMIENTOS DE PUESTA A TIERRA .....	91
TABLA No. 33: RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	106

FIGURA No. 1: CONDUCTORES DE FASES MÚLTIPLES O EN HAZ .....	12
FIGURA No. 2: REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA.....	16
FIGURA No. 3: CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA CORTA .....	19
FIGURA No. 4: CIRCUITO NOMINAL-PI.....	20
FIGURA No. 5: CIRCUITO NOMINAL-T .....	20
FIGURA No. 6: PARÁMETROS DISTRIBUIDOS.....	21
FIGURA No. 7: RED DE DOS PUERTOS O CUADRIPOLO.....	21
FIGURA No. 8: CATENARIA Y FECHA DE UN HILO TENDIDO ENTRE DOS PUNTOS.....	25
FIGURA No. 9: PESO APARENTE DE UN CABLE CON SOBRECARGA DE VIENTO.....	28
FIGURA No. 10: PREGUNTA 1, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	38
FIGURA No. 11: PREGUNTA 2, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	39
FIGURA No. 12: PREGUNTA 3, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	40
FIGURA No. 13: PREGUNTA 3, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	41
FIGURA No. 14: PREGUNTA 5, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	42
FIGURA No. 15: PREGUNTA 6, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	44
FIGURA No. 16: PREGUNTA 7, OPCIONES DE PORCENTAJE .....	45
FIGURA No. 17: REPRESENTACIÓN CHI - CUADRADO.....	52
FIGURA No. 18: DISPOSICIÓN GEOGRÁFICA DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA .....	58
FIGURA No. 19: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA S/E EL BATÁN PARA EL AÑO 2023 .....	61
FIGURA No. 20: COMPORTAMIENTO DE TENSIÓN MECÁNICA Y FLECHA VS VANO DEL CABLE MENSAJERO AW .....	76
FIGURA No. 21: COMPORTAMIENTO DE TENSIÓN MECÁNICA Y FLECHA VS VANO .....	77

FIGURA No. 25: BRAZO DE SOPORTE.....	84
FIGURA No. 26: ESPACIADOR TRIFÁSICO.....	85
FIGURA No. 27: HORQUILLA CON PASADOR SC.....	86
FIGURA No. 28: GUARDACABO – HORQUILLA PARA SERVICIO PESADO .....	86
FIGURA No. 29: ALAMBRE PARA ATADURAS .....	87
FIGURA No. 30: AISLADOR DE POLIETILENO TIPO PIN.....	88
FIGURA No. 31: MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO- MEDIDOR DIGITAL DE TIERRAS 4500 .....	89
FIGURA No. 32: DISPOSICIÓN DE MALLA DE TIERRA DE LA NUEVA S/E DE SECCIONAMIENTO.....	98
FIGURA No. 33: SEPARACIÓN DE LOS CONDUCTORES PARA ESTRUCTURA COMPACTA.....	99

## RESUMEN

Debido a que la localización de los centros de generación de electricidad no necesariamente coincide con los centros de consumo, es necesario transportar a éstos la energía generada, para cumplir con este objetivo se utilizan las llamadas líneas de transmisión y subtransmisión que están interconectadas a través de subestaciones. El esquema tradicional para el diseño de líneas de subtransmisión aéreas está constituido por conductor no aislado, este tipo de red está siendo sustituido gradualmente debido a su bajo nivel de confiabilidad cuando es utilizado en áreas con alta densidad poblacional, zonas densamente boscosas, y donde se presentan instalaciones aéreas muy congestionadas. Hasta hace algunos años la única opción para la sustitución de las redes aéreas con conductores desnudos era la utilización de cables subterráneos. Este sistema garantiza la máxima confiabilidad en el suministro de energía, no obstante, aún con los avances actuales y con la reducción sensible de costos en los sistemas subterráneos, muchas veces ellos no pueden ser utilizados. La solución con mayor factibilidad para mantener la continuidad de servicio al presentarse estos inconvenientes, de tal forma que el desarrollo urbano y poblacional de la ciudad no atenten la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, es utilizar un nuevo esquema de diseño con conductor aéreo aislado. El desarrollo de este trabajo recoge como estudio el diseño de un tramo de aproximadamente 3 km de la línea de subtransmisión de 69 kV que energizará la subestación El Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, donde se evalúa la aplicación del conductor aislado y por consiguiente las estructuras de soporte adecuadas que se adapten a este nuevo esquema de subtransmisión.

## ABSTRACT

Because of the location of the centers of power generation does not necessarily match with the centers of consumption, it is necessary to transport to them the power generated, to fulfill with this objective the transmission and subtransmission lines are used which are interconnected through substations. The traditional system for the design of aerial subtransmission lines is constituted by uninsulated conductor, this type of network is gradually being replaced due to low level of reliability when it is used in areas with high population density, densely wooded areas, and where aerial installations are congested. A few years ago the only option for the replacement of aerial lines with uncovered conductors was the use of underground cables. This system ensures the maximum reliability in power supply, however, even with the current advances and a significant reduction in costs in underground systems sometimes, they can not be used. The most viable solution to maintain continuity of service by presenting these issues, so that the urban and demographic development of the city do not violate the continuity, reliability and quality of electricity service, a new design system will be used with aerial conductor isolated. The development of this work includes the design a length of about 3 km of line of subtransmission of 69 kV that will energize the El Batan substation in Electrical Company Ambato North Central Region S.A. where application of the insulated conductor is evaluated and consequently the appropriate supportive structures to adapt to this new sub-transmission scheme.

## ***AVAL DE TRADUCCIÓN***

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que: La traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por el señor Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas: **URRUTIA PAREDES MAURICIO XAVIER**, cuyo título versa “**DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN EL BATÁN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**”, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, 20 de enero del 2015

Atentamente,



Msc. Lic. Erika Borja

**DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS**

C.C. 050216109-4

El esquema tradicional de las redes eléctricas en el mundo, según la clasificación de los sistemas de transmisión y subtransmisión como medio de transporte de energía, son sistemas aéreos que están constituidos por conductores desnudos, este tipo de red está siendo sustituido gradualmente debido a su bajo nivel de confiabilidad cuando es utilizado en áreas con mayor densidad poblacional y la frecuente necesidad de podas predatorias de los árboles, debido a que el simple contacto del conductor desnudo con una rama puede provocar la salida de servicio de parte de la red, exigiendo la presencia constante de equipos de mantenimiento para el restablecimiento de la energía.

Con el fin de solucionar el problema expuesto, en el presente proyecto se plantea diseñar una línea de subtransmisión de 69 kV utilizando conductor aislado, para energizar la subestación el Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, ya que hasta el momento los sistemas de subtransmisión de energía eléctrica en Ecuador, particularmente los que son propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., están constituidos por líneas aéreas con conductores desnudos, es decir que no se han construido líneas aéreas utilizando cable aislado y tampoco líneas subterráneas, siendo este uno de los motivos por el cual la continuidad de servicio eléctrico se ve afectada ante diferentes tipos de falla en la línea y que afecta la continuidad de servicio a los clientes, representando pérdidas económicas para la Empresa Distribuidora encargada del suministro eléctrico, de tal forma que el desarrollo urbano y poblacional de la ciudad no atenten la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

Además, la energización de la subestación El Batán, significa ponerla en operación y consecuentemente traerá consigo ventajas tales como alivio de carga en los alimentadores del sistema, con lo cual se proporcionará maximizar la confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio del sistema de la Empresa

Marco Teórico donde se trata de manera general la fundamentación teórica de la investigación relacionada con el esquema del sistema de subtransmisión y el cálculo de líneas de transporte de energía.

El desarrollo de la Metodología se presenta en el capítulo II, mediante la investigación de campo en conjunto con la investigación experimental y el método hipotético-deductivo, como también se realizará el análisis e interpretación de datos, los mismos que permitirán diagnosticar y evaluar las condiciones actuales del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte.

En el capítulo III se desarrolla la Propuesta del tema de investigación, con lo cual se ejecuta el diseño de la nueva línea de subtransmisión de 69 kV con conductor aislado para energizar la subestación El Batán, por último se realiza el análisis técnico y económico de la infraestructura eléctrica requerida para tal efecto.

# CAPÍTULO I

## 1. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Una de las etapas primordiales que conforma un Sistema Eléctrico de Potencia, SEP, es el sistema de transmisión, constituido por líneas y subestaciones eléctricas que al encontrarse interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas para el abastecimiento de los consumidores finales.

La clasificación de los sistemas de transmisión de energía según el medio de transporte son aéreas y subterráneas, en el mundo, las primeras constituyen el medio de transporte principal de energía eléctrica en un sistema de potencia por ser menos costosa en comparación con las líneas subterráneas, pero sus ventajas difieren debido al bajo nivel de seguridad y confiabilidad que éstas ofrecen. Los sistemas de transporte de energía pueden ser categorizados según el nivel de voltaje con el cual transmiten los grandes bloques de potencia. En Ecuador, se considera como Sistema de Transmisión a toda línea o subestación con niveles de voltaje de 138 y 230 kV, mientras que para los Sistemas de Subtransmisión éstos voltajes son de 46 y 69 kV.

El funcionamiento de una línea de transporte de energía depende de muchos factores, no solo constructivos sino también socioeconómicos. Por lo cual debe

“El diseño de una línea de subtransmisión aérea a 69 kV utilizando conductor aislado permitirá energizar de forma continua la Subestación El Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”.

## **1.2. Línea de Transmisión de Energía Eléctrica**

El Glosario de Términos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (2010), señala que “una Línea de Transmisión es un elemento que forma parte del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), opera a un voltaje superior a 90 kV, permite transmitir o transportar energía eléctrica de un punto a otro. La línea de transmisión es un enlace físico entre dos subestaciones y está formado por un conjunto de estructuras metálicas, conductores, aisladores y accesorios.” Pág. 6.

## **1.3. Línea de Subtransmisión de Energía Eléctrica**

El Glosario de Términos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (2010), menciona que “una Línea de Subtransmisión son líneas que no pertenece al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), generalmente son de propiedad de las empresas de distribución, operan a un voltaje comprendido entre 46 kV y 69 kV, permite transportar energía desde una subestación del SNT a una subestación de distribución.” Pág. 7.

Las líneas de transmisión y subtransmisión de energía son uno de los principales componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia, cuyo objetivo está destinado a crear vías de acceso para el flujo de energía entre las plantas generadores y los clientes.

El Manual de Subestaciones Eléctricas (1997), señala que “una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de la energía eléctrica sin cambiar de frecuencia y que forman parte de un sistema eléctrico de potencia”. Pág. 6.

Dentro de la clasificación de las subestaciones eléctricas, se tienen las siguientes:

### **1.5. Subestaciones de maniobra o seccionamiento**

Según ARACELY, Tatiana (2004) este tipo de subestaciones permite realizar el seccionamiento o traspaso de un circuito a otro de carga para reconfigurar la topología del sistema ante contingencias, maniobras operativas o mantenimiento del mismo.

En la EEASA la clasificación de las subestaciones según su potencia y nivel de voltaje clasificación se realiza de la siguiente manera:

- **Subestaciones de transmisión:**

Maneja niveles de voltaje sobre los 230 kV.

- **Subestaciones de subtransmisión:**

Maniobra voltajes de entre 138 y 69 kV.

- **Subestaciones de distribución primaria:**

Opera voltajes entre 69 y 13.8 kV.

- **Subestaciones de distribución secundaria:**

Una línea de transmisión está constituida básicamente por tres elementos:

- Conductores
- Aisladores
- Soportes

### **1.6.1. Conductores**

Según la dirección web, [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT\\_1.html](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT_1.html), un conductor consiste de un cuerpo o un medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

GRAINGER, J y STEVENSON W. (2001) señalan que para líneas aéreas los conductores de aluminio han reemplazado a los de cobre, usados en el principio de la transmisión de potencia eléctrica, debido a su menor costo y ligereza con respecto a los de cobre para un mismo valor de resistencia. Pág. 132.

Actualmente, en líneas de transmisión de energía se utilizan casi exclusivamente conductores de aluminio desnudos, reforzados con acero, de acuerdo a las necesidades mecánicas a las que esté sujeto.

#### **1.6.1.1. Tipos de conductores**

Según la dirección web, [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT\\_1.html](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT_1.html), los tipos de conductores utilizados en líneas de transporte de energía son:

Los conductores de aluminio Estandar 1350, son clasificados en: Clase AA: Para conductores desnudos usados en líneas, Clase A: como conductores a ser recubiertos por materiales resistentes a la humedad, o para líneas de muy alta flexibilidad, Clase B: para conductores a ser aislados con varios materiales y para conductores indicados bajo la clase A donde la flexibilidad es requerida; Clase C: son empleados para aplicaciones donde una gran flexibilidad es requerida; nótese que la flexibilidad va de mayor a menor de la clase AA a la C.

#### 1.6.1.1.2 ***AAAC: Conductor de Aleaciones de Aluminio (All Aluminium Alloy Conductor)***

Estos conductores están contruidos íntegramente por fibras de aleación de aluminio 6201 (magnesio y silicio), la aleación de aluminio utilizada ofrece una mayor dureza superficial, lo que minimiza los daños provocados en el montaje, así como una elevada resistencia a la corrosión, mejorando la de los conductores ACSR. Adicionalmente, ofrece una gran resistencia a condiciones ambientales severas ya sean de gran salinidad, contaminación química o industrial.

#### 1.6.1.1.3 ***ACSR: Conductor de Aluminio con Aleación de Acero (Aluminium Conductor Steel Reinforced)***

Este conductor es empleado en líneas de transmisión y sistemas de distribución primaria. El ACSR ofrece el óptimo esfuerzo para el diseño de líneas. El núcleo de acero es variable de acuerdo a los diseños de esfuerzo, sacrificando la capacidad de corriente del conductor.

#### 1.6.1.1.4 ***ACAR: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación (Aluminium Conductor Alloy Reinforced)***

primarias en el diseño de la línea.  
Los conductores usados normalmente en líneas de subtransmisión son los de tipo ACSR y ACAR, gracias a la característica de alta resistencia mecánica para el cual han sido diseñados.

#### **1.6.1.2. Clasificación de los conductores**

Según la dirección web [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT\\_1.html](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT_1.html)), clasifica los diferentes conductores de la siguiente manera:

Los conductores en general suelen ser clasificados según el tipo de recubrimiento:

##### **1.6.1.2.1. Aislado**

Conductor rodeado por aislamiento para evitar la fuga de corriente o que el conductor energizado entre en contacto con tierra ocasionando un cortocircuito.

##### **1.6.1.2.2. Anular**

Consiste en varios hilos cableados en tres capas concéntricas invertidas alrededor de un núcleo de cáñamo saturado.

##### **1.6.1.2.3. Apantallado**

Conductor aislado cubierto con un blindaje metálico, generalmente constituido por una funda de cobre trenzado.

##### **1.6.1.2.4. Axial**

Conductor de alambre que emerge del extremo del eje de una resistencia,

Se define cable como el conjunto formado de uno o varios conductores trenzados, debidamente aislados, provistos de uno o más recubrimientos protectores requeridos para que el conductor sea afectado por la corrosión, deterioro mecánico, etc.

Los conductores son agrupados básicamente dos clases:

**a) Monopolar:** Cuando posee un solo conductor o un solo cableado.

**b) Multipolar:** Cuando posee dos o más conductores o cableados.

Debido a su bajo costo y gran disponibilidad en el país, los conductores de aluminio y aluminio con aleación son los más usados para exteriores en líneas de transmisión, subtransmisión, distribución, según los requerimientos.

### **1.6.2. Aisladores**

CARDONA, Leonardo (2012) menciona que los aisladores en las líneas de transmisión de alto voltaje sirven fundamentalmente para sujetar mecánicamente a los conductores a las estructuras que los soportan, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

En las líneas de transmisión aéreas debido al alto nivel de voltaje en la cual operan se utilizan cadenas de aisladores. El número de aisladores dependerán del nivel de voltaje existente en las líneas.

Para GONZÁLEZ, Francisco (2007), la función de los soportes es mantener los conductores alejados entre sí y con el suelo, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de los mismos. La naturaleza de los soportes es muy variada, en los sistemas de transmisión suelen ser metálicos o concreto. Los soportes deben ser resistentes a los agentes externos, tales como vientos, nieve, lluvia, etc., y además deben de brindar una facilidad de instalación.

En líneas de subtransmisión se utilizan estructuras metálicas como torres y en ciertos casos se utilizan postes de hormigón armado de 18 hasta 20 metros. La selección del tipo del soporte se lo hace en función del tipo de conductor que vaya a soportar, la longitud del vano y el zona de instalación, rural o urbano.

Los soportes pueden ser básicamente de dos tipos: postes y torres.

#### ***1.6.3.1. Postes***

Para GONZÁLEZ, Francisco (2007), se designan con este nombre los soportes de poca altura, de cuerpo vertical único; tales como los postes de madera y hormigón, y algunas veces también a los postes metálicos de gruesos perfiles no ensamblados.

Los postes metálicos se usan en redes y líneas de subtransmisión, principalmente porque su fabricación está ubicada económicamente con limitaciones de altura. Además estos postes no son autosoportantes, o sea que siempre van a requerir el complemento de cientos.

En líneas generales la utilización de los postes de concreto está limitada a terrenos planos de fácil acceso pues son relativamente frágiles y pesados. Por lo general

no son autosoportantes. Existen postes de concreto centrifugado

Con el nombre de torres, se denominan a los soportes metálicos de elementos ensamblados, destinados a la mayoría de las líneas de transmisión de energía en alto voltaje, que resisten el peso y los esfuerzos mecánicos de todos sus elementos como conductores y aisladores.

Quizá el más difundido de los materiales usados para líneas de transmisión es el acero especialmente en forma de perfiles o ángulos.

### **1.7. Constantes características fundamentales por kilómetro de línea**

Según CHECA, Luis (2008), una línea de transporte de energía eléctrica puede representarse de una manera cuantitativa con una combinación de cuatro características o parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia.

Los parámetros eléctricos de una línea de subtransmisión inciden en su rendimiento, produciendo pérdidas de energía. El grado de influencia de la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia dependen de la longitud de la línea.

#### **1.7.1. Resistencia eléctrica**

La resistencia eléctrica de un conductor es:

$$R = \frac{10 \rho L}{A} \quad [\Omega] \quad \text{EC. 1.1}$$

donde:

A: sección del conductor, en milímetros cuadrados; en el caso de cable, es la suma de las secciones rectas de los hilos componentes.

La resistencia de un conductor varía con la temperatura. En los cálculos industriales se opera habitualmente con el valor de la resistencia que en general es la correspondiente a la temperatura de 20 °C.

La resistencia kilométrica es, evidentemente:

$$R_K = \frac{R}{A} = \frac{10 \rho}{A} \quad [\Omega/\text{km}] \quad \text{EC. 1.2}$$

### 1.7.2. Coeficiente de autoinducción o inductancia

Según CHECA, Luis (2008), toda variación de la intensidad de corriente de un circuito produce una fuerza electromotriz de inducción en el mismo, ya que tal alteración causa a su vez una modificación de flujo que, creado por aquella corriente, abarca al circuito. Estas fuerzas electromotrices se llaman de autoinducción.

Su expresión para un conductor de una línea eléctrica es:

$$\mathcal{L}_K = \left[ \frac{\mu}{2n} + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4} \quad [\text{H}/\text{km}] \quad \text{EC. 1.3}$$

En esta expresión:

$\mu$ : permeabilidad magnética del conductor;

$n$ : número de conductores por fase (o subconductores);

$D$ : separación media geométrica entre ejes de fases; generalmente en milímetros;

designado por  $r_{eq}$ . Este radio equivalente es el del conductor unico por fase.

Según se lo expuesto, el radio equivalente y el coeficiente de autoinducción, con fases simples y múltiples, son las expuestas en la Tabla No. 1.

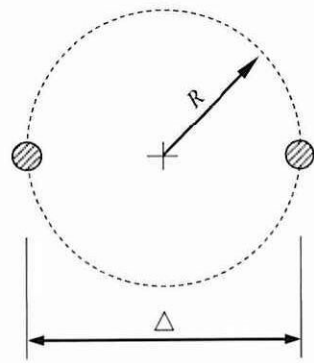
TABLA No. 1: RESUMEN DE FÓRMULAS DEL RADIO EQUIVALENTE Y EL COEFICIENTE DE AUTOINDUCCIÓN, CON FASES SIMPLES Y MÚLTIPLES

<i>Fases</i>	<i>Radio equivalente</i>	<i>Coefficiente de autoinducción [H/km]</i>
Simple	$r_{eq} = r$	$\mathfrak{L}_K = \left[ 0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4}$
Dúplex	$r_{eq} = \sqrt{r\Delta}$	$\mathfrak{L}_K = \left[ 0,25 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt{r\Delta}} \right] 10^{-4}$
Tríplex	$r_{eq} = \sqrt[3]{r\Delta^2}$	$\mathfrak{L}_K = \left[ 0,166 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[3]{r\Delta^2}} \right] 10^{-4}$
Cuádruplex	$r_{eq} = \sqrt[4]{r\Delta^3}$	$\mathfrak{L}_K = \left[ 0,125 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[4]{r\Delta^3}} \right] 10^{-4}$

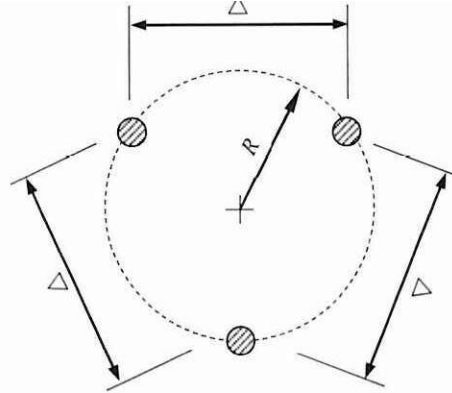
FUENTE: LUIS MARÍA CHECA

En una fase con cuatro subconductores,  $\Delta$  es la separación media geométrica de un subconductor a los otros tres.

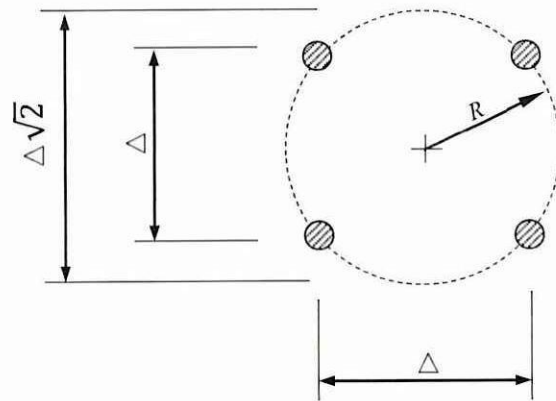
En la Figura No. 1 se grafican la configuración de los conductores de fases múltiples o en haz.



Fase dúplex



Fase triplex



Fase cuádruplex

$R$  es el radio circunferencia que pase por los centros de los subconductores.  
 $\Delta$  es la separación entre los subconductores.

FUENTE: LUIS MARÍA CHECA

### 1.7.3. Capacidad

Según la dirección web <http://www.buenastareas.com/ensayos/Capacitancia-De-Lineas-De-Transmision/800688.html>, la capacidad entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores de una línea de transmisión, depende de la naturaleza del dieléctrico que separa los

la expresión.

$$C_K = \frac{24,2}{\log \frac{D}{r}} 10^{-9} \quad [F/km] \quad \text{EC. 1.4}$$

con el significado de la notación ya expuesto, y con las magnitudes expresadas milímetros, las formulas de la capacidad con fases simples y múltiples, son las que se muestran en la Tabla No. 2.

TABLA No. 2: RESUMEN DE FÓRMULAS DE LA CAPACIDAD CON FASES SIMPLES Y MÚLTIPLES

<i>Fases</i>	Capacidad [F/km]
Simple	$C_K = \frac{24,2}{\log \frac{D}{r}} 10^{-9}$
Dúplex	$C_K = \frac{24,2}{\log \frac{D}{\sqrt{r\Delta}}} 10^{-9}$
Tríples	$C_K = \frac{24,2}{\log \frac{D}{\sqrt[3]{r\Delta^2}}} 10^{-9}$
Cuádruples	$C_K = \frac{24,2}{\log \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2}\Delta^3}}} 10^{-9}$

FUENTE: LUIS MARÍA CHECA

#### 1.7.4. Conductancia o perditancia

Según CHECA, Luis (2008), si el aislamiento de las líneas fuera perfecto, no habría corriente alguna entre los conductores y el apoyo. Dicha corriente fluye por la superficie de los aisladores o a través de su masa, y da lugar a pérdidas por conductancia, que serían nulas si el aislamiento fuese total. El hecho es que existen tales corrientes, por grande que sea el aislamiento de las líneas.

dichas corrientes pueden ser despreciables ya que su valor es muy pequeño con respecto a las corrientes nominales de la línea.

La intensidad de la corriente de pérdida estará en fase con el voltaje y, siendo activa, dará lugar a una pérdida de potencia (perditancia), donde la conductancia kilométrica por fase será:

$$G_K = \frac{p}{V^2} \quad [S/km] \quad \text{EC. 1.5}$$

donde:

$p$ : perditancia, en kilovatios por kilómetro;

$V$ : voltaje, en kilovoltios.

## **1.8. Constantes características derivadas de las fundamentales por kilómetro de línea**

Según CHECA, Luis (2008), de las cuatro constantes características fundamentales por kilómetro de línea, se deducen otras cuatro, las cuales se expone a continuación:

### **1.8.1. Reactancia de autoinducción**

La reactancia de autoinducción está definida por la expresión:

$$X_K = \mathcal{L}_K \omega \quad [\Omega/km] \quad \text{EC. 1.6}$$

en la que

$\mathcal{L}_K$ : coeficiente de autoinducción, en H/km;

La expresión de la susceptancia es:

$$B_K = C_K \omega \quad [S/km] \quad \text{EC. 1.7}$$

Con el significado de la notación ya conocido.

### 1.8.3. Impedancia

La impedancia

$$\overline{Z}_K = R_K + jX_K \quad [\Omega/km] \quad \text{EC. 1.8}$$

es una magnitud vectorial o compleja. Las componentes ortogonales de la impedancia son: la componente real (la resistencia  $R_K$ ) y la componente imaginaria (la reactancia de autoinducción  $X_K$ ).

El módulo y el argumento del vector son, respectivamente:

$$\text{Módulo: } |Z_K| = \sqrt{R_K^2 + X_K^2} \quad [\Omega/km] \quad \text{EC. 1.9}$$

$$\text{Argumento: } \beta_{\overline{Z}_K} = \text{arc tg } \frac{X_K}{R_K} \quad \text{EC.1.10}$$

### 1.8.4. Admitancia

La admitancia

$$\overline{Y}_K = G_K + jB_K \quad [S/km] \quad \text{EC. 1.11}$$

es también una magnitud vectorial o compleja, cuyas componentes ortogonales

Módulo:  $|Y_K| = \sqrt{G_K^2 + B_K^2} \quad [S/km]$  EC. 1.12

Argumento:  $\beta_{\bar{Y}_K} = \text{arc tg } \frac{B_K}{G_K}$  EC. 1.13

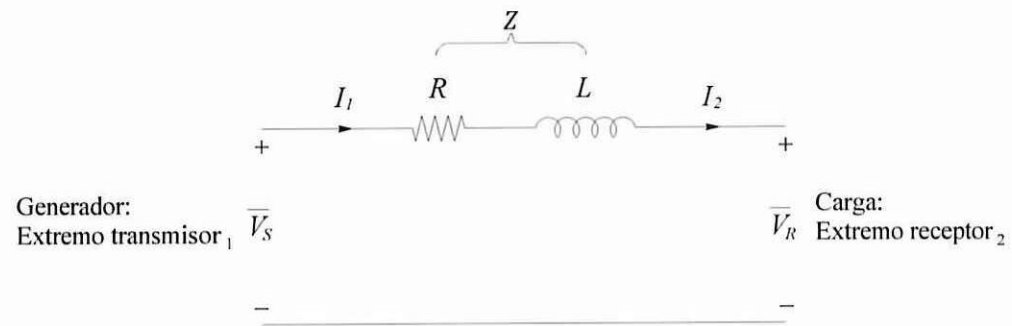
### 1.9. Cálculo eléctrico de líneas de transporte de energía

#### 1.9.1. Voltaje e intensidad de corriente

NASAR, Syed (1990) menciona que “las líneas de transporte de energía integran físicamente la salida de las plantas generadoras y las necesidades de los clientes proporcionando vías de acceso para el flujo de energía entre varios circuitos en un sistema de potencia eléctrico”.

Se considera que una línea de transporte de energía tiene un extremo transmisor y un extremo receptor, como se observa en la Figura No. 2.

FIGURA No. 2: REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA



FUENTE: SYED A. NASAR

en la que el voltaje simple entre fase y neutro en el extremo generador es

Las expresiones citadas son las ecuaciones fundamentales o de propagación para el cálculo exacto de líneas eléctricas aéreas de transporte de energía.

### 1.9.2. Impedancia característica o natural de una línea

Se denomina impedancia característica de una línea de transmisión a la relación existente entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea en el caso hipotético de que esta tenga una longitud infinita.

En el caso de líneas reales, se cumple que la impedancia de las mismas permanece constante cuando son cargadas con elementos, generadores o receptores, cuya impedancia es igual a la impedancia característica.

La impedancia característica de una línea depende de la permitividad, permeabilidad, frecuencia y geometría de la línea.

La impedancia característica tiene la siguiente expresión:

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} = \sqrt{\frac{R_K + jX_K}{G_K + jB_K}} \quad \text{EC. 1.16}$$

### 1.9.3. Ángulo característico o complejo de una línea

Si se cierra una línea en su final con una carga que fuera la impedancia característica (una resistencia), el voltaje y la intensidad decrecerían o aumentarían, siguiendo una función exponencial, con exponente formado por el

$$\bar{\theta} = \sqrt{\bar{Z}\bar{Y}} = \theta' + j\theta'' \quad \text{EC. 1.17}$$

entonces

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 e^{+\bar{\theta}} \quad ; \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_2 e^{+\bar{\theta}} \quad \text{EC. 1.18}$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 e^{-\bar{\theta}} \quad ; \quad \bar{I}_2 = \bar{I}_1 e^{-\bar{\theta}} \quad \text{EC. 1.19}$$

Estos dos sistemas de expresiones indican que en una línea cerrada en su final sobre su impedancia característica, el voltaje y la intensidad de corriente decrecen desde el rigen al final, siguiendo una ley exponencial ligada a la cantidad compleja  $\bar{\theta}$ , que se denomina *ángulo complejo* o *ángulo característico* de la línea, se adopta este nombre porque este ángulo  $\bar{\theta}$  es el que en cada línea determina el valor y la fase del voltaje y de la intensidad.

#### 1.9.4. Potencia característica o natural de una línea

Se llama potencia característica de una línea, a la potencia correspondiente a la impedancia característica  $\bar{Z}_c$ , expresada por

$$P_c = \frac{\bar{U}_2}{\bar{Z}_c} \quad [MW] \quad \text{EC. 1.20}$$

### 1.10. Representación de una línea de transporte de energía eléctrica

#### 1.10.1. Líneas cortas

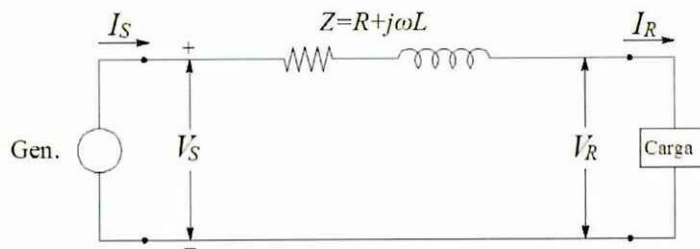
FONSECA, Ramón (2011) menciona que se consideran como cortas las líneas de

paralelo pueden ser despreciables, se representa mediante una resistencia concentrada en serie con una inductancia concentrada, donde  $R$  es la resistencia por fase y  $L$  es la inductancia por fase de la línea completa.

La línea mostrada tiene dos extremos: el extremo transmisor en el generador y el extremo receptor en la carga.

Las líneas cortas tienen una longitud menor 80 km, los parámetros eléctricos que influyen en este tipo de líneas son la resistencia por fase y la inductancia por fase, en serie.

FIGURA No. 3: CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA CORTA



FUENTE: GRAINGER J. Y STEVENSON W.

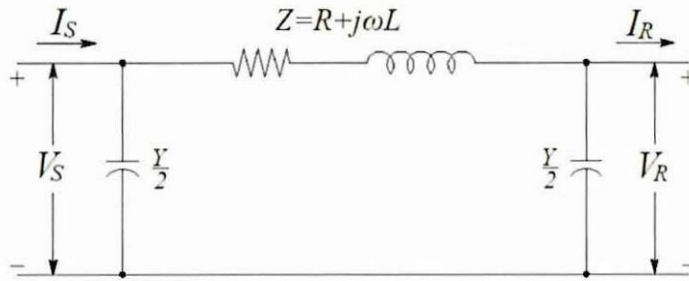
### 1.10.2. Líneas medianas

FONSECA, Ramón (2011) señala que las líneas de longitud media son las que están entre 80 y 240 Km de longitud.

Según NASAR, Syed (1990) en una línea de longitud media el efecto en paralelo se debe a que la capacitancia de la línea no es despreciable, se representa con capacitores en paralelo concentrados localizados en puntos predeterminados a lo largo de un circuito en serie RL. En la práctica, el efecto de la capacitancia total en una línea de longitud media se puede representar con uno o dos capacitores concentrados. Se ofrecen dos representaciones de dicha línea conocidas como

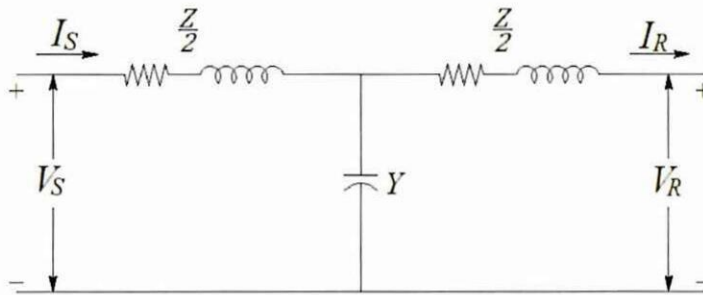
parámetros eléctricos que influyen en este tipo de líneas son la resistencia por fase, la inductancia por fase, en serie y la capacitancia en paralelo.

FIGURA No. 4: CIRCUITO NOMINAL-PI



FUENTE: GRAINGER J. Y STEVENSON W.

FIGURA No. 5: CIRCUITO NOMINAL-T



FUENTE: GRAINGER J. Y STEVENSON W.

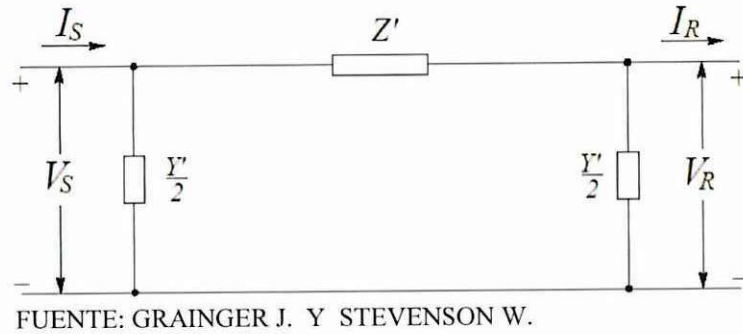
### 1.10.3. Líneas largas

FONSECA, Ramón (2011) menciona que las líneas que tienen más de 240 km de longitud son consideradas como largas.

NASAR, Syed (1990) menciona que una línea de transporte de energía larga, se representa con parámetros distribuidos de manera uniforme. Además, la rama en paralelo de una línea larga consta de capacitancias y conductancias distribuidas uniformemente a lo largo de la línea. Se considera que los parámetros de una línea

que influyen en este tipo de líneas son la resistencia, la inductancia, en serie y la capacitancia, de manera uniforme.

FIGURA No. 6: PARÁMETROS DISTRIBUIDOS



### 1.11. Constantes auxiliares de las líneas

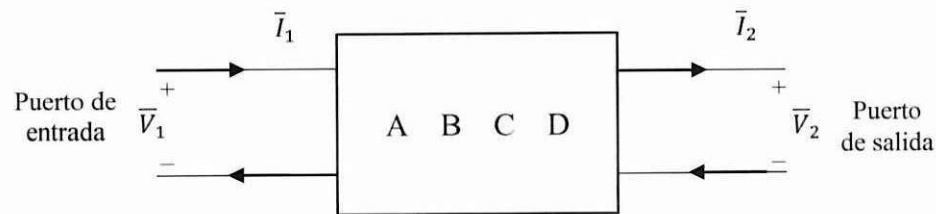
En general, una línea de transporte de energía eléctrica se puede ver como una red de cuatro terminales, según se advierte en la Figura No. 7.

Las ecuaciones de propagación pueden ser escritas así:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \bar{V}_2 + \bar{B} \bar{I}_2 \quad \text{EC. 1.21}$$

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \bar{V}_2 + \bar{D} \bar{I}_2 \quad \text{EC. 1.22}$$

FIGURA No. 7: RED DE DOS PUERTOS O CUADRIPOLO



FUENTE: SYED A. NASAR

TABLA No. 3: CONSTANTES ABCD DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA (POR FASE)

Longitud de la línea	Circuito equivalente	$\bar{A}$ [adim.]	$\bar{B}$ [ $\Omega$ ]	$\bar{C}$ [S]	$\bar{D}$ [adim.]
Corta	Impedancia en serie	1	Z	0	1
Media	Nominal PI	$1 + \frac{1}{2} YZ$	Z	$Y \left(1 + \frac{1}{4} YZ\right)$	$1 + \frac{1}{2} YZ$
	Nominal T	$1 + \frac{1}{2} YZ$	$Z \left(1 + \frac{1}{4} YZ\right)$	Y	$1 + \frac{1}{2} YZ$
Larga	Parámetros distribuidos	$\cosh \gamma L$	$Z_c \sinh \gamma L$	$\frac{\sinh \gamma L}{Z_c}$	$\cosh \gamma L$

FUENTE: SYED A. NASAR

para estas expresiones

Y: admitancia en paralelo por unidad de longitud de la línea.

Z: impedancia en serie por unidad de longitud de la línea.

$\gamma$ : constante de propagación.

$Z_c$ : impedancia característica de la línea.

L: longitud de la línea

### 1.12. Regulación de voltaje

Según la dirección web: [http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Sistemas\\_de\\_Potencia\\_I/Capitulo\\_3.pdf](http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Sistemas_de_Potencia_I/Capitulo_3.pdf) [ref. 06 de agosto del 2013], la regulación de voltaje, se define como el aumento de voltaje en el extremo receptor de la línea cuando se desconecta el consumo de plena carga, permaneciendo constante el voltaje del extremo transmisor y refiriendo esta diferencia al voltaje del extremo receptor a

que define la regulación, resulta:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{2(\text{sin carga})}| - |V_{2(\text{carga})}|}{|V_{2(\text{carga})}|} 100 \quad \text{EC. 1.23}$$

En que  $|V_{2(\text{carga})}|$ : voltaje del extremo receptor a plena carga

$|V_{2(\text{sin carga})}|$ : voltaje del extremo receptor en vacío

La regulación depende de los parámetros de la línea y del factor de potencia de la carga. Una buena regulación de voltaje involucra que la resistencia y reactancia inductiva de la línea deben ser de magnitud reducida y mantener un adecuado factor de potencia en el consumo.

### 1.13. Eficiencia de transmisión o Rendimiento

Según la dirección web: [http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Sistemas\\_de\\_Potencia\\_I/Capitulo\\_3.pdf](http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Sistemas_de_Potencia_I/Capitulo_3.pdf), el rendimiento, se define como la relación entre la potencia efectiva suministrada al consumo y la potencia efectiva enviada desde el extremo transmisor, es decir

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 \text{ [%]} \quad \text{EC. 1.24}$$

La diferencia entre ambas, se debe fundamentalmente a las pérdidas por efecto Joule y en menor medida a las producidas por las corrientes de fuga y efecto corona. Estas dos últimas sólo son significativas en líneas que operan a voltajes elevados, en cambio las pérdidas debido a efecto Joule están presentes en todo tipo de líneas.

voltaje.

## 1.14. Cálculo mecánico de cables de conductores

### 1.14.1. Ecuación general de un hilo tendido entre dos puntos y flecha

BOJ, Ubaldo (2004), señala que “un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. La distancia  $f$  entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB, que une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Se llama vano a la distancia “ $a$ ” entre los dos puntos de amarre A y B.” (ver Figura No. 8.)

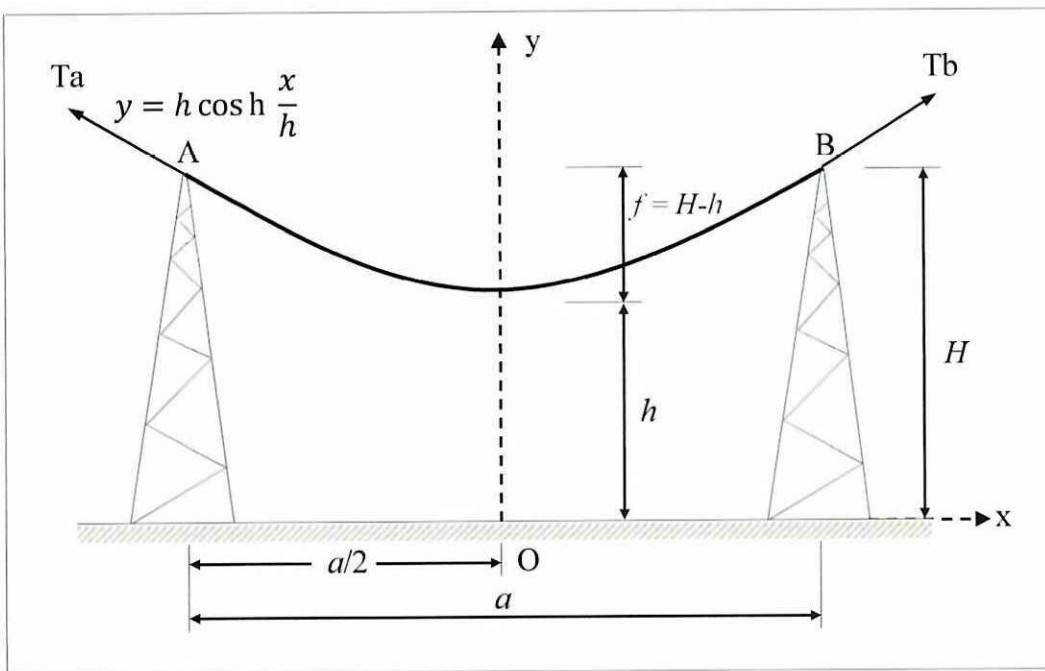
La ecuación de la catenaria está definida por:

$$y = h \cosh \frac{x}{h} \quad \text{EC. 1.25}$$

Es necesario conocer la longitud del conductor suspendido entre dos puntos, por cuanto la longitud total se empleará para estimar el costo inicial del proyecto.

Dada la flecha que se produce en un vano, la longitud del conductor no es igual a la distancia entre dos puntos. Por lo tanto, para hallar el valor exacto del conductor empleado, obtendremos la expresión:

$$l = h \sinh \frac{x}{h} \quad \text{EC. 1.26}$$



FUENTE: LUIS MARÍA CHECA

La ecuación de la flecha del hilo está representada por

$$f = H - h = h \left[ \cos h \left( \frac{a}{2h} \right) - 1 \right] \quad \text{EC. 1.27}$$

para estas ecuaciones:

$H$ : distancia desde  $A$ , o desde  $B$ , al eje  $OX$ ;

$h$ : diferencia entre las distancias  $H$  y  $f$ ;

$a$ : vano  $AB$ .

#### 1.14.2. Ecuación de cambio de condiciones

En el sitio web <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-soi/soi3/soi31.htm>, expone que los conductores se deben tensar de modo que, sin

MEJÍA, Ana (2008), manifiesta que partiendo de las condiciones de tensionado y las condiciones meteorológicas del proyecto se evalúa el comportamiento mecánico de los cables que se seleccionaron como conductores, para ello se usa la ecuación de cambio de condiciones que relaciona dos estados o situaciones de la línea eléctrica. Esta permite hallar la peor condición a la que estará sometido un conductor en un vano, es decir, aquella situación en la que se acerque más a la rotura del conductor (criterio más desfavorable). Si se conocen todos los parámetros de un estado o condición inicial (1), se puede hallar por medio de la ecuación los parámetros de otro estado arbitrario o condición final (2).

La ecuación de cambio de estado, de tercer grado, tiene la forma:

$$t_2^2 [t_2 - K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)] = a^2 \omega^2 \frac{E}{24} m_2^2 \quad \text{EC. 1.28}$$

siendo la expresión de la constante  $K$ , de la ecuación de cambio de condiciones

$$K = t_1 - \left[ a^2 m_1^2 \omega^2 \frac{E}{24 t_1^2} \right] \quad \text{EC. 1.29}$$

$t_1$  y  $t_2$ : tensiones correspondientes, en  $\text{kg/mm}^2$ ;

$\alpha$ : coeficiente de dilatación lineal del cable por grado de temperatura;

$E$ : Módulo de elasticidad del cable, en  $\text{kg/mm}^2$ ;

$\theta_1$  y  $\theta_2$ : dos temperaturas, en grados centígrados, a las que pueda estar sometido el cable, sucesivamente;

$a$ : vano en metros;

$\omega$ : peso en  $\text{kg/m/mm}^2$  del cable (o el peso aparente en caso de sobrecarga de

son los siguientes:

### 1.14.3. Peso de un cable

Como el peso de un cable debe tomarse el que dé el catalogo del fabricante, una tabla de datos, una publicación técnica, etc., que ofrezca suficiente garantía. Se expresa en kg/m o en kg/km.

El aluminio es más económico que el cobre como material conductor y posibilita la construcción de estructuras de soporte livianas, puesto que el aluminio tiene mayor capacidad de conducción por unidad de peso.

### 1.14.4. Sobrecargas en los cables

Las sobrecargas en los cables son debidas a la acción del viento, o al peso de manguito de hielo.

### 1.14.5. Sobrecarga de viento

El valor de la sobrecarga de viento se calcula como a continuación se expone;

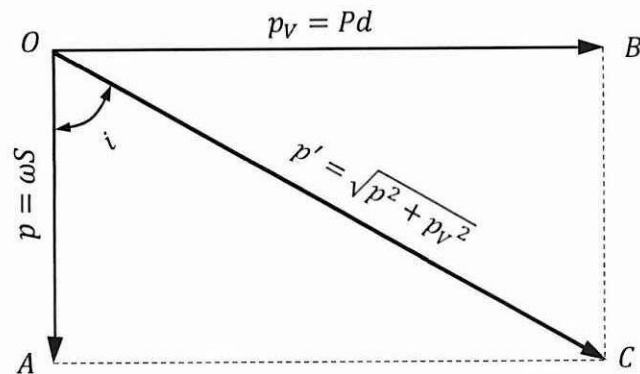
La acción horizontal del viento  $p_v$ , compuesta con la vertical del peso propio del cable  $p$ , da como resultado el llamado peso aparente del cable, como se muestra en la Figura No. 9, expresado de la siguiente manera:

$$p' = \sqrt{\omega^2 S^2 + P^2 d^2} \quad [kg/m] \quad \text{EC. 1.30}$$

donde:

$\omega$ : peso del cable en  $\text{kg/m/mm}^2$  de sección.

FIGURA No. 9: PESO APARENTE DE UN CABLE CON SOBRECARGA DE VIENTO



FUENTE: CHECA LUIS

Sobre superficies planas, para expresar el valor de la presión del viento se calculará en función de la velocidad, así:

$$P = 0,007 v^2 S \quad \text{EC. 1.31}$$

en la que

$P$ : presión del viento, en kilogramos;

$v$ : velocidad del viento, en kilómetros por hora;

$S$ : superficie, en metros cuadrados, normal al viento.

#### 1.14.6. Coeficiente de sobrecarga

CHECA, Luis (2008), señala que se llama coeficiente de sobrecarga de un cable a la relación entre los pesos aparente y propio del mismo. pág. 234.

$$m' = \frac{p'}{p} = \frac{\sqrt{p^2 + p_v^2}}{p} \quad \text{EC. 1.32}$$

Bajo la acción del viento transversal normal a la línea, el cable batido por el mismo se inclinará, y su plano formará con el vertical que pase por los dos puntos de sujeción del cable un ángulo  $i$ , según la figura anterior está definido por:

$$\operatorname{tg} i = \frac{p_v}{p} \quad \text{EC. 1.33}$$

o bien

$$\cos i = \frac{1}{m'} \quad \text{EC. 1.34}$$

El efecto del viento será el de inclinar el plano del cable, elevando a este último.

La flecha no será vertical, sino inclinada al ángulo  $i$ .

#### 1.14.7. Coeficiente de seguridad

Puesto que un conductor no debe trabajar nunca en condiciones próximas a la del valor de la carga de rotura del conductor  $Q$ , pues de lo contrario se rompería, se deberá entonces admitir un cierto coeficiente de seguridad  $n$  (mayor de 2.5), por lo que la tracción máxima (referente a  $T_A$  o  $T_B$  de la Figura No. 8) no deberá exceder de:

$$T_{max} = \frac{Q}{n} \quad \text{EC. 1.35}$$

donde:

$T_{max}$ : tensiones  $T_A$  o  $T_B$  que ejerce el conductor en los puntos de amarre, soportadas por las estructuras de apoyo;

Rodriguez, F. y FAYOS, A. (1998) señala que en la disposición normal de un tramo de una línea aérea existen varios vanos unidos entre sí por apoyos de alineación, formando conjuntos que quedan encuadrados entre dos apoyos de anclaje, siendo la tensión igual a todo lo largo de este tramo.

No obstante, debido a que en la práctica los vanos no tienen siempre la misma longitud, debido al perfil topográfico de la línea, es por lo que, en virtud de la ecuación de cambio de condiciones para cada vano se tendrán las correspondientes tensiones mecánicas en los apoyos que resultarán ser diferentes en dos vanos adyacentes si estos tienen diferentes longitudes. La diferencia de tensiones mecánicas no solo aparecerá por tener distintas longitudes en los vanos de la serie, sino también como consecuencia de los desniveles, variaciones de temperatura ó debidas a las condiciones meteorológicas.

Con el fin de igualar las tensiones en el tramo, se determina un vano de cálculo denominado *vano ideal de regulación*, determinado por la expresión:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_1^n a_i^3}{\sum_1^n a_i}} \quad \text{EC. 1.36}$$

en la que

$a_r$ : vano ideal de regulación;

$a$ : longitud de cada uno de los vanos del tramo de la línea comprendido entre dos apoyos de anclaje;

$n$ : número de vanos del tramo.

#### **1.14.9. Distancia de seguridad**

a fin de limitar el contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar la integridad física de las personas.

#### 1.14.10. Vano máximo admisible

Los vanos máximos admisibles corresponden a la mayor separación que puede existir entre estructuras ubicadas en el trazado de la línea, esa separación se calcula en función de las distancias mínimas reales entre conductores, para poder salvar depresiones del terreno en el caso de que existan.

Según FLORES, Freddy (2008), señala que “el vano máximo admisible en terreno plano se calcula en base a la flecha máxima admisible para terreno plano”.

La ecuación que relaciona a estas dos magnitudes es la siguiente:

$$a_{\max \text{ adm}} = a \sqrt{\frac{f_{\max \text{ adm}}}{f}} \quad [m] \quad \text{EC. 1.37}$$

donde:

$$f_{\max \text{ adm}} = \left[ \frac{D - \frac{U}{150}}{K} \right]^2 - \lambda \quad \text{EC. 1.38}$$

$$f = \frac{a^2 \omega}{8 t_2} m_2 \quad \text{EC. 1.39}$$

para estas ecuaciones

$a_{\max \text{ adm}}$ : vano máximo admisible;

$a$  : vano de cálculo en metros (en este caso se considera un vano de transmisión de 100 m de longitud, valor que es empleado en líneas con cable recubierto);

$U$ : voltaje nominal de la línea, en kilovoltios;

$K$ : coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento;

$\lambda$ : longitud de la cadena de aisladores, en metros;

$\omega$ : peso del cable, en kg/m/mm<sup>2</sup> de sección;

$t_2$ : tensión del conductor, en kg/mm<sup>2</sup>;

$m_2$ : coeficiente de sobrecarga para el criterio de cálculo.

#### 1.14.11. Vano crítico

Según la dirección web <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-soi/soi3/soi31.htm>, es posible definir el vano crítico como aquel vano que frente a una disminución de la tensión mecánica por variación de la temperatura la misma se compensa por el aumento de tensión debida a la variación de la carga.

La expresión del vano crítico es la siguiente

$$a_c = \frac{t_{\max}}{\omega} \sqrt{\frac{24 \alpha (\theta_A - \theta_B)}{m_A^2 - m_B^2}} \quad [m] \quad \text{EC. 1.40}$$

donde

$a_c$ : vano crítico, en metros;

$t_{\max}$ : tracción máxima, igual a la tracción de rotura dividida por un coeficiente de seguridad de 2.5;

$\alpha$ : coeficiente de dilatación lineal, o alargamiento del conductor por metro y °C de aumento de temperatura;

$\theta_A$  y  $\theta_B$ : temperaturas en diversos estados, en °C;

$m_A$  y  $m_B$ : coeficientes de sobrecarga, de acuerdo a  $\theta_A$  y  $\theta_B$ , respectivamente.

Según la dirección web <http://glorsarm.tripod.com/index-4.html>, la fibra óptica es un medio de transmisión, empleado habitualmente en redes de datos, consistente en un hilo muy fino de material transparente, vidrio o materiales plásticos, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transmitir.

La existencia de una red telecomunicaciones paralela a la red de alto voltaje, está determinada por la necesidad de adecuar en cada momento la energía generada y la energía consumida, manteniendo estables las variables de voltaje y frecuencia, es decir se ha de mantener una unión muy estrecha entre centros generadores, centros de transporte y centros de consumo para poder actuar en cada instante y bajo cualquier situación.

#### **1.15.1. Fibra óptica OPGW**

En la dirección web <http://tipengineer.com/fibra-optica-opgw-versus-fibra-optica-adss/>, se cita que la fibra óptica OPGW permite la transmisión de datos a largas distancia, éste es montado o instalado normalmente sobre la infraestructura de energía eléctrica, es decir sobre las redes de transmisión de energía eléctrica (redes de media o alta tensión) y, al mismo tiempo tiene otra funcionalidad, como es, la de cable de guarda, que se usa para proteger la línea de transmisión antes descargas eléctrica, rayos, truenos, aprovechando de la mejor forma los tendidos eléctricos y la estructura que los sostiene.

#### **1.15.2. Fibra óptica ADSS**

En la página web <http://tipengineer.com/fibra-optica-opgw-versus-fibra-optica-adss/>, se señala que esta variante de fibra óptica, a diferencia de la fibra óptica OPGW, no contiene componentes metálicas y sólo se refuerza en base a

se instalarían en lo más alto de las líneas de transmisión, si no, se instalarían por debajo de las ternas de estas líneas. Su uso se presenta principalmente en redes que carecen de líneas de tierra.

## **CAPÍTULO II**

### **2. ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

#### **2.1. Aspectos generales de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.**

##### **2.1.1. Antecedentes históricos de la empresa**

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., fue constituida como entidad de derecho privado, el 29 de Abril de 1959, siendo el ente catalizador del desarrollo, en primera instancia de la Provincia de Tungurahua, encargándose de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En el año 2010 se obtuvo la certificación internacional bajo el standard ISO 9001:2008 del Sistema de Gestión de la Calidad. El trabajo mancomunado ha dado lugar a que EEASA sea catalogada como Distribuidora Clase “A”, y que le ha valido el reconocimiento como la distribuidora que mayor electrificación en este sector ha realizado en el país, con un índice de penetración del 98%, uno de los más altos en América Latina.

Desde al año 2012, EEASA, administra el servicio eléctrico en la Provincia de

Clientes.

A la presente fecha, el área de concesión de la EEASA, se circunscribe a gran parte de la zona central del País en una superficie de aproximadamente 41.000 Km<sup>2</sup> y 700.000 habitantes, que comprende las Provincias de Tungurahua y Pastaza, en su totalidad; los Cantones Palora, Huamboya y Pablo Sexto en la Provincia de Morona Santiago y la parte sur de la Provincia de Napo, que incluye su capital Tena y los Cantones Tena, Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola.

### **2.1.2. Misión**

Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social.

### **2.1.3. Visión**

Constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país.

### **2.1.4. Principios**

- Disponer de recursos humanos capacitados, motivados y comprometidos con los objetivos constitucionales.
- Practicar una gestión gerencial moderna, dinámica, participativa, comprometida en el mejoramiento continuo.
- Disponer de un sistema eléctrico confiable, utilizando tecnología adecuada.
- Tener procesos automatizados e integrados.

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A. ha adquirido sistemas que permiten un sofisticado funcionamiento; además personal preparado para adaptación a sistemas únicos en las áreas tecnológico, comercial, técnica y financiera permitiendo un trabajo ágil y eficiente; cabe recalcar que no en toda la empresa mantiene eficientemente el proceso que se ejecuta en la misma ya que presenta demora en trámites y en procesos.

La EEASA aporta con sistemas tecnológicos tanto en oficinas como en áreas técnicas, manteniendo una inversión en infraestructura, equipos y herramientas, priorizando a la seguridad laboral y a los sistemas informáticos que recopila y guarda información relevante y de uso exclusivo de la institución.

## **2.2. Recolección y tabulación de datos**

El desarrollo de esta investigación está sustentado en la aplicación de la metodología basada en la investigación bibliográfica, de campo, descriptiva y experimental, se emplearon métodos de investigación como el hipotético-deductivo y analítico-sintético, asimismo, se utilizó la encuesta como técnicas de investigación.

### **2.2.1. Encuesta**

La encuesta fue aplicada a los técnicos de los departamentos de Planificación (órgano de apoyo administrativo encargado de realizar y/o controlar los programas globales de expansión de la Empresa), Operación y Mantenimiento (agrupa a todas las actividades inherentes a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, en las mejores condiciones posibles de calidad y continuidad del servicio para los usuarios y los mayores rendimientos técnico-

eléctrico, buscando la mayor eficiencia técnico-económica), de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., no se realizaron encuestas a los usuarios involucrados, puesto que se necesita recopilar información de profesionales con basto conocimiento técnico para el desarrollo de la investigación. No es necesario calcular la muestra debido a que el universo de estudio corresponde a 11 personas.

**2.2.2. Análisis de resultados de la encuesta aplicada a los técnicos de los departamentos de: Planificación, Operación y Mantenimiento, y Diseño y Construcción de la EEASA.**

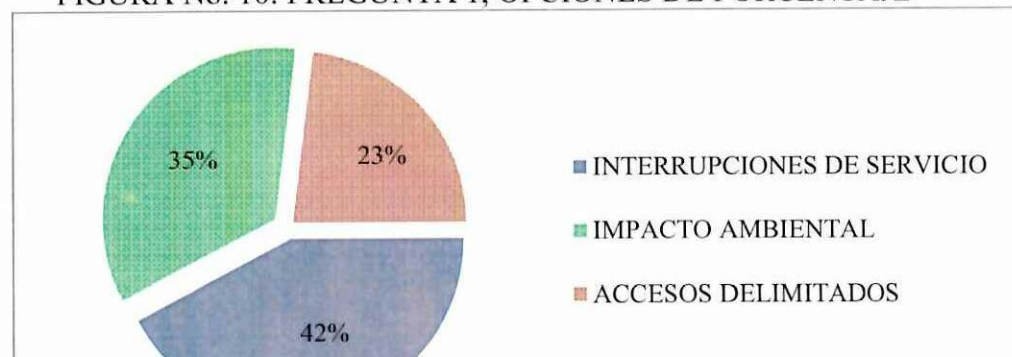
**1. ¿Qué inconvenientes considera Ud. que se presentan al construir una línea de subtransmisión en zonas urbanas, con alta densidad poblacional y densamente boscosas?**

TABLA No. 4: PREGUNTA 1, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	Interrupciones de servicio	%	Impacto ambiental	%	Accesos delimitados	%	TOTAL %
DIRPLAN	5	19	5	19	3	12	50
DISCON	3	12	3	12	1	4	27
DOM	3	12	1	4	2	8	23
<b>TOTAL</b>	11	42	9	35	6	23	100

ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 10: PREGUNTA 1, OPCIONES DE PORCENTAJE



Los técnicos encuestados consideran que los inconvenientes como: interrupciones de servicio (42%), impacto ambiental (35%) y accesos delimitados (23%), son los principales inconvenientes al construir una línea de subtransmisión en zonas urbanas, con alta densidad poblacional y densamente boscosas, lo que implica utilizar el tipo de línea adecuado que ayude a suplir estos problemas.

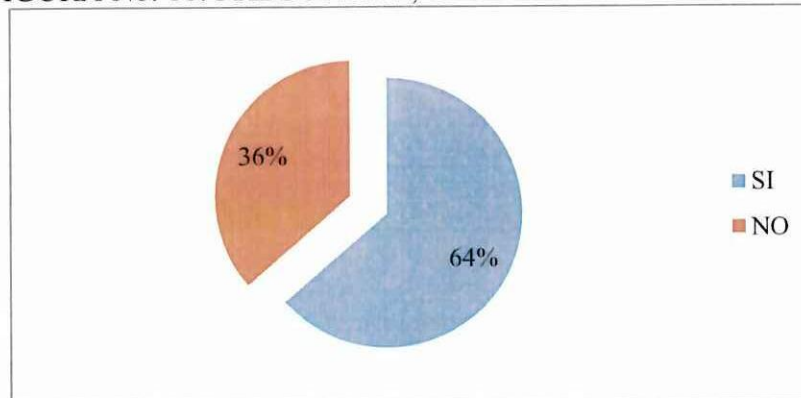
**2. ¿Conoce Ud. leyes o reglamentos, que impiden la deforestación y que restringe realizar las necesarias podas predatorias para el mantenimiento de líneas de subtransmisión?**

TABLA No. 5: PREGUNTA 2, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	SI	%	NO	%	TOTAL %
DIRPLAN	4	36	2	18	55
DISCON	-	-	2	18	18
DOM	3	27	-	-	27
<b>TOTAL</b>		64		36	100

ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 11: PREGUNTA 2, OPCIONES DE PORCENTAJE



ELABORADO POR: EL AUTOR

Si su respuesta es afirmativa, cite uno de ellos

- Áreas protegidas

El 64% de los encuestados afirma conocer algún tipo de ley o reglamento que defienden las áreas protegidas, el 36% desconoce estas leyes, aclarando que existen restricciones para el mantenimiento de redes eléctricas y no existe facilidad para su construcción en zonas boscosas.

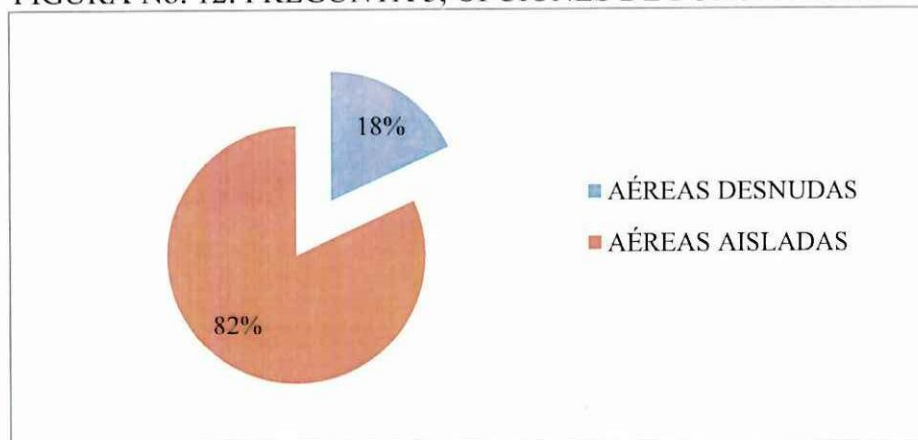
**3. Frente a los problemas que presentan las zonas boscosas y leyes que impiden su deforestación, para la construcción de redes eléctricas, ¿qué tipo de líneas cree Ud. que sea la más indicada utilizar?**

TABLA No. 6: PREGUNTA 3, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	AÉREAS DESNUDAS	%	AÉREAS AISLADAS	%	TOTAL %
DIRPLAN	-	-	6	55	55
DISCON	1	9	1	9	18
DOM	1	9	2	18	27
<b>TOTAL</b>		18		82	100

ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 12: PREGUNTA 3, OPCIONES DE PORCENTAJE



ELABORADO POR: EL AUTOR

En cuanto a la factibilidad técnica y ambiental, el 82% de los encuestados opinan que es adecuado utilizar líneas aéreas aisladas para su construcción es zonas boscosas, mientras el 18% opina que lo adecuado es utilizar aéreas desnudas. Lo que comprueba que es posible implementar líneas aéreas en zonas boscosas utilizando conductor aislado.

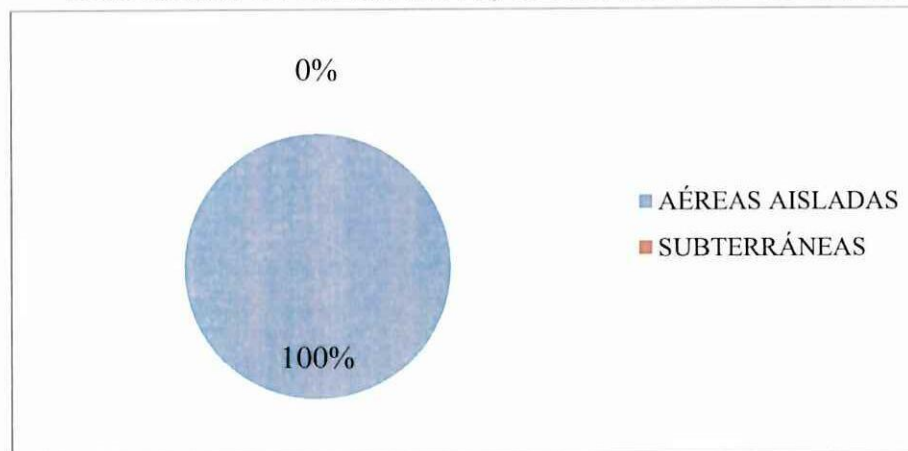
**4. Entre las líneas aéreas aisladas y subterráneas, ¿cuál de ellas considera Ud. que tiene menor costo de inversión para su implementación?**

TABLA No. 7: PREGUNTA 4, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	AÉREAS AISLADAS	%	AÉREAS SUBTERRÁNEAS	%	TOTAL %
DIRPLAN	6	55	-	-	55
DISCON	2	18	-	-	18
DOM	3	27	-	-	27
<b>TOTAL</b>		100		-	100

ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 13: PREGUNTA 3, OPCIONES DE PORCENTAJE



ELABORADO POR: EL AUTOR

¿Por qué?

- Menor valor de material

El 100% de los técnicos encuestados argumentan que las líneas áreas aisladas tienen menor costo de inversión que las subterráneas debido a que la primera involucra menor valor de material debido a su nivel de aislamiento y menor inversión civil con respecto a la subterránea, demostrando así que la línea aéreas asilada tiene menor costo para su implementación que la subterránea.

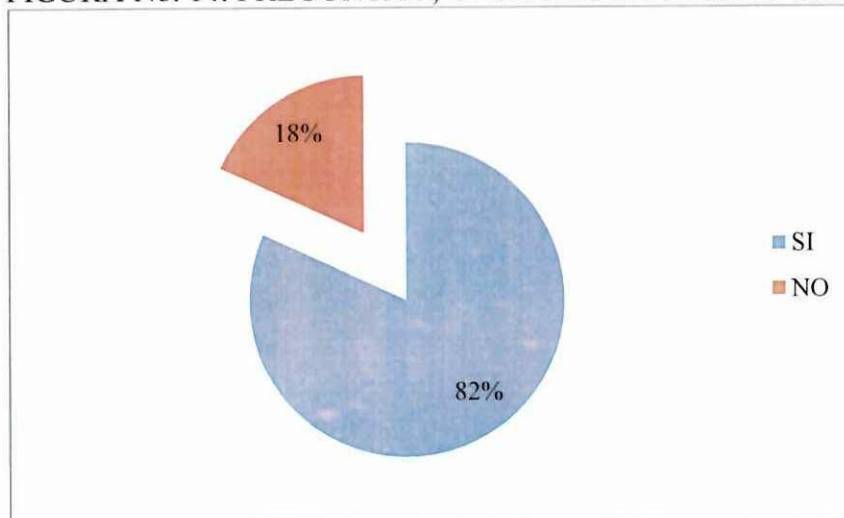
**5. Considera Ud. que las fallas ocasionadas por contacto del conductor con una rama, provocando la salida del servicio, conlleva a pérdidas económicas representativas para la EEASA?**

TABLA No. 8: PREGUNTA 5, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	SI	%	NO	%	TOTAL %
DIRPLAN	5	45	1	9	55
DISCON	2	18	-	-	18
DOM	2	18	1	9	27
<b>TOTAL</b>		82		18	100

ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 14: PREGUNTA 5, OPCIONES DE PORCENTAJE



ELABORADO POR: EL AUTOR

- Ocasiona energía no suministrada en gran magnitud
- Disminuye la vida útil de los equipos

No, porque...

- Constituye pérdida de imagen
- Falta de incumplimiento de los indicadores de calidad

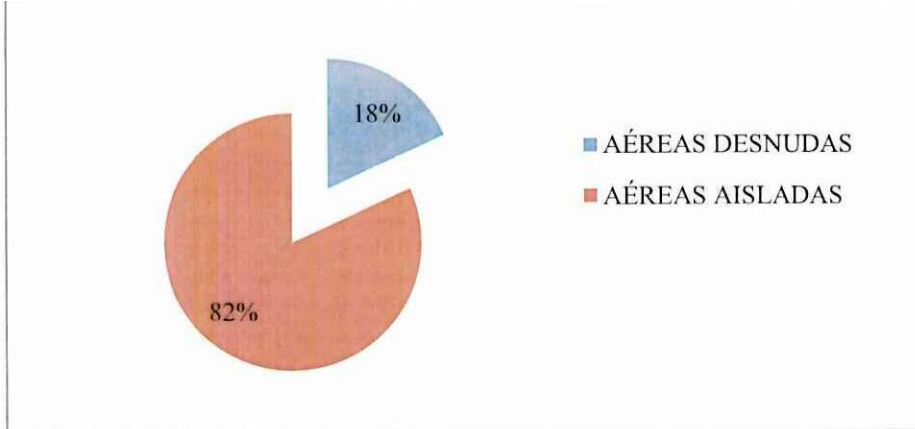
### Interpretación y Análisis

El 82% de los encuestados considera que las fallas ocasionadas por el contacto del conductor con una rama, provocando la salida del servicio, conlleva a pérdidas económicas representativas para la EEASA, puesto que esto afecta la continuidad de servicio, en la zona céntrica la densidad de carga es alta, ocasiona energía no suministrada en gran magnitud y disminuye la vida útil de los equipos. El 18% considera que este tipo de falla constituye pérdida de imagen y falta de incumplimiento de los indicadores de calidad mas no pérdidas económicas.

- 6. Debido a las características del lugar donde se encuentra la subestación El Batán, con alta densidad poblacional y especie forestal, ¿considera usted que debe implementarse la línea de subtransmisión aérea con cable aislado?**

TABLA No. 9: PREGUNTA 6, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	SI	%	NO	%	TOTAL %
DIRPLAN	6	55	-	-	55
DISCON	2	18	-	-	18
DOM	1	9	2	18	27
<b>TOTAL</b>		82		18	100



ELABORADO POR: EL AUTOR

### Interpretación y Análisis

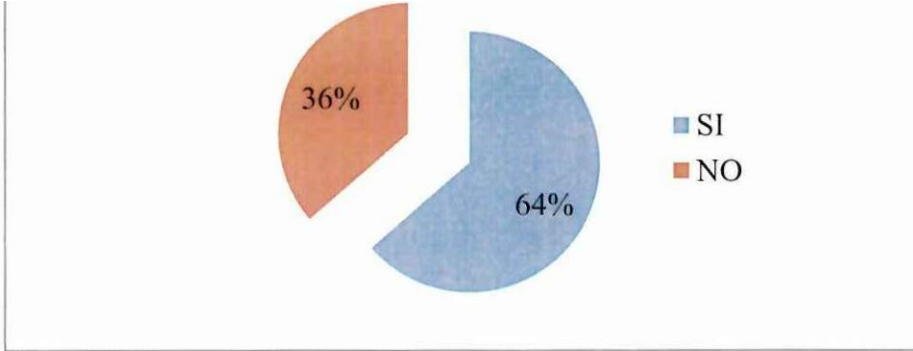
El 82% de los encuestados asumen que debido a las características del lugar donde se encuentra la subestación El Batán, debe implementarse una línea de subtransmisión con conductor aislado, por lo contrario, el 18% indica que se debe utilizar conductor desnudo, para la alimentación.

7. **¿Piensa Ud. que los factores como la urbanidad, alta densidad poblacional y especie forestal, representen una problemática para la expansión del sistema de subtransmisión para cubrir la demanda de energía eléctrica?**

TABLA No. 10: PREGUNTA 7, VALORACIÓN DE OPCIONES

VARIABLE	SI	%	NO	%	TOTAL %
DIRPLAN	4	36	1	9	45
DISCON	2	18	1	9	27
DOM	2	18	1	9	27
<b>TOTAL</b>		73		27	100

ELABORADO POR: EL AUTOR



ELABORADO POR: EL AUTOR

### **Interpretación y Análisis**

El 73% de los encuestados afirma que los factores como la urbanidad, alta densidad poblacional y especie forestal, representen una problemática para la expansión del sistema de subtransmisión para cubrir la demanda de energía eléctrica, por otra parte, el 27% opina lo contrario.

### **2.3. Capacidad del sistema de subtransmisión para aportar energía a la subestación El Batán**

Para determinar si el sistema de subtransmisión a 69 kV de la EEASA está en condiciones de suministrar energía a la subestación El Batán, se ejecutaron flujos de potencia donde las cargas de las subestaciones están referidas a las condiciones normales de operación del sistema actual, es decir un día de comportamiento típico de la demanda, al 15 de enero del 2014, sin cortes de energía planificados o eventualidades. Se considera demanda base de 22h00 a 07h00, demanda media de 07h00 a 17h00 y demanda punta de 17h00 a 22h00, donde se toma como referencia la demanda máxima del sistema para el estudio (ver Tabla No. 11), cuya potencia de la S/E El Batán de 16 MW, cuyo desarrollo se encuentra en el numeral 3.7, asimismo en la Tabla No. 11 se muestran las condiciones del sistema con la demanda proyectada a 10 años, tomando en consideración el crecimiento

FUENTE: CENTRO DE CONTROL-CECON

S/E	ACTUAL	A 10 AÑOS
ATOCHA	11655,75	18985,99
BAÑOS	2372,61	3864,73
HUACHII	4416,51	7194,03
HUACHII2	8580,68	13977,02
LLIGUA	3304,04	5381,93
LORETO	9317,72	15177,58
MONTALVO	3071,75	5003,56
ORIENTE	14027,7	22849,65
PELLEO	7989,87	13014,66
PILLARO	5405,87	8805,59
PUYO	8731,27	14222,32
QUERO	1665,95	2713,66
SAMANGA	9110,63	14840,26
TENA	8688,96	14153,40

TABLA No. 12: VOLTAJE EN BARRAS DE 69 KV

Barra	kV Base	V sol. [kV]	%	OPERACIÓN	
				NORMAL	CRÍTICA
AMBATO	69	69,483	1,007	69,483	1,007
TOTORAS	69	69	1	69	1
SAMANGA	69	68,793	0,997	68,448	0,992
PILLARO	69	68,724	0,996	68,379	0,991
ORIENTE	69	68,862	0,998	68,862	0,998
LORETO	69	68,724	0,996	68,724	0,996
LLIGUA	4,16	4,056	0,975	4,056	0,975
MONTALVO	69	68,517	0,993	67,137	0,973
QUERO	69	68,517	0,993	67,551	0,979
HUACHII	69	68,655	0,995	67,62	0,98
ATOCHA	69	67,827	0,983	68,034	0,986
PELLEO	69	68,517	0,993	68,517	0,993
BAÑOS	69	68,241	0,989	68,241	0,989
PUYO	69	68,793	0,997	68,793	0,997
MUSHUILLACTA	69	68,793	0,997	68,793	0,997
TENA	69	69,345	1,005	69,345	1,005

LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN	ESTADO ACTUAL	PROYECTADO A 10 AÑOS
AMBATO_SAMANGA	17,00	28,00
SAMANGA_PILLARO	9,90	16,30
ORIENTE_AMBATO	29,70	40,01
ORIENTE-TOTORAS	17,10	22,60
ORIENTE_PENINSULA	28,30	38,76
TOTORAS_MONTALVO	37,70	51,30
MONTALVO_QUERO	2,10	5,00
MONTALVO_HUACHI	31,70	4,20
HUACHI_ATOCHA	21,70	36,10
TOTORAS_ORIENTE	13,30	25,00
TOTORAS_PELILEO	18,90	31,60
PELILEO_BAÑOS	40	6,90
PUYO_MUSHULLACTA	2,70	4,50
NUEVA L S/T	3,460	7,71

FUENTE: CENTRO DE CONTROL-CECON

<b>Transformador</b>	<b>ESTADO ACTUAL</b>	<b>PROYECTADO A 10 AÑOS</b>
T2_OSAKA_SAMANGA	22,8	37,1
T1_ABB_SAMANGA	54,7	89,1
T1_OSAKA_ATOCHA	53,1	86,4
T2_SIEMENS_ATOCHA	63,5	103,4
T1_PAUWELS_PILLARO	56,8	92,6
T2_OSAKA_PILLARO	51,3	83,6
PAUWELS_LORETO	58,2	94,9
T2_SHENDA_ORIENTE	62,7	268,4
T3_ECUATRAN_LLIGUA	13,6	26,3
T2_DELTA_START_LLIGUA	21,9	21,9
T1_DELTA_START_LLIGUA	21,9	21,9
T1_SIEMENS_ORIENTE	64,2	109,6
SHENDA_QUERO	16,7	27,1
T1_MITSUBISHI_HUACHI	45,1	73,4
T2_WEG_HUACHI	86,7	141,2
WEG_MONTALVO	31	50,5
T2_SHENDA_BAÑOS	5,3	8,6
T1_WESTINGHOUSE_BAÑOS	2,6	4,3
OSAKA_PELILEO	81,5	132,8
OSAKA_MUSULLACTA	24,9	24,9

FUENTE: CENTRO DE CONTROL-CECON

Una vez que se han simulado los flujos de potencia, donde las líneas de subtransmisión y transformadores están dentro de los rangos de cargabilidad en el año actual, el sistema refleja que está en las condiciones necesarias de operación para abastecer la carga de la subestación el Batán, lo que no sucede con la proyección a 10 años. Por lo que se puede considerar que el sistema actual tiene suficiente capacidad frente a la entrada de la subestación El Batán. En el futuro será necesario repotenciar los transformadores de las subestaciones. En el Anexo 3.15 se muestran con detalle los parámetros de la líneas a de subtransmisión y transformadores en estado actual.

Para la comprobación de la hipótesis planteada se aplicó la prueba estadística del Chi-cuadrado el cual es un método útil para probar las hipótesis relacionadas con la diferencia entre el conjunto de frecuencias observadas en una muestra y el conjunto de frecuencias teóricas y esperadas de la misma muestra.

Para aceptar o rechazar la hipótesis se tomarán en cuenta las preguntas número cinco, seis y siete de la encuesta realizada.

5. Considera Ud. que las fallas ocasionadas por contacto del conductor con una rama, provocando la salida del servicio, conlleva a pérdidas económicas representativas para la EEASA?

6. Debido a las características del lugar donde se encuentra la subestación El Batán, con alta densidad poblacional y especie forestal, ¿considera usted que debe implementarse la línea de subtransmisión aérea con cable aislado?

7. ¿Piensa Ud. que los factores como la urbanidad, alta densidad poblacional y especie forestal, representen una problemática para la expansión del sistema de subtransmisión para cubrir la demanda de energía eléctrica?

#### **2.4.1. Formulación de la hipótesis**

##### **Hipótesis Alternativa (H<sub>1</sub>)**

“El diseño de una línea de subtransmisión aérea a 69 kV utilizando conductor aislado permitirá energizar de forma confiable la subestación El Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”

“El diseño de una línea de subtransmisión aérea a 69 kV utilizando conductor aislado permitirá energizar de forma no confiable la subestación El Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”

TABLA No. 15: TABLA DE ENCUESTAS

<b>DISEÑO DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN AÉREA CON CABLE</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>TOTAL</b>
Pregunta No. 5	9	2	11
Pregunta No. 6	9	2	11
Pregunta No. 7	8	3	11

ELABORADO POR: EL AUTOR

### Cálculo Chi – Cuadrado

$$X^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(f_o - f_e)^2}{f_e}$$

en donde

$X^2$ : Chi-cuadrado;

$f_o$ : frecuencias observadas de realización de acontecimiento determinado;

$f_e$ : frecuencia esperada o teórica.

TABLA No. 16: CÁLCULO CHI – CUADRADO

<b>Alternativas</b>	<b><math>f_o</math></b>	<b><math>f_e</math></b>	<b><math>f_o - f_e</math></b>	<b><math>(f_o - f_e)^2</math></b>	<b><math>(f_o - f_e)^2 / f_e</math></b>
P. No. 5 (Si)	9	5,5	3,5	12,25	2,23
P. No. 5 (No)	2	5,5	-3,5	12,25	2,23
P. No. 6 (Si)	9	5,5	3,5	12,25	2,23
P. No. 6 (No)	2	5,5	-3,5	12,25	2,23
P. No. 7 (Si)	8	5,5	2,5	6,25	1,14

$$Fe = Total/n$$

$$Fe = 22/6$$

$$Fe = 5$$

**Grados de libertad**

$$gl = n - 1$$

para esta expresión

*gl*: Grado de libertad;

*n*: número de condiciones.

$$gl = 6 - 1$$

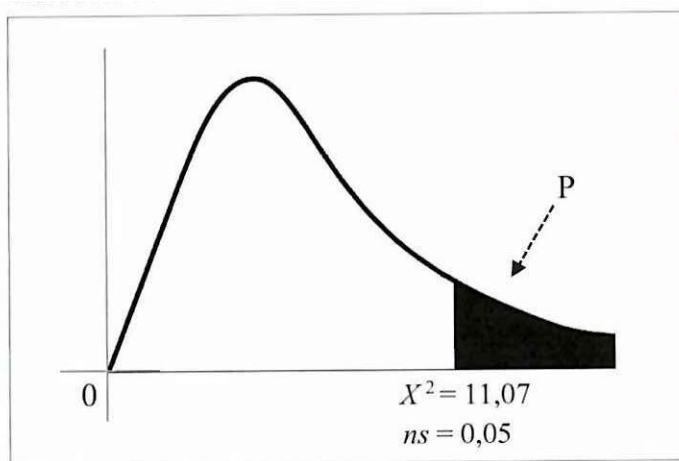
$$gl = 5$$

**Nivel de confianza**

$$nc = 0,05$$

TABLA No. 17: TABLA DE DISTRIBUCIÓN CHI - CUADRADO

		Probabilidad de un valor superior									
		0,01	0,02	0,025	0,03	0,04	0,05	0,10	0,15	0,20	g.l
1	6,635	5,412	5,024	4,709	4,218	3,841	2,706	2,072	1,642	1,219	1
2	9,210	7,824	7,378	7,013	6,438	5,991	4,605	3,794	3,219	2,706	2
3	11,345	9,837	9,348	8,947	8,311	7,815	6,251	5,317	4,642	4,045	3
4	13,277	11,668	11,143	10,712	10,026	9,488	7,779	6,745	5,989	5,279	4
5	15,086	13,388	12,833	12,375	11,644	11,070	9,236	8,115	7,289	6,581	5
6	16,812	15,033	14,449	13,968	13,198	12,592	10,645	9,446	8,558	7,801	6
7	18,475	16,622	16,013	15,509	14,703	14,067	12,017	10,748	9,803	9,003	7
8	20,090	18,168	17,535	17,010	16,171	15,507	13,362	12,027	11,030	10,201	8
9	21,666	19,679	19,023	18,480	17,608	16,919	14,684	13,288	12,242	11,394	9
10	23,209	21,161	20,483	19,922	19,021	18,307	15,987	14,534	13,442	12,691	10
11	24,725	22,618	21,920	21,342	20,412	19,675	17,275	15,767	14,631	13,579	11
12	26,217	24,054	23,337	22,742	21,785	21,026	18,549	16,989	15,812	14,685	12
13	27,688	25,472	24,736	24,125	23,142	22,362	19,812	18,202	16,985	15,741	13
14	29,141	26,873	26,119	25,493	24,485	23,685	21,064	19,406	18,151	16,796	14
15	30,578	28,259	27,488	26,848	25,816	24,996	22,307	20,603	19,311	17,750	15



ELABORADO POR: EL AUTOR

$$X^2 = 11,20 > X^2_{\text{tabla}} = 11,07$$

De acuerdo a estos resultados se pudo comprobar que el Chi-cuadrado calculado es mayor que el Chi-cuadrado de la Tabla No. 17, por lo que se acepta la hipótesis de trabajo de investigación y se rechaza la hipótesis nula; es decir “El diseño de una línea de subtransmisión aérea a 69 kV utilizando conductor aislado permitirá energizar de forma confiable la subestación El Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”

## **CAPÍTULO III**

### **3. DISEÑO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV CON CONDUCTOR AISLADO QUE ENERGIZARÁ LA SUBESTACIÓN EL BATÁN**

#### **3.1. Justificación**

Una de las problemáticas en la etapa de diseño, se basa principalmente en decidir que ruta recorrerá la línea de subtransmisión desde la fuente de energía hasta llegar a la subestación, atravesando estas zonas urbanas y/o rurales.

El determinar el recorrido de la línea es una decisión crítica cuando la ruta involucra terrenos inaccesibles como: montañas muy empinadas, depresiones profundas, pantanos, derrumbes, socavones, lagos, áreas densamente pobladas o cultivadas, aeropuertos, bosques muy densos, fallas geológicas y problemas por servidumbre, por lo que cualquier cambio que modifique la ruta directa de la línea, debe ser justificado desde el punto de vista práctico y técnico.

La subestación El Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. se encuentra en la zona urbana de la ciudad de Ambato, ubicada en el sector de Miraflores, al margen derecho del parque Luis A. Martínez, a orillas del río Ambato, donde el área es poblada y el conjunto de residencias es condensado, con

compleja, se requiere entonces bajo estos aspectos realizar un estudio que viabilice técnica y económicamente el diseño de una línea de subtransmisión de 69 kV con cable aislado que servirá para alimentar la subestación el Batán, sin que afecte a los habitantes ni la ecología del parque.

Energizar la subestación El Batán, significa ponerla en operación y consecuentemente traerá consigo ventajas tales como alivio de carga en los alimentadores del sistema, con lo cual se proporcionará maximizar la confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio del sistema de la Empresa Distribuidora, sin dejar de suministrar las necesidades de energía demandadas por el crecimiento de la ciudad o de cualquier otra actividad humana.

Con la finalidad de solucionar el problema expuesto, se realizará un estudio que viabilice técnica y económicamente el diseño de una línea de subtransmisión de 69 kV con conductor aislado para energizar la subestación el Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, utilizando cable aislado.

Según sea la necesidad de la EEASA, el proyecto puede ser tomado como modelo de aplicación para resolver problemas en el diseño de líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV, en situaciones donde la construcción de una línea de subtransmisión no se lo pueda realizar con cable desnudo, buscando otro tipo de soluciones, de tal forma que el desarrollo urbano y poblacional de la ciudad no atenten la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

### **3.2. Objetivos**

#### **3.2.1. Objetivo General**

Abastecer de energía eléctrica a la subestación El Batán, mediante la implantación

### **3.2.2. Objetivos Específicos**

- Proveer de red eléctrica de subtransmisión y comunicación con fibra óptica, para enlazar el sistema de subtransmisión a 69 kV y la subestación El Batán.
- Determinar el cable mensajero de soporte que cumpla con las características mecánicas de modo que los valores de flecha y tensión mecánica sometido a las diferentes condiciones de temperatura, sean los requeridos.
- Dotar del servicio de energía eléctrica a la zona sur occidental de la ciudad de Ambato a través de alimentadores de distribución destinados a la subestación El Batán, con la implementación de la línea de subtransmisión.

### **3.3. Sistema de subtransmisión de la EEASA**

El esquema del sistema de subtransmisión de la EEASA dispone de 4 puntos de enlace con el Sistema Nacional Interconectado, SNI:

1. S/E Totoras SNT, Transelectric, 230/138/69 kV,  
Accede a 100 MVA en tres posiciones de 69 kV;
2. S/E Ambato SNT, Transelectric, 138/69 kV,  
Accede a 36 MVA en dos posiciones de 69 kV;
3. S/E Tena SNT, Transelectric, 138/69 kV,  
Accede a 33 MVA, una posición de 69 kV;
4. S/E Puyo SNT, Transelectric, 138/69 kV,

- Central Lligua, EEASA, 5 MW; y,
- Central Península, EEASA, 3 MW.

El sistema eléctrico de la EEASA, tiene 14 subestaciones de distribución, 12 de relación 69/13.8 KV y 2 de 69/4.16 KV.

En condiciones normales de operación del sistema, siendo su configuración radial, la línea Samanga-Atocha se encuentra normalmente abierta, mientras que las demás líneas de subtransmisión se encuentran normalmente cerradas, como se muestra en el diagrama eléctrico unifilar del sistema de la EEASA en el Anexo 3.12.

#### **3.4. Características constructivas de las redes eléctricas del sistema de subtransmisión 69 kV de la EEASA**

El sistema de subtransmisión a 69 kV en la EEASA se ha desarrollado exclusivamente en forma aérea utilizando conductores sin aislamiento, se utilizan estructuras de soporte como postes de hormigón y en la mayoría de los casos estructuras metálicas como torres. El tipo de conductor normalmente utilizado es de aluminio desnudo con núcleo de acero galvanizado, ACSR y conductores de aluminio con alma de aleación de aluminio, ACAR. Todas las líneas son diseñadas con apantallamiento utilizando hilo de guarda con conductor de acero de alta resistencia mecánica, en los últimos años el criterio en el diseño del apantallamiento es usar fibras ópticas OPGW de 24 fibras del tipo monomodo, esto debido a la posibilidad de combinar en un mismo cable su capacidad de protección de las líneas aéreas de subtransmisión con la telecomunicación.

Las subestaciones que constituyen el sistema eléctrico de la EEASA abastecen de energía eléctrica a los alimentadores que se citan a continuación en la Tabla No. 18:

TABLA No. 18: SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES

SUBESTACIÓN	ALIMENTADORES
S/E ATOCHA	FICOA, LAS AMÉRICAS, MARTINEZ, PILISHURCO, QUISAPINCHA, SALIDA 2.
S/E BAÑOS	BAÑOS, PITITIC, RÍO VERDE.
S/E HUACHI	ESPAÑA, MALL DE LOS ANDES, MILLENIUM, MIRAFLORES, ATAHUALPA, INDUSTRIAL, MAGDALENA, PASA, SANTA ROSA.
S/E LLIGUA	IZAMBA, PENÍNSULA.
S/E LORETO	BELLAVISTA, FERROVIARIA, VICENTINA, SUBTERRÁNEA, 12 DE NOVIEMBRE.
S/E MONTALVO	MONTALVO, SUR, TISALEO.
S/E ORIENTE	BOLIVARIANA, LLIGUA, OLÍMPICA, PICAIHUA, TOTORAS 13.8, UNIVERSIDAD.
S/E PELILEO	HUAMBALÓ, PATATE, PELILEO, SALASACA.
S/E PÍLLARO	PÍLLARO CENTRO, SAN ANDRÉS, SAN MIGUELITO.
S/E PUYO	CAPRICHIO, CENTRAL, CIRCUNVALACIÓN, MACAS, SHELL MERA, TARQUI PALORA.
S/E QUERO	BENITEZ, CEVALLOS, MOCHA, QUERO.
S/E SAMANGA	CUNCHIBAMBA, NORTE, PASO LATERAL, PIA.
S/E TENA	AMAZONAS, ARCHIDONA, AROSEMENA TOLA, JUMANDY, MISAHUALLI.

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN - EEASA

Así mismo, en la Figura No. 18 se observa la disposición geográfica de los

FIGURA No. 18: DISPOSICIÓN GEOGRÁFICA DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA



FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN - EEASA

### 3.6. Cargabilidad de las subestaciones de la EEASA

Actualmente las cargas de las subestaciones son las que se muestran en la Tabla No. 19 con el fin de evitar que la demanda máxima exceda la capacidad de las subestaciones y los alimentadores superen los 3 MVA de demanda máxima, de la zona central de Ambato, se pretende aliviar parte de la carga de los alimentadores que constituyen el área de influencia que lo constituyen Vicentina, Bellavista, Ficoa y Miraflores, correspondientes a las subestaciones Loreto, Atocha y Huachi, respectivamente, encargados de suministrar de energía eléctrica en esta zona, mediante el aporte de la S/E El Batán.

TABLA No. 19: DEMANDA MÁXIMA Y CAPACIDAD POR SUBESTACIONES

S/E	VOLTAJES (kV)		DEMANDA MÁXIMA		CAPACIDAD DE LA S/E	MVA RESTANTES DE CAPACIDAD
	1	2	MW	MVA	MVA	
ATOCHA	69	13,8	11,46	11,51	20	8,49
BAÑOS	69	13,8	2,13	3,61	10	6,39
HUACHI	69	13,8	9,89	10,07	20	9,93
LORETO	69	13,8	9,2	9,39	16	6,61
MONTALVO	69	13,8	6,39	6,42	10	3,58
ORIENTE	69	13,8	12,89	12,89	24	11,11
PELILEO	69	13,8	9,26	9,67	10	0,33
PILLARO	69	13,8	4,75	4,75	10	5,25
SAMANGA	69	13,8	8,7	9,32	12	2,68
PUYO	69	13,8	8,83	9,27	15	5,73
LLIGUA-PENÍNSULA	4,16/6,9	13,8	2,27	2,39	9,5	7,11
TENA	69	13,8	8,58	8,87	10	1,13
MUSHULLACTA	69	13,8	1,23	1,25	5	3,75

FUENTE: REPORTES DEL CECON – EEASA

#### 3.6.1. Estado actual de la demanda máxima de los alimentadores en estudio de la zona centro de Ambato

La subestación de subtransmisión El Batán de 69/13.8 kV, es uno de los proyectos del Plan de Expansión de Distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro

Norte S.A. 2014 - 2024, encargada de aliviar la carga de los alimentadores que actualmente cubren la demanda de la zona sur-occidental de la ciudad de Ambato (ver figura), cubriendo un área alrededor de 10 km<sup>2</sup> y beneficiando a 12.000 usuarios y 48.000 clientes aproximados, cuya finalidad es dotar de un servicio eficiente, continuo y confiable de energía eléctrica, a los habitantes del área de concesión.

TABLA No. 20: DEMANDA MÁXIMA DE ALIMENTADORES, ZONA CENTRO

S/E	LORETO		ATOCHA	HUACHI
ALIMENTADOR	VICENTINA	BELLAVISTA	FICOA	MIRAFLORES
Carga instalada [kVA]	1970	5440	8070,00	10850,00
Demanda máxima [kW]	792,65	1957,73	3113,95	2998,63
Factor de demanda	0,38		0,39	0,28
Demanda máxima de aporte [kW]	1762,14		1863,74	1438,57
Demanda Máxima Total:	5064,45 kW			

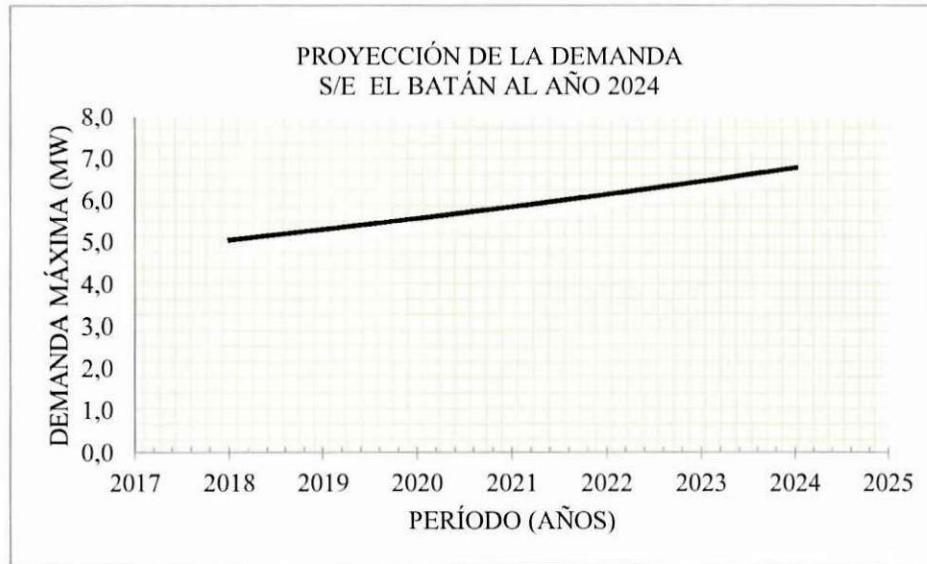
FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN – EEASA

### 3.7. Determinación de la capacidad de la subestación El Batán

Para determinar la demanda de los alimentadores, se suman las potencias nominales de los transformadores instalados, por cada circuito del alimentador que aportan a la zona sur-occidental de la ciudad, la tabla resultante de demandas es la que se muestra en la Tabla No. 20.

Lo que significa que realizando la planificación para 10 años a partir del actual, la demanda de la subestación para el año 2024 será de 6.78 MW, considerando un crecimiento de la demanda del 5% anual, como se indica en la Figura No. 19, así contando con capacidad de reserva se selecciona un transformador de 16 MVA.

FIGURA No. 19: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA S/E EL BATÁN  
PARA EL AÑO 2024



ELABORADO POR: EL AUTOR

### 3.8. Selección de la ruta de la línea de subtransmisión

Debido a la complejidad del área de influencia del proyecto, al estar inserta en un área geográfica que combina zonas con alta densidad poblacional y áreas con espesa especie forestal, se trazan 3 rutas alternativas para alimentar la S/E El Batán, con el fin de elegir una ruta que sea viable desde el punto de vista técnico, económico, social y ambiental, como se señalan a continuación:

#### 3.8.1. Ruta alternativa 1

Aunque esta alternativa presenta una trayectoria recta de 2.2 km (ver Anexo 3.5.A), siendo la ruta más corta, existen dos inconvenientes principales que limitan la construcción de una línea de subtransmisión como se argumenta en el Anexo 3.9, así, el primer inconveniente es que la torre existente 222 que soporta a la línea de subtransmisión Hucabi Atocha de donde se pretende partir la nueva línea está ubicada

en el cerro Casigana de difícil acceso y recorrido, y el segundo, el cerro el Casigana fue declarado como bosque protector por el Ministerio del Ambiente, considerado como el pulmón de la ciudad de Ambato, donde existen especies nativas y se plantan otras para recuperar ese espacio, lo que imposibilita aún más construir una línea de subtransmisión en este espacio bajo esta última condición.

### **3.8.2. Ruta alternativa 2**

Esta alternativa presenta una trayectoria de aproximadamente de 2 km. La mayor parte de la trayectoria en el área de influencia del proyecto dispone de calles y vías pavimentadas de fácil acceso y recorrido. La ruta recorre una corta área de la urbanidad del total del área de influencia del proyecto, como se aprecia en el Anexo 3.5.B, mientras que se hace evidente disponer de vanos entre 70 y 100 m de longitud.

### **3.8.3. Ruta alternativa 3**

Esta alternativa se elaboró con el fin de disminuir la influencia del proyecto en el área urbana donde existe alta densidad poblacional, para ello es necesario cruzar grandes distancias aplicando vanos de aproximadamente 200 y 350 m desde el cerro donde se encuentra la torre existente 223 que soporta a la línea de subtransmisión Huachi-Atocha hasta el punto ubicado en la vía a Pasa (ver Anexo 3.5.C). Esta alternativa se ve limitada por el vano máximo admisible para el cable ecológico, puesto que para el tendido del cable aislado este vano es de 115 metros. La distancia total del trazado de la línea es de 2.75 km.

### **3.8.4. Planteamiento de la ruta óptima**

La ruta definitiva de la línea de subtransmisión de 69 kV tiene una longitud de 2,1 km iniciando en el cerro donde se encuentra la Torre Existente 223, que forma parte de la

La zona del proyecto se caracteriza por ser de relieve variado, pasando ligeramente de los 2000 a 3500 m.s.n.m., un pequeño tramo a la salida corresponde a la del cerro donde se encuentra la torre 223 para 69 kV, mientras que el área del resto del trayecto es plana. En la zona montañosa la ruta comprende zonas sin tránsito peatonal y vehicular, mientras que en la zona urbana en su mayoría existe tránsito peatonal y vehicular.

Debido al paso de zonas montañosas el tránsito es poco frecuente, se ha trazado la ruta tratando de acercarse lo más posible a las carreteras existentes y alejándose de la zona de expansión urbana, evitando cruces por carretas y casas. Reducir en lo mínimo a afectación a terrenos privados y respetando el derecho de vía.

Finalmente, la línea se enlaza con la subestación El Batán, por medio de un cruce de 30 m sobre el Río Ambato.

El trazado de la línea no presenta ángulos pronunciados, el acceso y recorrido señalan buenas condiciones para la operación y mantenimiento, lo que facilitará no solo la construcción, sino la posterior operación de la línea.

#### **3.8.5. Puntos de afectación de la ruta óptima**

El punto de partida de la línea de transmisión (Torre 223) está ubicada en las coordenadas UTM E 761764,84; S 9861941,27 y el punto de llegada es en la subestación El Batán con las coordenadas E 763165,14; S 9862292,79, a una altura sobre el nivel del mar de 3257 m.s.n.m. al inicio, 3345 m.s.n.m. en el punto más alto y 2943 m.s.n.m. a la llegada a la subestación.

**3.8.6. Puntos de incidencia del trazado de la nueva línea de subtransmisión**

El trazado de la nueva línea de subtransmisión, en la zona de incidencia, involucra los siguientes puntos, donde irán ubicadas las estructuras de soporte indicadas en la Tabla No. 21.

**TABLA No. 21: COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS PUNTOS DE INCIDENCIA**

Coordenadas Geográficas / Coordenadas UTM (WGS 84) Nueva Línea de Subtransmisión a 69 kV		
VERTICES	ESTE X (m)	SUR Y (m)
1	763169,36	9862312,10
2	763096,23	9862376,47
3	763027,73	9862429,66
4	762949,77	9862380,04
5	762860,81	9862321,90
6	762780,02	9862256,43
7	762696,95	9862187,04
8	762639,81	9862138,70
9	762583,67	9862079,81
10	762508,42	9862001,29
11	762434,39	9861923,21
12	762364,46	9861847,16
13	762305,28	9861781,51
14	762271,15	9861743,88
15	762201,74	9861666,43
16	762134,16	9861594,52
17	762053,96	9861584,31
18	762017,15	9861591,97
19	761942,71	9861587,44
20	761863,86	9861586,44
21	761775,20	9861616,88
22	761787,99	9861716,84
23	761788,37	9861881,58
24	761789,25	9861891,89

TABLA No. 22: RESUMEN DEL TIPO DE ESTRUCTURAS

RESUMEN DE ESTRUCTURAS			
ESTRUCTURAS EN POSTES DE HORMIGÓN ARMADO		ESTRUCTURAS METÁLICAS	
TIPO	CANTIDAD	TIPO	CANTIDAD
VERTICAL-RETENCIÓN	2	A-10	1
TANGENTE	17		
VERTICAL-ANGULAR	2		
VERTICAL-ANGULAR-DOBLE RETENCIÓN	3		

ELABORADO POR: EL AUTOR

### 3.9. Selección del conductor

Aunque la corriente en función de la carga de la S/E El Batán en condiciones críticas es relativamente baja, debido a las condiciones del sistema y el incremento de la demanda y futuros proyectos, el calibre selecto es 477 KCM. El conductor será de tipo AAC (All Aluminum Conductor), debido a que presentan características mecánicas que cubren las exigencias constructivas de vanos y flechas pequeños definidos por el fabricante, para cable ecológico, adicionalmente tienen la ventaja de ser los más livianos y más económicos.

### 3.10. Cálculos mecánicos

#### 3.10.1. Selección del Cable mensajero

Para elegir el cable mensajero destinado su función de protección mecánica: protege de la caída de ramas y objetos y protección eléctrica: atenuación ante descargas atmosféricas, se debe considerar que éste debe sujetarse principalmente a las condiciones mecánicas de flecha y vano para una carga de rotura determinada. Debido al escaso uso de cables mensajeros comunes de acero galvanizado para efecto

de apantallamiento de las redes de subtransmisión de propiedad de la Empresa Distribuidora, el cable mensajero de ser posible debe cumplir adicionalmente la función de transmitir datos.

Por lo tanto se recurre al hilo de guardia de fibra óptica OPGW y OPGW con tubo de aluminio extruído.

Adicionalmente se considera una tercera opción utilizando cable de acero recubierto de aluminio, denominado normalmente de alumoweld (AW) de alta carga de rotura, como mensajero e hilo de guarda y fibra óptica monomodo ADSS de 24 hilos para transmitir datos, esto en el caso de que los de tipo OPGW no cumplan con las exigencias mecánicas.

Para terminar, la sección del conductor la tensión y las flechas máximas de un conductor en un vano determinado, bajo la influencia de efectos meteorológicos variantes, se utiliza la siguiente ecuación:

### 3.10.1.1. Ecuación de cambio de estado

La ecuación de cambio de estado (EC. 1.41), de tercer grado, tiene la forma:

$$t_i^3 + t_i^2 A = B$$

Donde

$$t_2^2 [t_2 - \overbrace{K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)}^A] = \overbrace{a^2 \omega^2 \frac{E}{24} m_2^2}^B$$

siendo la expresión de la constante  $K$ , de la ecuación de cambio de condiciones

$$K = t_1 - \left[ a^2 m_1^2 \omega^2 \frac{E}{24 t_1^2} \right]$$

$t_1$ : tensión inicial, en kg/mm<sup>2</sup>;

$t_2$ : tensión final a considerarse, en kg/mm<sup>2</sup>;

$\alpha$ : coeficiente de dilatación lineal del cable por grado de temperatura;

$E$ : módulo de elasticidad del cable, en kg/mm<sup>2</sup>;

$\theta_1$ : temperatura inicial, a la que pueda estar sometido el cable, en grados centígrados;

$\theta_2$ : temperatura final a considerarse, a la que pueda estar sometido el cable, en grados centígrados;

$a$ : vano regulado en metros;

$\omega$ : peso en kg/m/mm<sup>2</sup> del cable (o el peso aparente en caso de sobrecarga de viento, o de manguito de hielo, o de ambas simultáneamente);

$m_1$  y  $m_2$ : coeficientes de sobrecarga.

El coeficiente de sobrecarga  $m_1$ , cuando no existe sobrecarga es igual a 1, si existe sobrecarga este coeficiente de sobrecarga será igual a

$$m_1 = \frac{p_1}{p}$$

el peso aparente  $p_1$ , al existir sobrecarga de viento es igual a

$$p_1 = \sqrt{p^2 + p_v^2},$$

donde  $p$  es el peso propio del cable y  $p_v$  la acción horizontal del viento.

$$p_v = Pd$$

donde  $P$  es la presión del viento y  $d$  el diámetro del conductor.

Para el cálculo de la flecha, esta se realiza mediante el desarrollo de la siguiente expresión

$$f_i = \frac{a^2 \omega}{8} m_0$$

donde

$$\omega = \frac{p}{S}$$

$$t_i = \frac{T_0}{S}$$

para estas ecuaciones

$f_0$ : flecha inicial, en m;

$a$ : vano regulado, en m;

$\omega$ : peso del cable, en kg/m/mm<sup>2</sup> de sección;

$t_0$ : tensión del conductor, en kg/mm<sup>2</sup>;

$m_0$ : coeficiente de sobrecarga, adimensional

$m_0 = 1$ ; al no aplicar carga externa

$p$ : peso propio de conductor, en kg/m;

$S$ : sección del conductor, en mm<sup>2</sup>;

$T_0$ : carga de rotura del conductor, en kg, aplicado el coeficiente de seguridad.

### **3.10.1.2. Cálculo de tensión y flecha en diferentes estados**

#### **3.10.1.2.1. Cálculo del peso total que soportará el mensajero considerando diferentes tipos de cables elegidos para esta función**

El mensajero soporta su propio peso y a la vez el de los conductores de fase del cable ecológico y sus separadores de fase, las dimensiones de las flechas y tensiones variantes, dependerán del cable mensajero, por lo cual hay que determinar el peso de cada uno de estos tres elementos, de la siguiente manera.

Determinación del número de espaciadores colocados a 9 metros a lo largo de la línea, en 1km de conductor:

$$\# \text{Espaciadores} = \frac{1000}{9} = 111,11 \approx 111$$

Cálculo del peso total correspondiente a los 111 espaciadores, si cada espaciador pesa 13,3 libras:

$$P_{\text{espaciadores}} = 111 \frac{6,03\text{kg}}{1 \text{ km}} = 669,33 \text{ [kg/km]}$$

Cálculo del peso total inicial que soportará el mensajero:

Para determinar la sección del conductor, se suman los pesos en [kg/km] correspondientes a las fases del cable ecológico AAC 477 MCM, cable mensajero y de los espaciadores;

$$P_{\text{Total}} = P_{\text{Mensajero}} + P_{\text{3fases}} + P_{\text{Espaciadores}}; \text{ [kg/km]}$$

Para el cable de guardia de fibra óptica OPGW, el peso total que tendrá que soportar éste es:

$$P_{\text{Total}} = 371 + 3 \cdot 1921,21 + 669,33 = 6803,96 \text{ [kg/km]}$$

Para el cable de guardia de fibra óptica OPGW con tubo de aluminio extruido, el peso total que tendrá que soportar éste es:

$$P_{\text{Total}} = 920 + 3 \cdot 1921,21 + 669,33 = 7352,96 \text{ [kg/km]}$$

Para el Cable mensajero Alumoweld (AW) 19 No. 8 AW, el peso total que tendrá que soportar éste es:

$$P_{\text{Total}} = 1062,55 + 3 \cdot 1921,21 + 669,33 = 7495,51 \text{ [kg/km]}$$

Las tensiones y flechas, son calculadas con vano regulador de 100 m, y con factor de seguridad 33% de la carga de rotura de los cables para del tipo OPGW, 25% para ADSS y 28% para Alumoweld; por lo que dicha tracción máxima del cable no será superior a su carga de rotura dividida por un coeficiente de seguridad de 3 y 3.6 para

el cable mensajero respectivamente, de la misma manera para el cable ADSS este coeficiente no superará el valor 5.

Las líneas están ubicadas a una altura superior a los 2.700 m. sobre el nivel del mar, definiéndose como líneas de la Zona II correspondiente a la Sierra, en el desarrollo del criterio de sobrecarga de viento, se aplica una presión de viento  $39 \text{ kg/m}^2$ .

Las tensiones y flechas producidas en diferentes estados meteorológicos y de operación del sistema eléctrico, a partir de una temperatura de  $17^\circ\text{C}$  EDS, con vano regulador de 100 m.

### ***3.10.1.3. Criterios considerados para el cálculo mecánico***

#### ***3.10.1.3.1. CRITERIO A).- De temperatura.***

El criterio A, permite determinar la tensión máxima resultante, la cual se utiliza para el diseño de los apoyos. La temperatura mínima registrada es de  $0^\circ\text{C}$ . En esta condición no se aplica ninguna carga externa.

#### ***3.10.1.3.2. CRITERIO B).- De viento***

Para alturas superiores a los 2700 m.s.n.m., correspondiente a la Zona II, la velocidad del viento alcanza el valor de 90 km/h, dando lugar a una presión de  $39 \text{ kg/m}^2$  sobre los distintos elementos de la línea de subtransmisión, a una temperatura de  $5^\circ\text{C}$ .

#### ***3.10.1.3.3. CRITERIO C).- De temperatura***

Este criterio permite determinar la flecha máxima del conductor, para tal efecto se considera una temperatura de  $50^\circ\text{C}$ . En esta condición al igual que en el primer criterio, no se aplica ninguna carga externa.

Los cálculos mecánicos, bajo los criterios especificados, se realizan con los datos técnicos mostrados en la Tabla No. 23, a continuación:

TABLA No. 23: ESPECIFICACIONES MECÁNICAS DEL CABLE ECOLÓGICO AAC Y MENSAJERO

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	Cable ecológico AAC 477 KCM	Cable de guardia de fibra óptica OPGW	Cable de guardia de fibra óptica OPGW con Tubo de aluminio extruido
Sección transversal: mm <sup>2</sup>		89,82	168,8
Diámetro: Mm	44,75	12,5	18
Peso: kg/km	1921,21	371	920
Tensión de rotura: Kg		5770	14400
Módulo de elasticidad: kg/mm <sup>2</sup>		10700	12200
Coefficiente de dilatación: 1/°C		0,0000172	0,00001482

FUENTE: DATOS TÉCNICOS DEL PROVEEDOR

El esfuerzo máximo del mensajero no debe superar el 60 % de la tensión a la rotura nominal, aplicando factor de sobrecarga correspondiente, y el valor de la flecha será menor al 2% de la longitud de vano regulador de 100m.

#### 3.10.1.4. Cálculo de tensiones y flechas

TABLA No. 24: TENSIONES Y FLECHAS - CABLE MENSAJERO ALUMOWELD (AW) 19 No. 8 AW

Cable mensajero Alumoweld (AW) 19 No. 8 AW	FLECHA [m]	f = 2% vano	TENSIÓN [kg]	Factor de seguridad
Condiciones iniciales.	1,72	1,72 %	5448,19	28%
CRITERIO A).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 0 °C	1,62	1,62 %	5786,69	30%
CRITERIO B).- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C	1,89	1,89 %	6283,15	32%

CRITERIO C).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 50 °C	1,93	1,93 %	4862,31	25%
---	------	--------	---------	-----

ELABORADO POR: EL AUTOR

TABLA No. 25: TENSIONES Y FLECHAS- CABLE DE GUARDIA DE FIBRA ÓPTICA OPGW

<b>Cable de guardia de fibra óptica OPGW</b>	FLECHA [m]	f = 2% vano	TENSION [kg]	Factor de seguridad
Condiciones iniciales.	4,47	4,47 %	1904,10	33%
CRITERIO A).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 0 °C	4,36	4,36 %	1949,53	34%
CRITERIO B).- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C	4,60	4,60 %	2415,34	42%
CRITERIO C).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 50 °C	4,67	4,67 %	1823,11	32%

ELABORADO POR: EL AUTOR

TABLA No. 26: TENSIONES Y FLECHAS - CABLE DE GUARDIA DE FIBRA ÓPTICA OPGW CON TUBO DE ALUMINIO EXTRUÍDO

<b>Cable de guardia de fibra óptica OPGW con Tubo de aluminio extruído</b>	FLECHA [m]	f = 2% vano	TENSION [kg]	Factor de seguridad
Condiciones iniciales.	1,93	1,93 %	4752,00	33 %
CRITERIO A).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 0 °C	1,82	1,82 %	5041,55	35 %
CRITERIO B).- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C	2,13	2,13 %	5551,05	39 %
CRITERIO C).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 50 °C	2,16	2,16 %	4253,99	30 %

ELABORADO POR: EL AUTOR

Como se puede observar en las Tablas No. 25 y 26, el cable de guardia de fibra óptica OPGW y OPGW con Tubo de aluminio extruído, respectivamente, no cumplen con el valor de flecha requerido, ya que en la máxima temperatura ésta es de 4,28%, por tal motivo se realizan los cálculos individuales con el cable fibra óptica monomodo ADSS de 24 hilos y mensajero ALUMOWELD (AW) 19 No. 8 AW, con lo cual se cumple con los condiciones de flecha y tensiones, como se verifica en la Tablas No. 24 y 27.

TABLA No. 27: TENSIONES Y FLECHAS - FIBRA ÓPTICA MONOMODO ADSS DE 24 HILOS

<b>Cable de guardia de fibra óptica OPGW con Tubo de aluminio extruído</b>	FLECHA [m]	$f \leq 1,5\% \text{ vano}$	TENSION [kg]	Factor de seguridad
Condiciones iniciales.	0,12	0,12 %	1402,11	25%
CRITERIO A).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 0 °C	0,12	0,12 %	1409,27	25%
CRITERIO B).- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C	0,44	0,44 %	1431,97	26%
CRITERIO C).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 50 °C	0,13	0,13 %	1388,23	25%

ELABORADO POR: EL AUTOR

#### ***3.10.1.4.1. Comportamiento de tensión mecánica y flecha del cable mensajero AW y fibra óptica monomodo ADSS de 24 hilos***

Los conductores se deben tensar de modo que, sin importar la condición climática imperante, su tensión nunca supere la máxima admisible. Intuitivamente se puede establecer que si la temperatura es baja, la flecha es reducida y la tensión mecánica elevada, por otro lado, si la temperatura es alta el cable se afloja y por lo tanto la flecha es elevada. El comportamiento del cable mensajero AW se ve reflejada en la Figura No. 20.

Con respecto al comportamiento de la fibra óptica monomodo ADSS de 24 hilos, la variación de la flecha y tensión con respecto a la temperatura es muy pequeña, esto debido a la características de su estructura. El comportamiento del cable de fibra óptica ADSS monomodo 24 hilos se ve reflejada en la Figura No. 21.

Los valores de tensión y flecha ante variaciones de temperatura y vano, se muestran a continuación en las Tablas No. 28 y 29.

**TABLA No. 28: TENSIONES Y FLECHAS EN VARIACIONES DE 5 METROS DE VANO PARA EL CABLE MENSAJERO ALUMOWELD (AW) 19 No. 8 AW**

Vano	Flechas	Condiciones iniciales.	CRITERIO A).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 0 °C	CRITERIO B).- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C	CRITERIO C).- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 50 °C
	Tensiones				
40	f [m]	0,28	0,25	0,32	0,33
	T [kg]	5448	5964	5963	4496
45	f [m]	0,35	0,32	0,40	0,42
	T [kg]	5448	5951	5988	4528
50	f [m]	0,43	0,39	0,49	0,51
	T [kg]	5448	5937	6014	4560
55	f [m]	0,52	0,48	0,60	0,62
	T [kg]	5448	5923	6042	4593
60	f [m]	0,62	0,57	0,71	0,73
	T [kg]	5448	5908	6069	4626
65	f [m]	0,73	0,67	0,82	0,85
	T [kg]	5448	5893	6097	4659
70	f [m]	0,84	0,78	0,95	0,98
	T [kg]	5448	5877	6125	4691
75	f [m]	0,97	0,90	1,09	1,12
	T [kg]	5448	5862	6153	4722
80	f [m]	1,10	1,03	1,23	1,26
	T [kg]	5448	5846	6180	4752
85	f [m]	1,24	1,16	1,39	1,42
	T [kg]	5448	5831	6207	4781
90	f [m]	1,39	1,30	1,55	1,58
	T [kg]	5448	5816	6233	4809
95	f [m]	1,55	1,46	1,72	1,75

	T [kg]	5448	5801	6259	4836
100	f [m]	1,72	1,62	1,89	1,93
	T [kg]	5448	5787	6283	4862

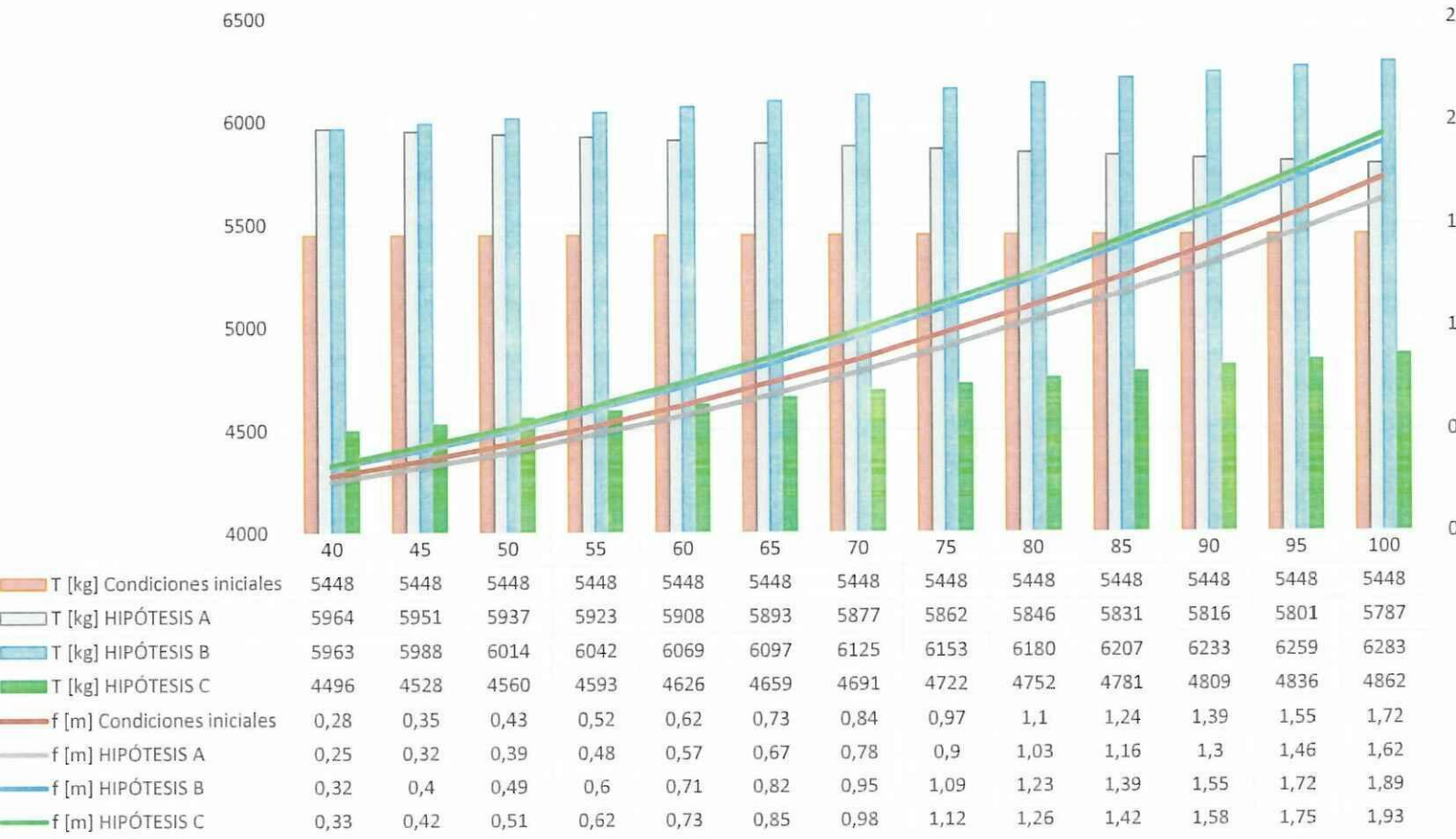
ELABORADO POR: EL AUTOR

TABLA No. 29: TENSIONES Y FLECHAS EN VARIACIONES DE 5 METROS DE VANO PARA FIBRA ÓPTICA MONOMODO ADSS DE 24 HILOS

Vano	Flechas	Condiciones iniciales.	CRITERIO A)- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 0 °C	CRITERIO B)- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C	CRITERIO C)- De temperatura. Sin sobrecarga Temperatura de 50 °C
	Tensiones				
40	f [m]	0,02	0,02	0,07	0,02
	T [kg]	1402	1409	1411	1388
45	f [m]	0,03	0,03	0,09	0,03
	T [kg]	1402	1409	1412	1388
50	f [m]	0,03	0,03	0,11	0,03
	T [kg]	1402	1409	1414	1388
55	f [m]	0,04	0,04	0,14	0,04
	T [kg]	1402	1409	1415	1388
60	f [m]	0,04	0,04	0,16	0,05
	T [kg]	1402	1409	1416	1388
65	f [m]	0,05	0,05	0,19	0,05
	T [kg]	1402	1409	1418	1388
70	f [m]	0,06	0,06	0,22	0,06
	T [kg]	1402	1409	1420	1388
75	f [m]	0,07	0,07	0,25	0,07
	T [kg]	1402	1409	1421	1388
80	f [m]	0,08	0,08	0,29	0,08
	T [kg]	1402	1409	1423	1388
85	f [m]	0,09	0,09	0,32	0,09
	T [kg]	1402	1409	1425	1388
90	f [m]	0,10	0,10	0,36	0,10
	T [kg]	1402	1409	1427	1388
95	f [m]	0,11	0,11	0,40	0,11
	T [kg]	1402	1409	1430	1388
100	f [m]	0,12	0,12	0,44	0,13
	T [kg]	1402	1409	1432	1388

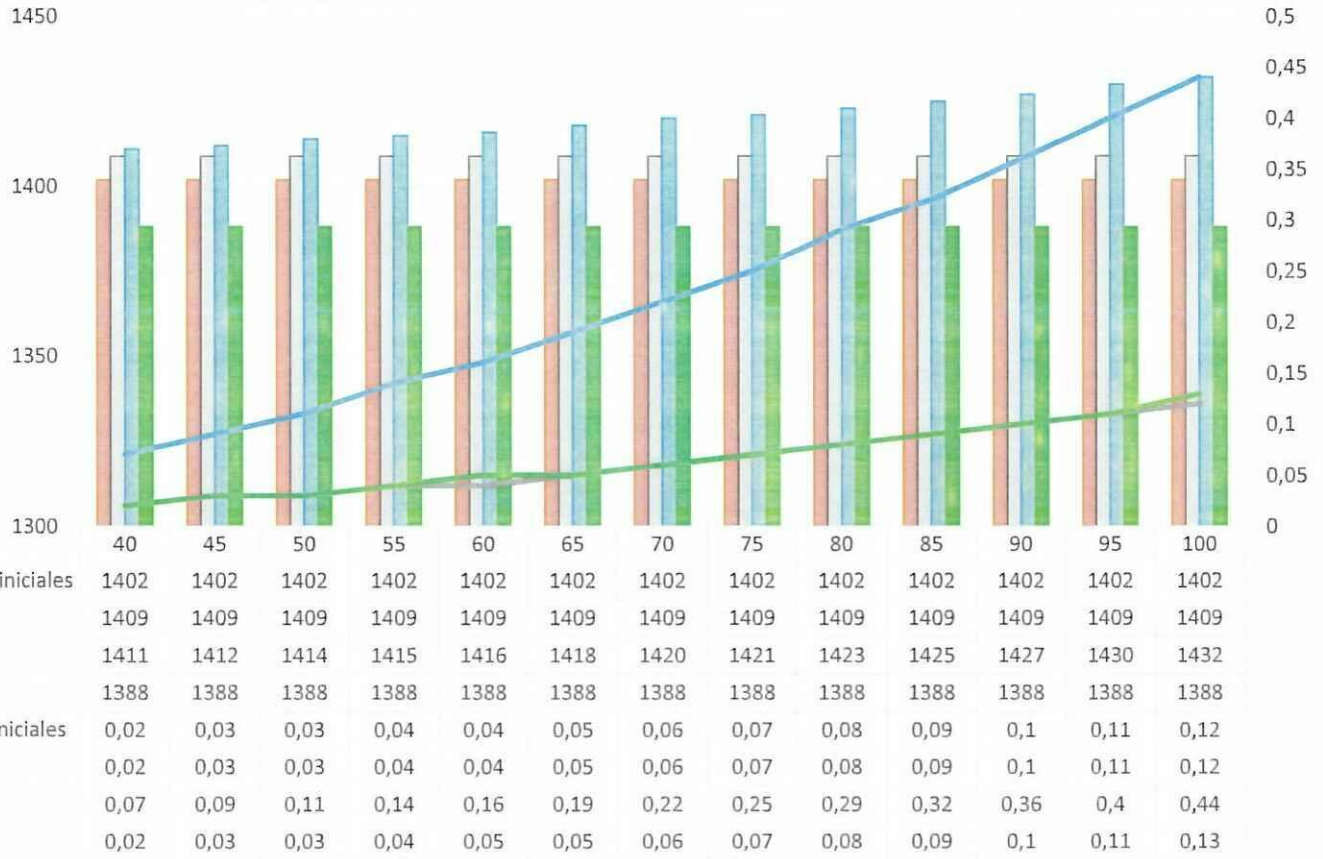
ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 20: COMPORTAMIENTO DE TENSIÓN MECÁNICA Y FLECHA VS VANO DEL CABLE MENSAJERO AW



ELABORADO POR: EL AUTOR

FIGURA No. 21: COMPORTAMIENTO DE TENSIÓN MECÁNICA Y FLECHA VS VANO  
FIBRA ÓPTICA MONOMODO ADSS DE 24 HILOS



ABORADO POR: EL AUTOR

que se puede considerar vanos de hasta 100m, para obtener una flecha menor al 2% del vano de cálculo permitido en líneas de subtransmisión.

En el Anexo 3.7. se ha realizado la tabla de resumen de tendido de estructuras en todo el recorrido de la red.

### **3.11. Distancias mínimas de seguridad**

Para conductores desnudos de fase sin ningún tipo de cubierta o aislamiento eléctrico, el peligro ocasionado por las radiaciones no inductivas que generará la presencia de los conductores en la población será manejado mediante el cumplimiento y la aplicación de la Resolución No. CONELEC - 002/10 Regulación Distancias de Seguridad, a fin de garantizar que las distancias de seguridad entre la red eléctrica y las edificaciones, limiten el contacto y acercamiento de las personas.

Los cables cubiertos serán considerados conductores desnudos para todos los requerimientos de distancia, excepto cuando el espaciamiento entre los conductores del mismo o de diferentes circuitos lo requiera (incluyendo conductores conectados a tierra).

Es válido aclarar que cuando no sea posible cumplir las distancias mínimas de seguridad estipuladas en la Resolución No. CONELEC - 002/10, Regulación Distancias de Seguridad, únicamente por la presencia de árboles, vegetación ó áreas protegidas, los conductores eléctricos otras superficies energizadas asociadas a las líneas, deberán ser protegidos o aislados para la tensión de operación.

Según la REGULACIÓN No. CONELEC-002/10, la distancia mínima de seguridad vertical de conductores sobre carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito, debe ser de 5,6 m para conductores de 750 V a 22 kV, sin embargo, esta altura debe ser recalculada para el nivel de voltaje de 69 kV y altura a 2700 m.s.n.m., con la cual se obtiene que la altura mínima debe ser de 7,14 m, desde el conductor hasta el nivel del suelo.

Para voltajes superiores a 22 kV, la altura básica de los conductores especificada deberá incrementarse 0,01m por cada kV en exceso de 22 kV. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben ser basadas en la máxima tensión de operación. Es decir,

$$D = 5,6 + [0,01 (72,45 - 22)] = 6,10 \text{ m}$$

La distancia adicional anterior deberá aumentarse tres por ciento por cada 300 m de altura de exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Es decir,

$$D = 6,10 + \left[ 0,03 \cdot \frac{2700 - 1000}{300} \right] \cdot 6,10 = 7,14 \text{ m}$$

### **3.11.2. Distancias de seguridad de conductores a edificaciones**

Las distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones señaladas en la REGULACIÓN No. CONELEC-002/10 corregidas para el nivel de voltaje de 69 kV y la altura a 2700 m.s.n.m., incrementándose 0,01m por cada kV en exceso de 22 kV y aumentándose a ésta el tres por ciento por cada 300 m de altura de exceso de 1000 m sobre el nivel del mar, se detallan en la Tabla No. 30.

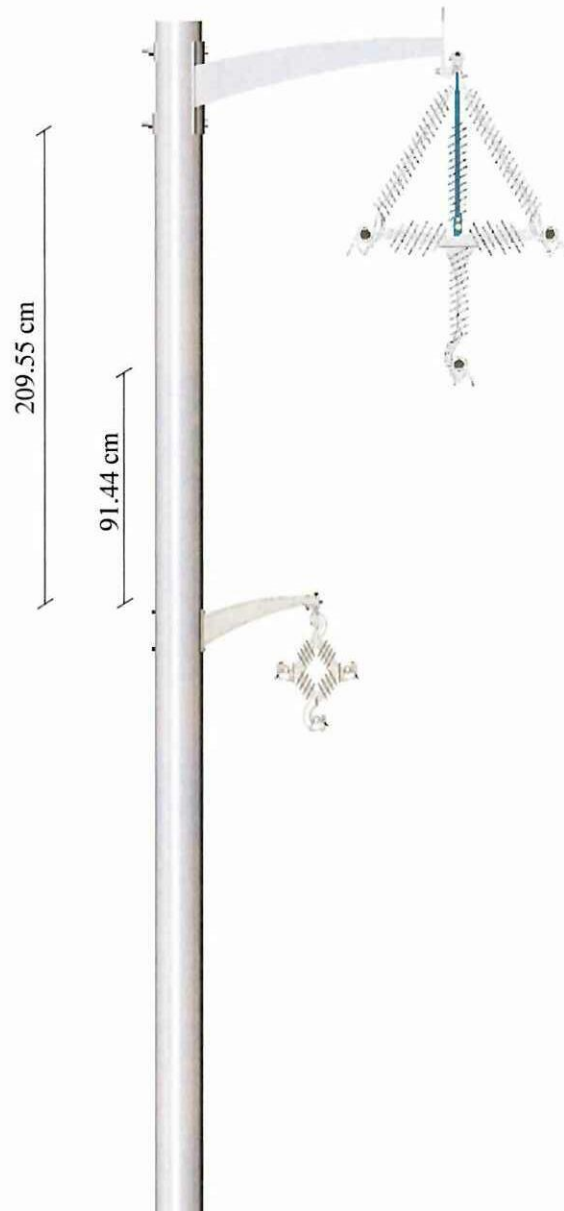
DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD Hr		Conductores 69/72.5 kV	Partes Rígidas Energizadas No protegidas de 69/72.5 kV
		M	M
Edificios	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	3,28	2,93
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	5,04	4,80
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados	5,39	5,27
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados	7,14	7,03
Horizontal		3,28	2,93
Anuncios, chimeneas	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	5,39	5,27
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	3,28	3,46

ELABORADO POR: EL AUTOR

Para líneas aisladas, como es el caso de cable ecológico, recubierto con 3 capas extruidas, la primera capa semiconductor de apantallamiento está destinada a confinar el campo magnético y distribuirlo uniformemente en su interior, por lo cual las radiaciones son nulas. La pantalla provee también una superficie equipotencial en contacto con el aislamiento del cable con ello las distancias de seguridad puede disminuir considerablemente.

La distancia entre las líneas de subtransmisión a 69 kV y distribución de 13,8 kV para redes compactas con cable aislado está designada según lo expuesto en el apartado 6 de la ITC-LAT 08. En la Figura No. 22 se muestra la distancia existente entre líneas para conductores y estructuras para 69 kV y 13,8 kV.

FIGURA No. 22: DISTANCIA ENTRE LÍNEAS DE 69 kV y 13,8 kV



De acuerdo a las normas del EX INECEL, para conductores desnudos, la franja de terreno que se ubica a lo largo de la línea de subtransmisión, con un ancho definido de 16 m, 8 m a cada lado del eje de la línea para zonas rurales y para zonas urbano marginales con la presencia de construcciones, de 10 m, 5 m a cada lado del eje de la línea.

El NESC, Código Eléctrico Nacional de Seguridad de los Estados Unidos (National Electrical Safety Code), permite distancias reducidas entre los conductores con recubrimiento de gran espesor y los edificios u otras estructuras cuando esto resulta necesario dadas las condiciones del lugar, salvaguardando la seguridad de las personas y bienes. Por ello se ha considerado una franja de terreno de 6 m, 3 m a cada lado del eje de la línea.

### **3.12. Postes y torres**

Se determinó usar postes de hormigón de 18 m de altura, 1200 Kg de esfuerzo de rotura, que soportarán el peso de los conductores y las estructuras que sobre ellos irán montados.

La altura de los postes de acuerdo a la distancia de los conductores al suelo, partes energizadas y de personas, respetando las distancias de seguridad expuesto en la Tabla No. 30.

Los postes se instalarán a partir del pörtico de la nueva subestación de seccionamiento hasta llegar al pörtico correspondiente a la subestación el Batán.

### 3.13.1. Elementos de las estructuras

#### *Cable mensajero Alumoweld*

Compuesto de 19 x 3,2639 mm hilos de acero recubierto de aluminio, de alta carga de rotura de 19613 kg

FIGURA No. 23: CABLE MENSAJERO ALUMOWELD

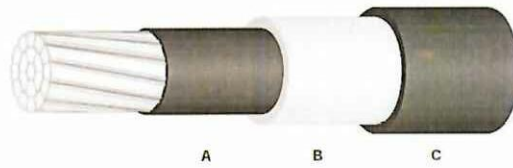


FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

#### *Cable ecológico AAC 477 KCM*

Es un cable de aluminio de 19 hilos, compactados de aluminio grado 1350-H19, recubierto de 3 capas extruidas, de la siguiente manera:

- A. Blindaje semiconductor negro de espesor 0,51 mm.
- B. Capa aislante en polietileno natural de baja densidad de espesor 6,35 mm, de gran rigidez dieléctrica.
- C. Cubierta exterior de espesor 6,35 mm, en polietileno de alta densidad resistente al tracking, abrasión y radiación UV.



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

El cable ecológico AAC 477 KCM, está compuesto por hilos de aluminio recubierto con tres capas extruidas, la primera capa semiconductora está destinada a controlar el campo magnético, la segunda capa de aislamiento puro garantiza una mayor seguridad y durabilidad en caso de contactos accidentales con cualquier objeto extraño a la línea. Por último, la tercera capa también es aislante pero posee aditivos que protegen contra el tracking y los rayos UV, permitiendo que esta tecnología tenga más de 40 años de vida útil.

### ***Brazo de soporte***

El brazo de soporte en acero es el encargado de soportar el mensajero donde ira montado el espaciador.

FIGURA No. 25: BRAZO DE SOPORTE



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

Los espaciadores cumplen la función de soportar los conductores y mantener la distancia entre las fases. Fabricados de Polietileno de alta densidad, resistente al tracking, poseen alta resistencia y flexibilidad ante cargas dinámicas. Su alta resistencia ante radiaciones UV es comprobada por 25 años.

FIGURA No. 26: ESPACIADOR TRIFÁSICO



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

Para el nivel de voltaje de 69 kV, los espaciadores llevan grapas incorporadas para la sujeción de los conductores de fase.

Los espaciadores se instalan cada 9 metros, sosteniendo a los conductores en configuración rombooidal.

### ***Cable mensajero***

Es el cable de soporte, en este caso de OPGW con tubo de aluminio extruido, esto es debido a la posibilidad de simultanear en un mismo cable su capacidad de protección mecánica y eléctrica (hilo de guardia para protección contra descargas atmosféricas) de las líneas aéreas de subtransmisión de energía con la telecomunicación a través de las fibras ópticas que proporciona una protección

FIGURA No. 27: HORQUILLA CON PASADOR SC



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

La horquilla con pasador se utiliza para amarrar los aisladores de retención a las ménsulas del Sistema Hendrix de Cable con Espaciadores. Su cuerpo es de acero galvanizado por inmersión.

#### ***Guardacabo – Horquilla para servicio pesado***

El Guardacabo - Horquilla para servicio pesado, se monta en la curva de las grapas de retención preformadas de cables y mensajero.

FIGURA No. 28: GUARDACABO – HORQUILLA PARA SERVICIO PESADO



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

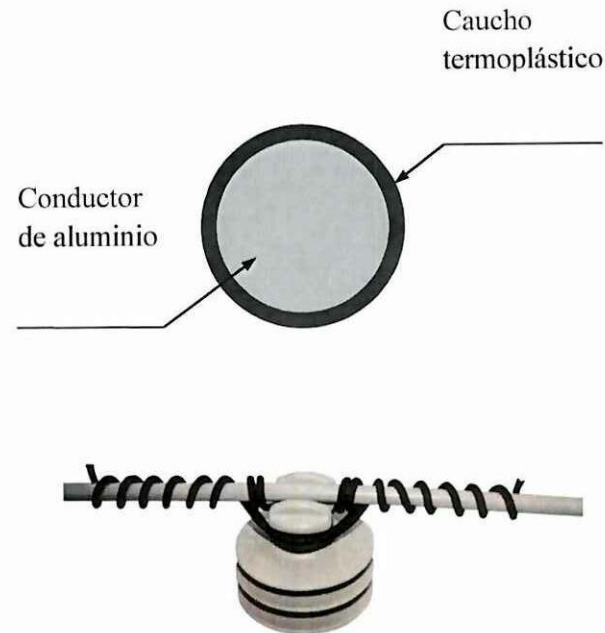
Su misión es distribuir los esfuerzos mecánicos. Está construido en chapa de acero matricada y galvanizado por inmersión.

a los 5.000 kg (11.000 libras). Carga de Rotura es de 18.100 kg.

### *Alambre para ataduras*

El alambre de atar protegido se utiliza para fijar el conductor recubierto a los aisladores de polietileno.

FIGURA No. 29: ALAMBRE PARA ATADURAS



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

Es un alambre de aluminio flexible #4 AWG, recubierto por una capa de 1,14 mm de espesor, extruida en caucho termoplástico (TPR).

### *Aislador de polietileno tipo pin*

Aisladores de polietileno de alta densidad y de alta resistencia al tracking, además evitan el efecto corona que deteriora la cubierta de los conductores protegidos. Se



FUENTE: PRODUCTOS PARA LÍNEAS AÉREAS-HENDRIX

### 3.14. Resistencia de puesta a tierra

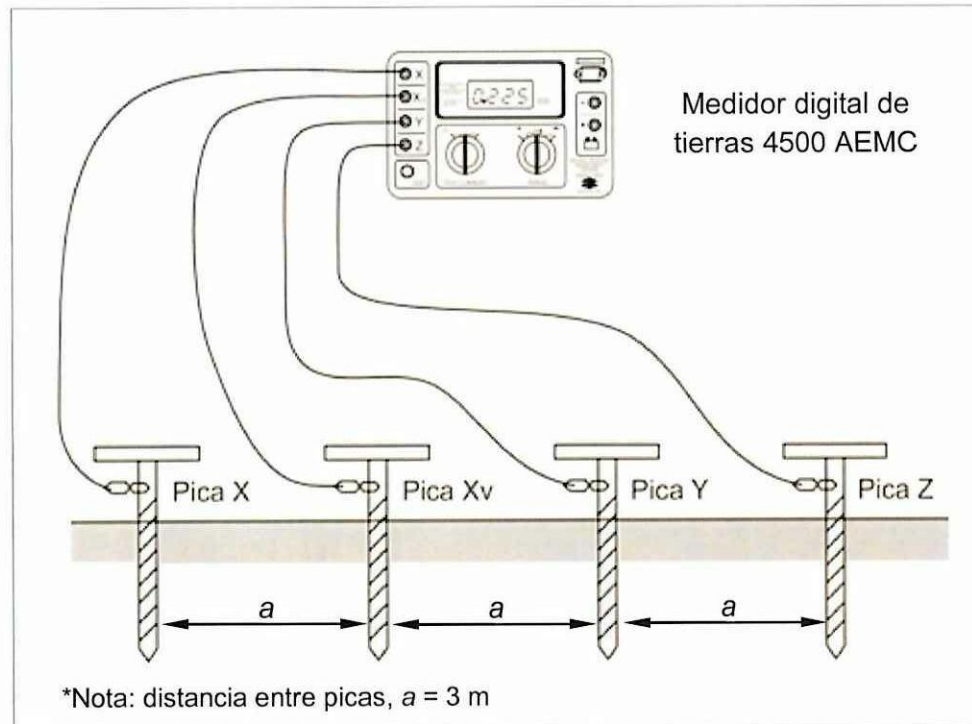
#### 3.14.1. Resistencia de puesta a tierra para estructuras de soporte

Las mediciones de resistividad del terreno realizada a lo largo de la línea, en las condiciones más desfavorables, donde posee la mayor resistividad, mediante la utilización del equipo medidor digital de tierras 4500 AEMC (como se sugiere en la Figura No. 31), se ha determinado que las mediciones oscilan entre los 212 y 303 ohmios-metro en suelo seco y entre 1936 y 1943 ohmios-metro en suelo seco, como se detalla en la siguiente Tabla 31:

TABLA No. 31: LECTURAS DEL MEDIDOR DIGITAL DE TIERRAS 4500

Área	Suelo	Lectura del equipo Resistencia $R$ [ $\Omega$ ]	Resistividad $\rho = 2\pi Ra$ [ $\Omega m$ ]
S/E El Batán	Seco	14,44	272,19
		12,61	237,69
		12,70	239,39
		11,24	211,87
Trayectoria nueva L S/T	Seco	16,05	302,54
		15,46	291,41
		13,10	246,93
		16,06	302,72
		14,00	263,89
S/E ion.	Seco	102,90	1939,62
		102,70	1935,85

FIGURA No. 31: MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO- MEDIDOR DIGITAL DE TIERRAS 4500



FUENTE: AEMEC-INSTRUMENTS

Con el fin obtener el valor requerido de resistencia de puestas a tierra mejor a  $20 \Omega$  en estructuras, se determinó la utilización de contrapesos en suelos donde la resistividad del suelo sea menor a  $346 \Omega\text{m}$ . En espacios donde la resistividad del suelo supere los  $1000 \Omega\text{m}$ , es necesario el mejoramiento del suelo, para el efecto se utilizará materiales de relleno con menor resistividad, tales como el gel o bentonita. Se determinó también la utilización de varillas de acero recubierta de Cu, para puesta a tierra,  $16 \times 1\ 800$  mm ( $5/8 \times 71$ ").

Las expresiones que a continuación se detallan, han sido aplicadas para el cálculo

La fórmula siguiente (fuente: IEEE Std.142: 1991) permite calcular la resistencia de puesta a tierra utilizando un electrodo:

$$R_v = \frac{\rho}{2\pi l} \left[ \left( \ln \frac{4l}{a} \right) - 1 \right]$$

donde:

$R$  = Resistencia de puesta a tierra, en  $\Omega$ ;

$\rho$  = resistividad del suelo, en  $\Omega$ -m;

$l$  = longitud de la varilla, en m;

$a$  = radio de la varilla, en m.

### **3.14.1.2. Contrapeso horizontal**

La resistencia de puesta a tierra de un contrapeso horizontal, enterrado a cierta profundidad, está dada por la siguiente relación:

$$R = \frac{\rho}{\pi L} \left[ \left( \ln \frac{2L}{\sqrt{4ad}} \right) - 1 \right]$$

donde:

$R$  = Resistencia de puesta a tierra, en  $\Omega$ ;

$\rho$  = resistividad del suelo, en  $\Omega$ -m;

$L$  = longitud del conductor, en m;

$a$  = radio del conductor, en m;

$d$  = profundidad de enterramiento del contrapeso (0,5 m).

Suelo	Resistividad [ $\Omega$ m]	Horizontal [m]	Nº. electrodos	Requerimiento
Seco	0 – 226	25	-	
Seco	227-303	30	-	
Arenoso	>1000	-	1	Mejoramiento del suelo

ELABORADO POR: EL AUTOR

### 3.15. Subestación de seccionamiento

Con el fin de enlazar la nueva línea de 69 kV al sistema de subtransmisión de la EEASA, es necesario implementar una subestación de seccionamiento o maniobra, que permita seccionar la energía proveniente de la línea existente Huachi-Atocha a 69 kV.

La energía eléctrica se conducirá de la S/E de seccionamiento a través de la nueva línea de 69 kV hasta la S/E El Batán.

Cabe señalar, que el proyecto que involucra esta futura línea y S/E será sometido a evaluación ambiental.

#### Superficie a Ocupar

La S/E Seccionamiento ocupará un área estimada de 500 m<sup>2</sup>.

#### 3.15.1. Justificación de la Localización

La ubicación de la S/E de seccionamiento tiene que ver con un punto factible de interceptar en la línea Huachi-Atocha de 69 kV. Este punto está ubicado en terreno plano, accesible tanto para su etapa de construcción como para su operación y mantenimiento posterior, además ofrece facilidades de expropiación del

de árboles de eucalipto, baja incidencia visual sobre el paisaje, no hay presencia de fauna, salvo aves de paso, eliminación del suelo, entre otros. Esta situación determina que el área seleccionada presenta una baja sensibilidad ambiental, lo que elimina potenciales efectos de la subestación sobre el medio.

La S/E de Seccionamiento se ubicará en la cima de la montaña ubicada al frente del cerro Casigana, en la cercanía de la Torre No. 223, debido a la proximidad que esta tiene con el sistema a 69 kV, en la parroquia y corresponde a una Zona de Destino Rural.

Las coordenadas UTM donde estará ubicada la S/E de Seccionamiento es E 761764,84; S 9861941,27 junto a la torre No. 223.

### 3.15.2. Resistencia de puesta a tierra de la subestación de seccionamiento

Cálculo de la malla de tierra con los siguientes datos:

Dimensiones del patio: 25 x 20 m<sup>2</sup>

Corriente máxima de falla: 8000 A

Nivel de Voltaje: 69 kV

Resistividad del suelo: 10 (Ω-m)

Resistividad de la superficie: 300 (Ω-m)

Tiempo máximo de falla: 0,5 s

### Área del conductor

$$A_c = I_f \left[ \frac{33t}{\log \left( \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)} \right]^{1/2} \text{ [CM]}$$

$T_a$ : Temperatura ambiente, en °C;

$T_m$ : Máxima temperatura posible en las uniones, en °C;

$t$ : tiempo de duración de la falla, en s.

Sabiendo que la temperatura máxima en las uniones de la malla con soldadura de cobre es aproximadamente 450°C, y que la temperatura ambiente considerada es 30°C.

$$A_c = 8000 \left[ \frac{33 \cdot 0,5}{\log \left( \frac{450 - 30}{234 + 30} + 1 \right)} \right]^{1/2} = 50538,15 \text{ CM}$$

La sección del conductor corresponde a 25,27 mm<sup>2</sup>.

Se utilizará un conductor de cobre desnudo de calibre 4/0 AWG con un área de 107,41 mm<sup>2</sup>, que es el mínimo recomendado por la norma IEEE Std 665-1.995.

### **3.15.2.1. Elección de la malla**

#### **Determinación de los coeficientes $k_m$ , $k_i$ y $k_s$ .**

Para la determinación de estos coeficientes se tienen los siguientes datos:

Longitud de la malla: 25 m

Ancho de la malla: 20 m

Número de conductores en paralelo de longitud A: 5

Número de conductores en paralelo de longitud B: 6

Espaciamiento entre conductores: 10 m

Profundidad de enterramiento 0,5 m

Diámetro del conductor de cobre 4/0 AWG: 0.01326 m

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[ \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdots \frac{2n-3}{2(n-1)} \right]$$

Donde

$D$ : espaciamento entre conductores, en m;

$h$ : profundidad de enterramiento; en m;

$d$ : diámetro del conductor, en m;

$n$ : número de conductores en paralelo de longitud  $A$ .

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{5^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,01326} + \frac{1}{\pi} \ln \left[ \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \right] = 0,677$$

**Factor de corrección  $k_i$**

$$k_i = 0,65 + 0,172n$$

$$k_i = 0,65 + 0,172 \cdot 5 = 1,51$$

**$k_s$**

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \cdots + \frac{1}{(n-1)D} \right)$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{5 + 0,5} + \frac{1}{2 \cdot 5} + \frac{1}{3 \cdot 5} + \frac{1}{4 \cdot 5} \right) = 0,445$$

**La longitud total de diseño**

$$L = n \cdot A + m \cdot B$$

$n$ : número de conductores en paralelo de longitud  $A$ ;

$m$ : número de conductores en paralelo de longitud  $B$ .

$$L = n \cdot A + m \cdot B$$

$$L = 5 \cdot 25 + 6 \cdot 20 = 245 \text{ m}$$

$$L = \frac{k_m k_i I_f \rho \sqrt{t}}{117 + 0,17 \rho_s}$$

$$L = \frac{0,677 \cdot 1,51 \cdot 8000 \cdot 250 \cdot \sqrt{0,5}}{117 + 0,17 \cdot 100} = 10788,87 \text{ m}$$

### **Cálculo de los voltajes de paso y de contacto tolerables**

#### **Voltaje de paso**

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

para esta expresión

$E_p$ : voltaje de paso permisible, en V;

$\rho_s$ : resistividad de la superficie del terreno, en  $\Omega$ -m;

$t$ : duración máxima de falla, en s.

$$E_p = \frac{165 + 300}{\sqrt{0,5}} = 657,61 \text{ V}$$

#### **Voltaje de contacto**

$$E_t = \frac{165 + 0,25 \cdot \rho_s}{\sqrt{t}}$$

## Cálculo de los voltajes reales de paso y de contacto

### Voltaje de paso real

$$E_p = k_s k_i \frac{\rho I}{L}$$

$$E_p = 0,445 \cdot 1,51 \frac{10 \cdot 8000}{245} = 219,41 \text{ V}$$

en donde:

$E_p$ : voltaje de paso real, en V;

$k_s$ : coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla;

$k_i$ : coeficiente de irregularidad del terreno;

$\rho$ : resistividad del suelo, en  $\Omega$ -m;

$I$ : corriente máxima de falla, en A;

$L$ : longitud total del conductor, en m.

### Voltaje de contacto real

$$E_t = k_m k_i \frac{\rho I}{L}$$

donde

$E_t$ : voltaje de contacto real, en V;

$$E_t = 0,677 \cdot 1,51 \frac{10 \cdot 8000}{245} = 333,80 \text{ V}$$

## Método de Laurent y Niemann

$$R = 0,443\rho \left( \frac{1}{\sqrt{A\gamma}} + \frac{1}{L} \right)$$

donde

$R$ : resistencia, en  $\Omega$ ;

$A\gamma$ : área de la malla de puesta a tierra, en  $m^2$ ;

$\rho$ : resistividad del suelo, en  $\Omega\cdot m$ ;

$L$ : longitud total del conductor, en m.

$$R = 0,443 \cdot 10 \left( \frac{1}{\sqrt{500}} + \frac{1}{245} \right) = 0,2162 \Omega$$

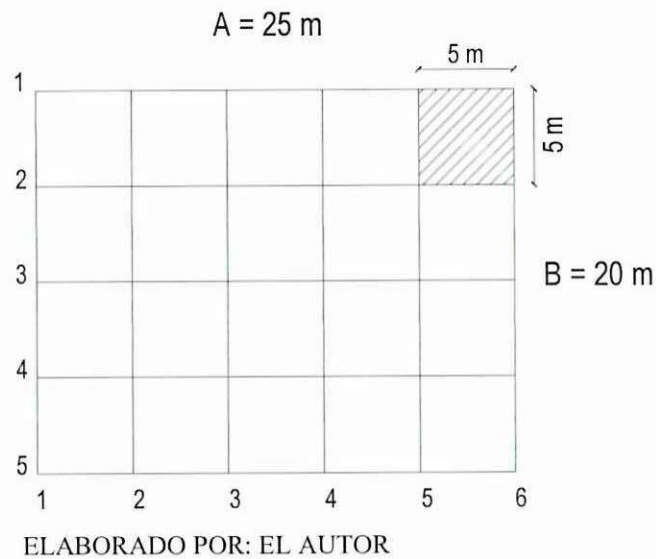
### 3.15.3. Análisis de resultados

La configuración propuesta de la malla de tierra garantiza su funcionamiento de manera efectiva, ya que los voltajes de paso y contacto se encuentran dentro de los voltajes tolerables.

Voltaje real [V]		Voltaje tolerable [V]
$E_p = 219,41$	<	$E_p = 657,61$
$E_t = 333,80$	<	$E_t = 339,41$

Asimismo el valor de la resistencia de  $0,2162 \Omega$  es menor que el máximo requerido.

La disposición de la mala a tierra es la que se indica en la Figura No. 31.



### 3.16. Factibilidad técnica económica del proyecto

#### 3.16.1. Análisis técnico

Refiere al costo por pérdidas técnicas de la nueva línea de subtransmisión utilizando cable aislado de calibre 477 AAC.

##### 3.16.1.1. *Momento eléctrico*

Método del momento eléctrico, potencia máxima a transportar por pérdida porcentual de potencia, potencia máxima a transportar por límite térmico, etc.

El método del momento eléctrico permite determinar la potencia de transporte, la pérdida de ésta y distancia a la podrá ser transmitida.

Al momento eléctrico está determinado por el producto de la potencia y la longitud, expresado así

para esta expresión

$P$ : potencia, en MW;

$L$ : longitud de la línea, en km;

$u$ : caída de voltaje, en porcentaje;

$U$ : voltaje nominal de la línea, en kV;

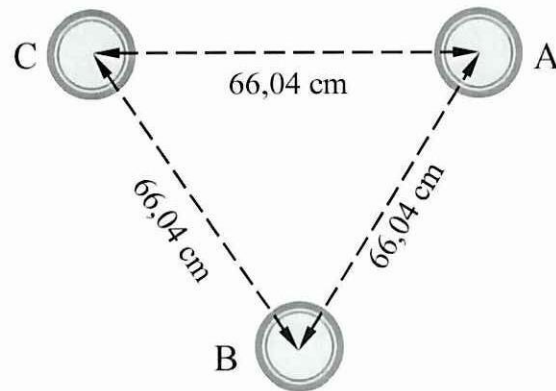
$R_K$ : resistencia eléctrica por kilómetro de línea, en  $\Omega/\text{km}$ ;

$X_{Kl}$ : reactancia de autoinducción por kilómetro de línea, en  $\Omega/\text{km}$ ;

$\theta$ : ángulo de desfase de la intensidad respecto al voltaje.

La distancia entre conductores, para estructuras compactas, es de 0,6604 m, en circuito simple, como se observa en la Figura No. 33.

FIGURA No. 33: SEPARACIÓN DE LOS CONDUCTORES PARA ESTRUCTURA COMPACTA



FUENTE: ELABORADO POR EL AUTOR

Para la configuración de la estructura, mostrada en la figura anterior, la distancia media geométrica es:

$$DMG = \sqrt[3]{D^3} = 0,6604 \text{ m}$$

$$R_K = 0,1224 \Omega/km$$

Reactancia de autoinducción kilométrica:

$$X_K = \left[ 0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4} 2\pi f$$

$$X_K = \left[ 0,5 + 4,6 \lg \frac{660,4}{9,17} \right] 10^{-4} 2\pi \cdot 60$$

$$X_K = 0,3410 \Omega/km$$

Según Regulación No. CONELEC - 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución la variación de voltaje admitida con respecto al valor del voltaje nominal es de  $\pm 5,0 \%$  para 69kV (Alto Voltaje).

Se admite un factor de potencia de 0,95.

Así, el momento eléctrico queda definido por

$$M = \frac{5}{100} \frac{69^2}{0,1224 + 0,3410 \cdot \operatorname{tg} 18,19}$$

$$M = 1015,28 \text{ MW km}$$

Mientras que la potencia de transporte es:

$$P_A = \frac{M}{L}$$

$$P_A = \frac{1015,28}{2,13}$$

$$P_A = 476,66 \text{ MW}$$

## Costo de implementación de la nueva línea de subtransmisión

El costo de implementación de la línea de subtransmisión aérea con cable aislado y la S/E de seccionamiento se encuentra detallado en el Anexo 3.6. donde se indica el costo de materiales, equipos y mano de obra, los mismos que son calculados en base a costos referenciales de la EEASA para este tipo de proyectos y proveedores; siendo éste de \$ 1.341.644,24.

### Fallas eliminables debido a la red con cable aislado:

De acuerdo a los reportes de desconexiones registrados por el Centro de Control, CECON (ver Anexo 3.3), en una línea de subtransmisión se han producido fallas de dos tipos, externas e internas al sistema, la primera por descargas atmosféricas y la segunda por deterioro de equipamiento, materiales y accesorios (producido por envejecimiento, desgaste, exceso de uso, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.) y operación inadecuada del equipo, en este último tipo se incluye daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas o sus contratistas.

El costo de energía no vendida se calcula como sigue:

$$E_{NV} = D \cdot t$$

$$CE_{NV} = PE_{NV} \cdot E_{NV}$$

para estas expresiones

$E_{NV}$ : energía no vendida, en kWh;

$D$ : demanda media, en kW;

$t$ : tiempo de desconexión, en h;

De acuerdo al numeral 3.6.1, la demanda máxima del sistema es de 5064,45 kW, considerando un valor de factor de utilización  $f.u.$  de 43.8%, se tiene:

$$D = 5064,45 \cdot 0,438 = 2218,23 \text{ kWh}$$

El tiempo de desconexión registrado es de 2,5 horas, a causa de fallas provocadas por el contacto de las líneas con la vegetación y rotura de los conductores de fases, según el CECON en el año 2012, como año de referencia donde se obtuvieron este tipo de fallas. Mientras que el tiempo de desconexión promedio por fallas provocadas por descargas atmosféricas es de 2 horas, de esta manera el tiempo de desconexión total es de 4,5 años, por lo tanto el Costo de la Energía No Vendida es

$$E_{NV} = 2218,23 \cdot 4,5 \text{ h} = 9982,03 \text{ kWh}$$

$$CE_{NV} = 0,0455 \cdot 9982,03 = 454,18 \text{ USD}$$

### **Operación y Mantenimiento**

El valor determinado por la EEASA para O&M es el del 6% de la inversión del proyecto para redes de distribución.

#### **3.16.3. Pérdidas técnicas**

Pérdidas técnicas para el intervalo de un año:

La pérdida de potencia,  $p_t$  está dada por

$$p_t = \frac{R_K P_A}{U^2 \cos^2 \theta}$$

$$P_E = P_t \cdot t$$

$$CP_t = P_E \cdot P$$

donde:

$P_t$ : pérdidas técnicas en un kilómetro de red, en kW;

$I$ : corriente de línea, en A,

$fp$ : factor de potencia;

$V$ : voltaje de línea, en kV;

$R$ : resistencia, en  $\Omega$ ;

$P_E$ : pérdidas de energía, en kWh;

$t$ : tiempo de desconexión, en h;

$P_t$ : pérdidas técnicas, en kW,

$P$ : precio de energía, \$/kWh;

$CP_t$ : costo por pérdidas técnicas, en \$.

El costo correspondiente a pérdidas técnicas anual es el siguiente:

$$P_E = 13,58 \cdot 24 \cdot 365 = 118944,84 \text{ MWh}$$

$$CP_t = 118944,84 \cdot 0,0455 = 5411,99 \text{ USD/kWh}$$

#### 3.16.4. Evaluación del proyecto

La evaluación del proyecto se lo realiza en función del estado de resultados y el flujo neto del proyecto para conocer la rentabilidad y así tomar decisiones con respecto a su implementación; para ello es necesario aplicar los métodos de evaluación como son del valor actual neto (VAN) y de la tasa interna de retorno (TIR).

Consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa de descuento) todos los flujos de caja futuros del proyecto. El valor actual neto del proyecto se obtiene al restar la inversión inicial a este valor.

El Valor Actual Neto tiene la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{Y_n - G_n}{(1 + k)^n} - I_0$$

donde:

$I_0$ : inversión inicial,

$Y_n$ : Ingresos durante los años de vida del proyecto,

$G_n$ : gastos de operación,

$k$ : tasa de descuento (Costo de Capital),

$k$ : numero de años del proyecto.

$n$ : año en el proceso de actualización.

Criterio de decisión

Si  $VAN \geq 0 \rightarrow$  el proyecto es rentable,

$VAN < 0 \rightarrow$  el proyecto no es rentable.

### **3.16.4.2. Tasa interna de retorno, TIR**

Es la tasa de interés efectiva a la que el valor actual neto de los costos es igual al valor presente neto de los beneficios de la inversión.

Si  $TIR \geq k \rightarrow$  el proyecto es rentable,  
 $TIR < k \rightarrow$  el proyecto no es rentable.

#### **3.16.4.3. Relación BENEFICIO-COSTO**

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.

La relación costo beneficio toma los ingresos netos (ingresos que efectivamente se recibirán en los años proyectados) y egresos presentes netos (partidas que efectivamente generarán salidas de efectivo durante los diferentes periodos en el horizonte del proyecto) del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada dólar que se invierte en el proyecto.

La expresión para el cálculo de B/C, es:

$$B/C = \frac{\textit{Beneficio}}{\textit{Costo}}$$

Criterio de evaluación

Si  $B/C > 1 \rightarrow$  el proyecto es rentable.

#### **3.16.4.4. Aplicación de los métodos de evaluación económica**

De acuerdo a la información proporcionada por la EEASA, los datos de entrada para desarrollar la evaluación económica son los siguientes:

Tasa de Descuento:	12 %
Vida útil del Proyecto:	35 años

Carga desconectada en caso de falla:	15000 kW
Horas de desconexión:	4,5 h/año
Energía suministrada:	19 431 686,92 kWh/año
Costo de energía no vendida:	454,18 USD
Pérdidas técnicas:	5411,99 USD
Tarifa por venta de energía:	0,0455 USD/kWh
Tarifa por compra de energía:	0,0455 USD/kWh
Tarifa por energía no suministrada:	0,0455 USD/kWh
Inversión total:	1.341.644,24 USD

Así, de acuerdo al análisis económico desarrollado en el Anexo 3.10 se tienen los siguientes resultados, que resume lo siguiente:

TABLA No. 33: RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

INDICADORES FINANCIEROS	
VAN =	-2 047 720,22 USD
TIR =	5,42 %
B/C =	-0,53

ELABORADO POR: EL AUTOR

En base a los resultados obtenidos de los indicadores financieros se puede concluir:

El VAN es menor a cero, lo que indica que el proyecto es aceptable, el TIR es inferior a la tasa de actualización, por lo tanto el proyecto es factible, se observa que el B/C es menor a 1, por ende el proyecto no posee un valor de aceptación y en consecuencia no es rentable, no obstante la ejecución del proyecto es una necesidad de EEASA con lo cual suministrará energía eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de estudio.

1. De acuerdo a los criterios considerados para el cálculo mecánico del cable aislado AAC 477 MCM, se obtuvo que el vano máximo que puede alcanzar el cable mensajero de soporte Alumoweld (AW) 19 No. 8 AW, es de 100 m, respetando los valores de flecha y tensión mecánica máxima permitida.
2. Las redes de subtransmisión de energía y de transmisión de datos a través de fibra óptica, son dispuestas de forma individual en las estructuras de soporte, de modo que el cable mensajero de soporte cumpla la función de hilo de guarda y portador de fases, manteniendo una distancia mínima entre los conductores más próximos de una y otra línea de 2.5 m, de acuerdo a lo expuesto en el apartado 5.6.3. de la ITC-LAT 07.
3. De los resultados obtenidos del análisis económico realizado para la viabilidad de la ejecución del proyecto, se concluye que el VAN, TIR y la Relación Costo Beneficio no cumplen con los valores permisibles para la rentabilidad de un proyecto, no obstante la ejecución del proyecto es una necesidad de EEASA con lo cual suministrará energía eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de estudio.
4. Con la utilización del cable aislado la probabilidad de ocurrencia de un falla eléctrica es mínima, ya que no se presentarían fallas de tipo transitorias sino solo de tipo permanentes, por consiguiente, tanto el costo de operación y mantenimiento como el de la energía no suministrada (ENS) es mínimo, lo que justifica que la ejecución del proyecto sea más rentable y proporcione confiabilidad eléctrica al sistema.

esquemas. Los criterios considerados en este estudio están basados sobre el punto de vista de confiabilidad eléctrica, impacto ambiental y rentabilidad económica de la EEASA.

6. La entrada de la subestación el Batán, mejorará la confiabilidad y distribución de demanda en las S/E asociadas, estas son, Huachi y Atocha, no obstante, con la proyección a 10 años el sistema presentará sobrecarga en los transformadores de potencia.

1. Es necesario que en los criterios para el cálculo mecánico de flechas y tensiones de los conductores, donde los niveles de temperatura en la zona de influencia de la línea de transporte de energía tengan valores bajo cero, y exista influencia de hielo, se adicione el criterio mecánico para el efecto del manguito de hielo que se forma alrededor de los conductores.
2. Si el cable mensajero de soporte a más de cumplir la función de hilo de guarda de la línea de subtransmisión se suma a él la función de transmisor de datos, se debe tomar en cuenta que la tensión mecánica máxima a la que estará sujeto el mensajero no trabaje a carga y vano máximo, por lo que es recomendable instalar en este caso de manera individual el sistema de transmisión de energía y de datos, para ofrecer seguridad mecánica al sistema en general.
3. Se recomienda que adicionalmente del estudio eléctrico presentado en esta tesis, se realice también el respectivo estudio de impacto ambiental definitivo de la nueva línea de subtransmisión de 69 kV y subestación de seccionamiento, a fin de dar cumplimiento a la legislación ambiental nacional, sectorial y seccional vigentes, de acuerdo al Artículo 2 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, RAAE.
4. Debido a que en 10 años los transformadores de potencia de las subestaciones enlazadas al sistema en estudio presentarán sobrecarga, en el futuro será necesario repotenciar estos equipos.
5. Según sea la necesidad de las Empresas Distribuidoras de energía, el presente estudio puede ser tomado como modelo de aplicación para resolver problemas en el diseño de líneas de subtransmisión a nivel de 69

eléctrico.

1. Catálogo Técnico IRIARCO S.A.
2. CHECA, Luis María. 1988. *Líneas de Transporte de Energía*. Tercera. Zaragoza : Boixareu Editores, 1988. págs. 1-171. ISBN 0-07-045917-7.
3. CONELEC. [En línea] [Citado el: 7 de 1 de 2014.] [http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=3&cd\\_centro=4007](http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=3&cd_centro=4007).
4. Construcción de obras civiles, suministro, montaje y pruebas para la Línea de Subtransmisión a 69 kV, Subestación Montalvo-Subestación Quero. *COTO-EEASA-228B-2012*. Ambato, Ecuador : s.n., 2012.
5. Corporation, Central Station Engineers of the Westinghouse Electric. 1950. *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. Cuarta. Pennsylvania : R. R. Donnelley & Sons Company, 1950. págs. 32-53.
6. Espín, Francisco y Carlos, Sánchez. 2009. *Utilización de Cable Protegido para Redes Aéreas de Media Tensión*. Quito : s.n., 2009. págs. 35-93.
7. *Glosario de Términos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*. 2010. págs. 2-3.
8. GONZÁLEZ, Francisco M. 2007. giaELEC.org. [En línea] 1 de Mayo de 2007. [Citado el: 6 de Octubre de 2013.] [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT\\_1.html](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/LT_1.html).
9. Hendrix Wire and Cable Inc. [En línea] [Citado el: 2 de 4 de 2014.] <http://www.hendrix-wc.com/>.

Biblioteca Correa. México : McGraw-Hill-Interamericana de México, S.A.  
de C.V., 1990. págs. 20-33. Vol. I.

11. Segatto, Adelayne Grippa. 2008. *Estudo e Projeto de Rede Elétrica Compacta Protegida*. Vitória : s.n., 2008. págs. 14-24.

12. [En línea] [Citado el: 5 de 4 de 2014.]  
<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-oi/soi3/soi31.htm>.

# ANEXOS

---

## **ANEXO 3.1.**

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS  
SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA  
EEASA

**ANEXO 3.1.A: PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES**

SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	Z1 %	CONEXIÓN P/T/S	TAP % (ubicación)
PUYO	T1	69/13.8	5	OSAKA	7,3	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)
	T2	69/13.8	10/12.5	SHENDA	7	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)
	T3	69/13.8	5	OSAKA	7,3	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)
BAÑOS	T1	69/13.8	5	WESTINGHOUSE	7,5	Ytierra- $\Delta$ -Y tierra	102.5(2)
	T2	69/13.8	10/12.5	SHENDA	7	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)
PELILEO		69/13.8	10/12.5	OSAKA	8.2/10.3	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)
ORIENTE	T1	69/13.8	12/15	SIEMENS	7,35	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
	T2	69/13.8	12/15	SHENDA	7	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)
SAMANGA	T1	69/13.8	12/16.5	A.B.B.	9,36	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
	T2	69/13.8	5	OSAKA	7,2	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
ATOCHA	T2	69/13.8	10/12.5	SIEMENS	6,85	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
	T1	69/13.8	10/12.5	OSAKA	8.2/10.3	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
MONTALVO		69/13,8	10/12.5	WEG	7,67	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
HUACHI	T1	69/13.8	10/12.5	MITSUBISHI	7,67	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
	T2	69/13.8	10/12.5	WEG	7,67	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
LORETO NUEVA		69/13.8	16/20	PAUWELS	7,33	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
PILLARO	T1	69/13.8	5/6.25	PAUWELS	6,5	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
	T2	69/13.8	5	OSAKA	7,2	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
LLIGUA**	T1	13.8/4.16	3,125	DELTA START	5,8	Ytierra- $\Delta$	105(A)
	T2	13.8/4.16	3,125	DELTA START	5,8	Ytierra- $\Delta$	105(A)
	T4	13.8/6.9	3,5	ECUATRAN	5,5	Ytierra- $\Delta$	102.5(2)
TENA	T1	69/13.8	10/12.5	WEG	7,67	$\Delta$ -Ytierra	100(3)
MUSHULLACTA	T1	69/13.8	5/6.25	A.B.B.	7,47	$\Delta$ -Ytierra	100(5)
QUERO	T1	69/13.8	10/12.5	SHENDA	7	$\Delta$ -Ytierra	100 (3)

ENTE: DPTO. DE PLANIFICACIÓN-EEASA

ANEXO 3.1.B: PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

BARRA DE RECEPCIÓN	NIVEL DE KV	LONGITUD KM	LÍMITE DE CARGA NORMAL	[A]	CARGA DE EMERGENCIA	CALIBRE	[MCM]	R1	[ohm]	X1	[ohm]	R0	[ohm]	X0	[ohm]
			LÍMITE DE CARGA NORMAL	[A]		CALIBRE	[MCM]	R1	[ohm]	X1	[ohm]	R0	[ohm]	X0	[ohm]
MB 69	69	69	730	4.8	800	559.5	0.50805	207.172	186.495	599.016					
OT 69	69	69	670	5.63	700	477	0.75032	265.535	246.608	76.101					
OT 69	69	69	460	6.36	500	266.8	136.387	28.623	304.524	816.348					
OT 69	69	69	460	10.2	500	266.8	182.344	38.265	417.774	1.062.375					
UA 69	69	69	460	8.24	500	477	100.734	356.495	331.085	1.021.698					
CNT 69	69	69	670	8	700	477	0.82903	293.391	272.479	840.846					
RI 13.8	13.8	13.8	270	2.9	300	2/0	0.43641	0.42494	0.83772	129.033					
ORI ÁKA 69	69	69	500	2.65	550	300	0.51445	120.608	126.354	336.929					
ORI ÁKA 69	69	69	460	4	500	300	0.66097	154.957	162.339	432.886					
EL 69	69	69	460	20.4	500	266.8	396.230	831.265	907.152	84.084					
AM 69	69	69	670	4.5	700	477	0.63181	223.597	207.659	640.817					
AM 69	69	69	460	5.68	500	266.8	123.931	260.000	283.865	721.854					
EN 6.9	6.9	6.9	700	2.12	1200	2/0	0.43641	0.42494	0.83772	129.033					
RI 13.8	13.8	13.8	340	2.5	400	4/0	0.43641	0.42494	0.61089	192.281					
CR 13.8	13.8	13.8	270	3.5	300	2/0	0.21882	0.39765	0.62012	126.307					
ONT 69	69	69	460	8.35	500	300	0.200	0.356	0.474	1.10					

ENTE: DPTO. DE PLANIFICACIÓN-EEASA

## **ANEXO 3.2.**

UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL BATÁN – SITUACIÓN  
ACTUAL

### ANEXO 3.2.A: UBICACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN EL BATÁN



ELABORADO POR: EL AUTOR

**ANEXO 3.2.B: CONDICIONES ACTUALES DE LA SUBESTACIÓN EL BATÁN**



LABORADO POR: EL AUTOR

### **ANEXO 3.3.**

REPORTES CECON 2013 - REPORTES DE DESCONEXIONES  
INTERNAS MAYORES A 5 MW Y MENORES A 40 MW DEL  
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

**ECON 2013**

conexiones internas mayores a 5 MW y menores a 40 MW

Descripción breve de la desconexión	F. Inicio	F. finalización	H. inicio	H. final	Tipo (Mto. o falla)	P. desce (M
tura por falla 50 BF posición Puyo en Subestación selectric, lluvia fuerte con descargas atmosféricas avería rayo a la entrada S/E Puyo EEASA en la línea 69 kV quedando servicio eléctrico S/E Puyo y S/E Mushullaeta.	19-mar-13	19-mar-13	16:00	17:15	1.1	7.
falla en la L/ST Huachi-Atocha pararrayos 69 kV fase B iado en la entrada de la S/E Atocha, salen de servicio las S/E's talvo, Huachi y Atocha.	12-ago-13	12-ago-13	2:51	3:17	3.2	3.
falla en la L/ST Huachi-Atocha pararrayos 69 kV fase B iado en la entrada de la S/E Atocha, salen de servicio las S/E's talvo, Huachi y Atocha.	12-ago-13	12-ago-13	2:51	3:54	3.2	4.
falla en la L/ST Huachi-Atocha pararrayos 69 kV fase B iado en la entrada de la S/E Atocha, salen de servicio las S/E's talvo, Huachi y Atocha.	12-ago-13	12-ago-13	2:51	3:16	3.2	5.
falla en la L/ST Huachi-Atocha pararrayos 69 kV fase B iado.	12-ago-13	12-ago-13	3:46	4:15	3.2	5.
falla desconocida en la línea de 69 kV Samanga-Atocha	12-ago-13	12-ago-13	11:53	12:04	1.16	8,
Totoras ATQ se abre por falla en la línea S/T Totoras-Montalvo. desprendimiento de chicote que choca la estructura 153. ciones Ambato, Montalvo y Baños quedan desenergizadas.	13-ago-13	13-ago-13	15:32	15:49	3.2	7.
			15:32	15:50		6.
			15:32	15:50		1.
			15:32	15:51		5.
			15:32	16:00		9.
			15:32	16:06		9.
			15:32	17:52		3.

RO DE CONTROL – EEASA

Normalización para el Registro de Fallas y Mantenimiento e  
Implantación de Indicadores de Confiabilidad en Generación,  
Transmisión y Distribución.

Distribuidores

Clasificación de las fallas por causa

1. Externo al Sistema

1. Fenómenos naturales y ambientales

Condiciones climáticas:

1. Descarga atmosférica

Terceros:

16. Daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas o su contratistas.

2. Interno al Sistema

2. Equipamientos materiales y accesorios (deterioro del equipamiento por envejecimiento-desgaste-exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.) y operación inadecuada del equipo.

1. Externo al sistema

1. Fenómenos naturales y ambientales

## **ANEXO 3.4.**

CÁLCULOS MECÁNICOS DE TENSIONES Y FLECHAS DE LOS  
CONDUCTORES LAS DIFERENTES PARA ALTERNATIVAS DE  
LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA Y DATOS

**Condiciones iniciales.****Sin sobrecarga de viento**

Coeficiente de seguridad = 28 %

 $T_i = 5448,2 \text{ kg}$  $t_i = 34,27 \text{ kg/mm}^2$ Peso propio,  $P = 7,496 \text{ kg/m}$ Peso hielo,  $Ph = 0,000 \text{ kg/m}$ Peso aparente,  $P_i = 7,496 \text{ kg/m}$ Coeficiente de sobrecarga,  $m_i = 1$ Peso por metro y milímetro cuadrado de sección,  $\omega = 0,0471 \text{ kg/m/mm}^2$ Flecha vertical (no hay viento),  $f_i = 1,72 \text{ m}$ **HIPÓTESIS A).- De temperatura.****Sin sobrecarga****Temperatura de 0 °C** $\theta_A = 0 \text{ °C}$  $\theta_0 = 17 \text{ °C}$  $\Delta\theta = -17 \text{ °C}$ 

Coeficiente de seguridad = 3,6 = 28 %

 $T_0 = 5448,192 \text{ kg}$  $t_0 = 34,271 \text{ kg/mm}^2$ Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga),  $m_A = 1$ Ecuación de cambio de condiciones:

Valor de la constante K de la ECC = 21,4948

 $t_A^2 [t_A + -25,075] = 15005,62$ 

Tensiones Unitaria y Total:

 $t_A = 36,4 \text{ kg/mm}^2$  $T_A = 5786,69 \text{ kg}$ 

Coeficiente de seguridad = 3,389 = 30 %

Flecha vertical (no hay viento),  $f_A = 1,62 \text{ m}$

Temperatura de 5 °C	
$\theta_B$	5 °C
$\theta_0$	17 °C
$\Delta\theta$	-12 °C
Coeficiente de seguridad =	3,6 = 28 %
$T_0$	5448,192 kg
$t_0$	34,271 kg/mm <sup>2</sup>
Peso propio, p =	7,496 kg/m
Peso viento, pv =	5,872 kg/m
Peso aparente, p <sub>B</sub> =	9,522 kg/m
Coeficiente de sobrecarga, m <sub>B</sub> =	1,270
<u>Ecuación de cambio de condiciones:</u>	
Valor de la constante K de la ECC =	21,4948
$t_B^2 [t_B + -24,022 ] =$	24213,964
Tensiones Unitaria y Total:	
$t_B$	39,52 kg/mm <sup>2</sup>
$T_B$	6283,150 kg
Coeficiente de seguridad =	3,122 = 32 %
Flecha inclinada (hay viento), f <sub>B</sub> =	1,89 m

ELABORADO POR: EL AUTOR

### ANEXO 3.4.B: CÁLCULO MECÁNICO - CABLE DE GUARDIA DE FIBRA ÓPTICA OPGW

Condiciones iniciales. Sin Sobrecarga de viento	
Coeficiente de seguridad:	33 %
$T_i$ =	1904,1 kg
$t_i$ =	21,20 kg/mm <sup>2</sup>
Peso propio (P)	6,804 kg/m
Peso hielo (Ph)	0,000 kg/m
Peso aparente, P <sub>i</sub> =	6,804 kg/m
Coeficiente de sobrecarga, m <sub>i</sub> =	1
Peso por metro y milímetro cuadrado de sección, $\omega$	= 0,0758 kg/m/mm <sup>2</sup>

**Temperatura de 0 °C**

$$\theta_A = 0 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = -17 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3 = 33 \%$$

$$T_0 = 1904,100 \text{ kg}$$

$$t_0 = 21,199 \text{ kg/mm}^2$$

Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga),  $m_A = 1$

Ecuación de cambio de condiciones:

Valor de la constante K de la ECC = -35,7277

$$t_A^2 [t_A + 32,60] = 25582,910$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_A = 21,7 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_A = 1949,525 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 2,960 = 34 \%$$

$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_A = 4,36 \text{ m}$$

**HIPÓTESIS B).- De viento.**

**Sobrecarga de viento de 39 kg/m<sup>2</sup>**

**Temperatura de 5 °C**

$$\theta_B = 5 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = -12 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3 = 33 \%$$

$$T_0 = 1904,100 \text{ kg}$$

$$t_0 = 21,199 \text{ kg/mm}^2$$

$$\text{Peso propio, } p = 6,804 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso viento, } p_v = 5,723 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso aparente, } p_B = 8,891 \text{ kg/m}$$

Coeficiente de sobrecarga,  $m_B = 1,307$

Ecuación de cambio de condiciones:

Valor de la constante K de la ECC = -35,7277

$$t_B^2 [t_B + 33,52] = 43684,297$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_B = 26,89 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_B = 2415,339 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 2,389 = 42 \%$$

hipótesis c).- De temperatura

Sin sobrecarga

Temperatura de 50 °C

$$\theta_c = 50 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = 33 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3 = 33 \%$$

$$T_0 = 1904,100 \text{ kg}$$

$$t_0 = 21,199 \text{ kg/mm}^2$$

Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga),  $m_c = 1$

Ecuación de cambio de condiciones:

Valor de la constante K de la ECC = -35,7277

$$t_c^2 [t_c + 41,80] = 25582,910$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_c = 20,3 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_c = 1823,105 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3,165 = 32 \%$$

$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_c = 4,67 \text{ m}$$

### ANEXO 3.4.C: CÁLCULO MECÁNICO - CABLE DE GUARDIA DE FIBRA ÓPTICA OPGW CON TUBO DE ALUMINIO EXTRUÍDO

**Condiciones iniciales.**

**Sin Sobrecarga de viento**

$$\text{Coeficiente de seguridad: } 33 \%$$

$$T_i = 4752,0 \text{ kg}$$

$$t_i = 28,15 \text{ kg/mm}^2$$

$$\text{Peso propio (P)} = 7,353 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso hielo (Ph)} = 0,000 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso aparente, } P_i = 7,353 \text{ kg/m}$$

$$\text{Coeficiente de sobrecarga, } m_i = 1$$

$$\text{Peso por metro y milímetro cuadrado de sección, } \omega = 0,0436 \text{ kg/m/mm}^2$$

$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_i = 1,93 \text{ m}$$

Temperatura de 0 °C
$\theta_A = 0 \text{ °C}$
$\theta_0 = 17 \text{ °C}$
$\Delta\theta = -17 \text{ °C}$
Coeficiente de seguridad = 3 = 33 %
$T_0 = 4752,000 \text{ kg}$
$t_0 = 28,152 \text{ kg/mm}^2$
Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga), $m_A = 1$
<u>Ecuación de cambio de condiciones:</u>
Valor de la constante K de la ECC = 15,9808
$t_A^2 [t_A + -19,054] = 9645,575$
Tensiones Unitaria y Total:
$t_A = 29,9 \text{ kg/mm}^2$
$T_A = 5041,546 \text{ kg}$
Coeficiente de seguridad = 2,856 = 35 %
Flecha vertical (no hay viento), $f_A = 1,82 \text{ m}$

HIPÓTESIS B).- De viento. Sobrecarga de viento de 39 kg/m <sup>2</sup> Temperatura de 5 °C
$\theta_B = 5 \text{ °C}$
$\theta_0 = 17 \text{ °C}$
$\Delta\theta = -12 \text{ °C}$
Coeficiente de seguridad = 3 = 33 %
$T_0 = 4752,000 \text{ kg}$
$t_0 = 28,152 \text{ kg/mm}^2$
Peso propio, $p = 7,353 \text{ kg/m}$
Peso viento, $p_v = 5,938 \text{ kg/m}$
Peso aparente, $p_B = 9,451 \text{ kg/m}$
Coeficiente de sobrecarga, $m_B = 1,285$
<u>Ecuación de cambio de condiciones:</u>
Valor de la constante K de la ECC = 15,9808
$t_B^2 [t_B + -18,150] = 15935,530$
Tensiones Unitaria y Total:
$t_B = 32,89 \text{ kg/mm}^2$
$T_B = 5551,050 \text{ kg}$
Coeficiente de seguridad = 2,594 = 39 %
Flecha inclinada (hay viento), $f_B = 2,13 \text{ m}$

**HIPOTESIS C).- De temperatura****Sin sobrecarga****Temperatura de 50 °C**

$$\theta_c = 50 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = 33 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3 = 33 \%$$

$$T_0 = 4752,000 \text{ kg}$$

$$t_0 = 28,152 \text{ kg/mm}^2$$

Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga),  $m_c = 1$ Ecuación de cambio de condiciones:

Valor de la constante K de la ECC = 15,9808

$$t_c^2 [t_c + -10,014] = 9645,575$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_c = 25,2 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_c = 4253,984 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3,385 = 30 \%$$

$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_c = 2,16 \text{ m}$$

ELABORADO POR: EL AUTOR

**ANEXO 3.4.D: CÁLCULO MECÁNICO - FIBRA ÓPTICA MONOMODO****ADSS DE 24 HILOS****Condiciones iniciales.****Sin Sobrecarga de viento**

$$\text{Coeficiente de seguridad: } 25 \%$$

$$T_i = 1402,1 \text{ kg}$$

$$t_i = 28,04 \text{ kg/mm}^2$$

$$\text{Peso propio (P)} = 0,140 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso hielo (Ph)} = 0,000 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso aparente, } P_i = 0,140 \text{ kg/m}$$

$$\text{Coeficiente de sobrecarga, } m_i = 1$$

$$\text{Peso por metro y milímetro cuadrado de sección, } \omega = 0,0028 \text{ kg/m/mm}^2$$

$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_i = 0,12 \text{ m}$$

sin sobrecarga

Temperatura de 0 °C

$$\theta_A = 0 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = -17 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 4 = 25 \%$$

$$T_0 = 1850,785 \text{ kg}$$

$$t_0 = 28,042 \text{ kg/mm}^2$$

Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga),  $m_A = 1$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$\text{Valor de la constante K de la ECC} = 27,9994$$

$$t_A^2 [t_A + -28,143] = 33,647$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_A = 28,2 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_A = 1409,268 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3,980 = 25 \%$$

$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_A = 0,12 \text{ m}$$

**HIPÓTESIS B).- De viento.**

Sobrecarga de viento de 39 kg/m<sup>2</sup>

Temperatura de 5 °C

$$\theta_B = 5 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = -12 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 4 = 25 \%$$

$$T_0 = 1850,785 \text{ kg}$$

$$t_0 = 28,042 \text{ kg/mm}^2$$

$$\text{Peso propio, } p = 0,140 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso viento, } p_v = 0,488 \text{ kg/m}$$

$$\text{Peso aparente, } p_B = 0,507 \text{ kg/m}$$

$$\text{Coeficiente de sobrecarga, } m_B = 3,623$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$\text{Valor de la constante K de la ECC} = 27,9994$$

$$t_B^2 [t_B + -28,101] = 441,623$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_B = 28,64 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_B = 1431,971 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 3,917 = 26 \%$$

**Temperatura de 50 °C**

$$\theta_c = 50 \text{ °C}$$

$$\theta_0 = 17 \text{ °C}$$

$$\Delta\theta = 33 \text{ °C}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 4 = 25 \%$$

$$T_0 = 1850,785 \text{ kg}$$

$$t_0 = 28,042 \text{ kg/mm}^2$$

Coeficiente de sobrecarga (no hay sobrecarga),  $m_c = 1$

Ecuación de cambio de condiciones:

Valor de la constante K de la ECC = 27,9994

$$t_c^2 [t_c + -27,721] = 33,647$$

Tensiones Unitaria y Total:

$$t_c = 27,8 \text{ kg/mm}^2$$

$$T_c = 1388,232 \text{ kg}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 4,040 = 25 \%$$

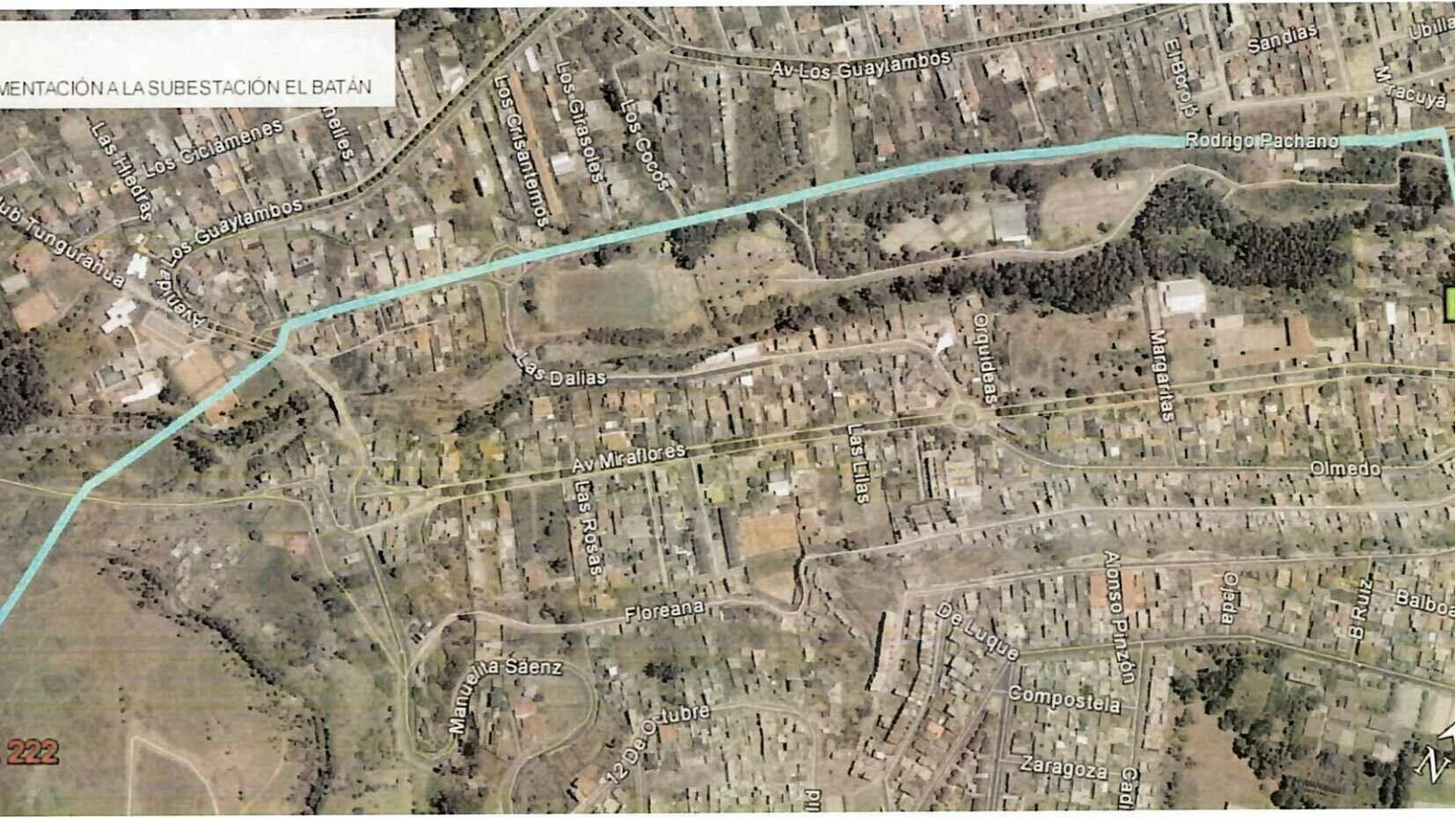
$$\text{Flecha vertical (no hay viento), } f_c = 0,13 \text{ m}$$

ELABORADO POR: EL AUTOR

## **ANEXO 3.5.**

TRAZADO DE LAS RUTAS ALTERNATIVAS DE LA LÍNEA DE  
SUBTRANSMISIÓN PARA ENERGIZAR LA SUBESTACIÓN EL  
BATÁN

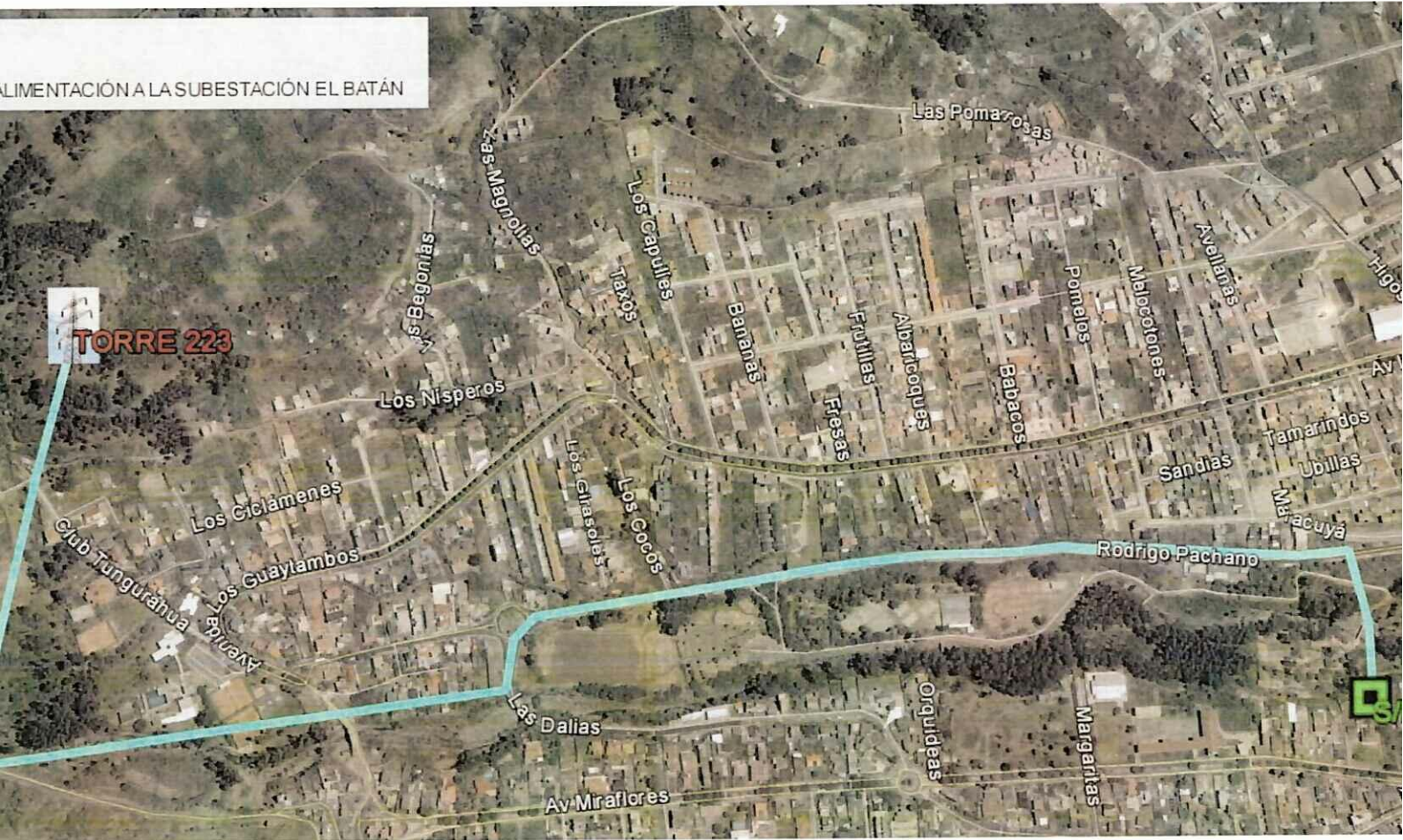
# ANEXO 3.5.A: ALTERNATIVA 1 PARA LA ALIMENTACIÓN A LA SUBESTACIÓN EL BATÁN



EARTH



# ANEXO 3.5.C: ALTERNATIVA 3 PARA LA ALIMENTACIÓN A LA SUBESTACIÓN EL BATÁN



TH

## **ANEXO 3.6.**

DETALLE DE MATERIALES EN ESTRUCTURAS EN LÍNEAS  
DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV Y FIBRA ÓPTICA ADSS

<b>ESTRUCTURAS EN REDES DE SUBTRANSMISIÓN 69 kV – COMPACTAS</b>			
<b>TANGENTE</b>			
LISTA DE MATERIALES			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	BRAZO DE SOPORTE EN ACERO DE 4 PIES	c/u	1
2	MORDAZA PARA MENSAJERO	c/u	1
3	PERNO MÁQUINA PARA MORDAZA	c/u	2
6	ESPACIADOR TRIFÁSICO 69 KV	c/u	6
8	PERNO MÁQUINA + ARANDELA CUADRADA PARA BRAZO	c/u	2
9	PLACA PARA BRAZO DE SOPORTE	c/u	1
NOTA: Ángulo: 0-6°			

<b>ESTRUCTURAS EN REDES DE SUBTRANSMISIÓN 69 kV – COMPACTAS</b>			
<b>VERTICAL-ANGULAR</b>			
LISTA DE MATERIALES			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	GRAPA ANGULAR PARA MENSAJERO	c/u	1
2	PERNO OJO	c/u	7
3	PLACA DE OJO PARA POSTE	c/u	1
4	GRAPA DE RETENCIÓN PREFORMADA	c/u	6
5	CONDUCTOR DE AL PARA ATADURAS # 4 AWG	M	2,25
6	HORQUILLA GUARDACABO DE ACERO GALVANIZADO	c/u	6
9	AISLADOR DE POLIMÉRICO TIPO SUSPENSIÓN 69 KV	c/u	6
10	SOPORTE-APARTADOR PARA AISLADOR TIPO PIN	c/u	3
11	PERNO MAQUINA + ARANDELA CUADRADA PARA SOPORTE-APARTADOR	c/u	6
13	AISLADOR TIPO PIN 69KV	c/u	3
NOTA: Ángulo: 7-25°			

## LISTA DE MATERIALES

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	HORQUILLA GUARDACABO DE ALTA RESISTENCIA DE ACERO GALVANIZADO	c/u	2
2	PERNO OJO	c/u	8
3	PLACA DE OJO PARA POSTE	c/u	2
4	TERMINAL PREFORMADO PARA CABLE PROTEGIDO	c/u	6
5	CONDUCTOR DE AI PARA ATADURAS # 4 AWG	M	2,25
6	HORQUILLA GUARDACABO DE ACERO GALVANIZADO	c/u	6
9	AISLADORDE POLIMÉRICO TIPO SUSPENSIÓN 69 KV	c/u	6
10	SOPORTE-APARTADOR PARA AISLADOR TIPO PIN	c/u	3
11	PERNO MAQUINA + ARANDELA CUADRADA PARA SOPORTE-APARTADOR	c/u	6
13	AISLADOR TIPO PIN 69KV	c/u	3
17	TERMINAL PREFORMADO PARA MENSANGERO	c/u	2

NOTA: Ángulo: 26-90°

## ESTRUCTURAS EN REDES DE SUBTRANSMISIÓN 69 kV – COMPACTAS

## VERTICAL-RETENCIÓN

## LISTA DE MATERIALES

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	GRAPA ANGULAR PARA MENSAJERO	c/u	1
2	PERNO OJO	c/u	4
3	PLACA DE OJO PARA POSTE	c/u	1
4	GRAPA DE RETENCIÓN PREFORMADA	c/u	3
6	HORQUILLA GUARDACABO DE ACERO GALVANIZADO	c/u	3
9	AISLADORDE POLIMÉRICO TIPO SUSPENSIÓN 69 KV	c/u	3
17	TERMINAL PREFORMADO PARA MENSANGERO	c/u	1

ELABORADO POR: EL AUTOR

<b>CONJUNTO DE SUSPENSION ADSS</b>			
LISTA DE MATERIALES			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	ADAPTADOR "U" GRILLETE CON PASADOR	C/U	1
2	GRAPA DE SUSPENSIÓN	C/U	1
3	MÉNSULA DE ACERO GALVANIZADO, SUSPENSIÓN PARA POSTE (TIPO OJAL ESPIRALADO ABIERTO)	C/U	1
4	ABRAZADERA DE ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 3 PERNOS, 38 X 4 X 160 MM (1 1/2 X 5/32 X 6 1/2")	C/U	1
NOTA: VANO MENOR A 100 M.			

<b>CONJUNTO DE RETENCION PASANTE ADSS</b>			
LISTA DE MATERIALES			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	HORQUILLA GUARDACABO DE ACERO GALVANIZADO	C/U	2
2	EXTENSIÓN DE ACERO GALVANIZADO 300 MM	C/U	2
3	TUERCA OJO OVALADO DE ACERO GALVANIZADO, PERNO DE 16 MM (5/8")	C/U	2
4	ABRAZADERA ESTANDAR DOBLE	C/U	1
5	PREFORMADO DE RETENCIÓN ALUMOWELD	C/U	2
6	VARILLAS DE ARMAR ALUMOWELD	C/U	2
NOTA: VANO MAYOR A 100 M.			

## LISTA DE MATERIALES

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	HORQUILLA GUARDACABO DE ACERO GALVANIZADO	C/U	1
2	EXTENSIÓN DE ACERO GALVANIZADO 600 MM	C/U	1
3	TUERCA OJO OVALADO DE ACERO GALVANIZADO, PERNO DE 16 MM (5/8")	C/U	1
4	ABRAZADERA DE ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 3 PERNOS, 38 X 4 X 160 MM (1 1/2 X 5/32 X 6 1/2")	C/U	1
5	PREFORMADO DE RETENCIÓN ALUMOWELD	C/U	1
6	VARILLAS DE ARMAR ALUMOWELD	C/U	1

ELABORADO POR: EL AUTOR

**ANEXO 3.7.**

TABLA RESUMEN DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS

TABLA RESUMEN DE UBICACION DE ESTRUCTURAS

VÉRTICE	ESTRUCTURA	COORDENADAS UTM WGS 84		ALTURA ESTRUCTURA (m)	ÁNGULO DECIMAL CONSIDERADO (°)	VANO REG. ATRAS (m)	Abscisa (m)
		ESTE	SUR				
S/E	PORTICO	763165,14	9862292,79	12	-	19,77	-
V1	VERTICAL-RETENCIÓN	763169,36	9862312,10	18	-	0,00	0,00
V2	TANGENTE	763096,23	9862376,47	18	3,53	97,43	97,43
V3	VERTICAL-ANGULAR- DOBLE RETENCIÓN	763027,73	9862429,66	18	70,30	86,72	184,15
V4	TANGENTE	762949,77	9862380,04	18	0,70	92,41	276,56
V5	TANGENTE	762860,81	9862321,90	18	5,85	106,27	382,83
V6	TANGENTE	762780,02	9862256,43	18	0,85	103,99	486,82
V7	TANGENTE	762696,95	9862187,04	18	0,36	108,24	595,06
V8	TANGENTE	762639,81	9862138,70	18	6,13	74,84	669,90
V9	TANGENTE	762583,67	9862079,81	18	0,14	81,36	751,26
V10	TANGENTE	762508,42	9862001,29	18	0,30	108,76	860,02
V11	TANGENTE	762434,39	9861923,21	18	0,88	107,58	967,60
V12	TANGENTE	762364,46	9861847,16	18	0,57	103,28	1070,88
V13	TANGENTE	762305,28	9861781,51	18	0,18	88,33	1159,21
V14	TANGENTE	762271,15	9861743,88	18	0,34	50,79	1210,00
V15	TANGENTE	762201,74	9861666,43	18	1,36	104,00	1314,00
V16	VERTICAL-ANGULAR- DOBLE RETENCIÓN	762134,16	9861594,52	18	39,52	98,68	1412,68
V17	VERTICAL-ANGULAR	762053,96	9861584,31	18	19,02	80,85	1493,53
V18	VERTICAL-ANGULAR	762017,15	9861591,97	18	15,25	37,60	1531,13
V19	TANGENTE	761942,71	9861587,44	18	2,75	74,57	1605,70
V20	TANGENTE	761863,86	9861586,44	18	19,68	78,86	1684,56
V21	VERTICAL-ANGULAR- DOBLE RETENCIÓN	761775,20	9861616,88	18	78,34	93,74	1778,30
V22	TANGENTE	761787,99	9861716,84	18	7,11	100,78	1879,08
V23	TANGENTE	761788,37	9861881,58	18	0,51	96,42	1975,50
V24	VERTICAL-RETENCIÓN	761789,25	9861891,89	18	-	78,63	2054,13
S/E	PÓRTICO	761764,84	9861941,27	18	-	55,08	2109,21

ELABORADO POR: EL AUTOR

## **ANEXO 3.8.**

DETALLE DEL PRESUPUESTO ESTIMADO DE LA  
CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA LÍNEA DE  
SUBTRANSMISIÓN, TRANSPORTE DE DATOS Y  
SUBESTACIÓN DE SECCIONAMIENTO

**CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV QUE ALIMENTARÁ LA SUBESTACIÓN EL BATÁN - LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV**

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P/UNIT.	P/TOTAL
<b>1</b>	<b>RECONOCIMIENTO, REPLANTEO E INVENTARIO DE RED Y DESBROCE</b>				
1.1	RECONOCIMIENTO, REPLANTEO E INVENTARIO DE RED	KM	2,5	189,86	474,65
<b>2</b>	<b>SUMINISTRO Y PARADA DE POSTES DE HORMIGÓN</b>				
2.1	POSTE DE HORMIGÓN DE 18 m DE ALTURA x 1200 KG ESFUERZO DE ROTURA	C/U	23	1.470,84	33.829,32
<b>3</b>	<b>SUMINISTRO, TENDIDO Y REGULADO DE CONDUCTOR Y CABLE MENSAJERO</b>				
3.1	CABLE 477 KCM AAC 19 HILOS- 69KV AISLADO	KM	6,46	28.470,00	183.800,38
3.2	CABLE MENSAJERO 19 #8 ALUMOWELD (AW)	KM	2,15	15.420,00	33.183,49
<b>4</b>	<b>SUMINISTRO, Y MONTAJE DE ESPACIADORES</b>				
4.1	ESPACIADOR TRIFÁSICO 69 KV	C/U	233	155,87	36.360,83
<b>5</b>	<b>SUMINISTRO Y MONTAJE DE ESTRUCTURAS</b>				
5.1	ESTRUCTURA 69 KV CENTRADA PASANTE	C/U	17	183,58	3.120,86
5.2	ESTRUCTURA 69 KV VERTICAL DOBLE RETENCIÓN	C/U	2	424,44	848,87
5.3	ESTRUCTURA 69 KV DOBLE RETENCIÓN	C/U	3	601,22	1.803,67
5.4	ESTRUCTURA 69 KV RETENCIÓN O TERMINAL	C/U	2	380,38	760,76
5.5	TENSOR A TIERRA SIMPLE	C/U	7	342,11	2.394,77
<b>6</b>	<b>SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE PUESTAS A TIERRA</b>				
6.1	MEJORAMIENTO DEL SUELO 7,5 m <sup>3</sup>	C/U	6	250,19	1.501,14
6.2	PUESTA A TIERRA SIMPLE	C/U	6	115,33	691,98
6.3	PUESTA A TIERRA CONTRAPESOS 30 M	C/U	18	259,61	4.672,98

TOTAL COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS	303.443,70
IVA (12 %)	36.413,24
<b>TOTAL</b>	<b>339.856,95</b>

ELABORADO POR: EL AUTOR

<b>ANEXO 3.8.B: DETALLE DEL PRESUPUESTO - LISTA DE CANTIDADES Y PRECIOS</b>						
<b>CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV QUE ALIMENTARÁ LA SUBESTACIÓN EL BATÁN - FIBRA ÓPTICA ADSS</b>						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	P/UNIT.	P/TOTAL	
<b>1 RECONOCIMIENTO, REPLANTEO E INVENTARIO DE RED Y DESBROCE</b>						
1.1	RECONOCIMIENTO, REPLANTEO E INVENTARIO DE RED	E KM	2,5	189,86	474,65	
<b>2 SUMINISTRO, TENDIDO Y REGULADO DE FIBRA ÓPTICA</b>						
2.1	FIBRA ÓPTICA MONOMODO ADSS DE 24 HILOS	KM	2,15	5.119,92	11017,95	
<b>3 EMPALME FIBRA ÓPTICA</b>						
3.1	CAJA DE EMPALME ADSS-RED SUBTERRANEA DE FIBRA OPTICA	M	2,00	1.136,88	2273,76	
<b>4 SUMINISTRO Y MONTAJE DE ESTRUCTURAS</b>						
4.1	CONJUNTO DE SUSPENSION ADSS	C/U	16	61,42	982,72	
4.2	CONJUNTO DE RETENCION PASANTE ADSS	C/U	8	131,21	1049,68	
4.3	CONJUNTO DE RETENCION TERMINAL ADSS	C/U	2	89,33	178,66	

ELABORADO POR: EL AUTOR

<b>RESUMEN PRESUPUESTO DEL PROYECTO</b>	
DESCRIPCIÓN	US\$
TOTAL COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS	15.977,42
IVA (12 %)	1.917,29
<b>TOTAL</b>	<b>17.894,71</b>

ELABORADO POR: EL AUTOR

<b>SUBESTACIÓN DE SECCIONAMIENTO</b>		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	P/TOTAL
<b>1</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>	
1.1	OBRAS PRELIMINARES	24.230,62
1.2	CERRAMIENTO PERIMETRAL DE LA SUBESTACIÓN	135.265,85
1.3	SALA DE CONTROL	61.181,62
1.4	MALLA DE PUESTA A TIERRA	16.737,98
1.5	BASES DE HORMIGÓN PARA EQUIPOS	48.305,15
1.6	SISTEMA DE DRENAJE	17.288,03
1.7	POZO SÉPTICO	1.954,24
<b>2</b>	<b>SIMINISTRO Y MONTAJE DE EQUIPOS</b>	
2.1	BANCO DE BATERÍAS Y TABLEROS	83.785,41
2.2	INTERRUPTORES DE POTENCIA, SECCIONADORES Y PARARRAYOS	394.731,71
<b>3</b>	<b>SUMINISTRO Y MONTAJE DE ESTRUCTURAS METÁLICAS</b>	
<b>4</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES PARA MONTAJE DE BARRAS 69 KV Y APANTALLAMIENTO</b>	
4.1	CABLE AAC, ACAR, CONECTORES Y AISLADORES	7.865,22
4.2	APANTALLAMIENTO Y CONEXIÓN DE EQUIPOS A MALLA DE TIERRA	2.919,24
4.3	CANALETAS, CABLES PARA SEÑALES DE CONTROL EQUIPOS PATIO 69 KV Y TABLEROS	18.966,56
<b>5</b>	<b>PRUEBAS</b>	
5.1	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN	2.060,96

ELABORADO POR: EL AUTOR

<b>RESUMEN PRESUPUESTO DEL PROYECTO</b>	
DESCRIPCIÓN	US\$
TOTAL COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS	878.475,52
IVA (12 %)	105.417,06
<b>TOTAL</b>	<b>983.892,58</b>

ELABORADO POR: EL AUTOR

**NOTA:** Los valores indicados incluyen todos los costos directos (materiales, equipos, mano de obra y transporte) y los indirectos (gastos

## **ANEXO 3.9.**

ENTREVISTA REALIZADA AL DR. PATRICIO ESPÍNDOLA G., JEFE DE  
GESTIÓN LABORAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL  
CENTRO NORTE

**¿Considera usted que la ruta de la nueva línea de subtransmisión que parte desde la torre 222 ubicada en el cerro Casigana hasta la S/E El Batán es viable, sabiendo que el cerro Casigana es un área protegida?**

“Se lo puede hacer, pero el estudio de impacto ambiental va a ser mucho más complicado porque en áreas protegidas se necesita la autorización del ministerio del ambiente, y para aprobar un estudio de estos hay que hacer un trámite que involucra un estudio muy minucioso, muy detallado, muy detenido y bastante costoso. Por tanto no sé si haya la posibilidad de considerar otro punto de partida.”

**¿Con respecto a la determinación de la ruta, qué consideraciones importantes cree usted que se deben tomar en cuenta?**

“Hay que realizar el análisis económico, ya que toda obra que se va a ejecutar siempre se considera el punto de vista económico. El tema ambiental sí es que se lo aplica realmente como se lo debe aplicar, con la normativa pertinente, resulta ser muchísimo más costoso el tema ambiental que la planificación del diseño eléctrico, aún más cuando el área de influencia está dentro de una zona protegida.”

**¿Qué opina usted sobre el impacto ambiental que se generará en el área de influencia del proyecto si se toma como punto de partida de la ruta la torre 223 ubicada al frente del cerro Casigana, donde se tiene una densa especie forestal?**

“Aquí se tiene una ventaja, que el inventario forestal que se deberá realizar esta en función de la vegetación más grande que se tiene en esta zona, que es el eucalipto,

“De pronto, viendo desde la parte económica, se considere mucho el tema ambiental y en los nuevos estudios que se empiecen a elaborar se haga esa consideración importante, que es transversal, porque eso está en la Constitución de la República, y el estudio de impacto ambiental es un requisito para la aprobación de la línea. Por lo que se recomienda que la línea de subtransmisión no atraviese un área protegida ya que respetando la Legislación del tema ambiental le estaría negando y no se apruebe su construcción en esta área.”.

## **ANEXO 3.10.**

MEMORIA FOTOGRÁFICA DE LAS MEDICIONES DE  
RESISTENCIA REALIZADAS CON EL EQUIPO MEDIDOR  
DIGITAL DE TIERRAS 4500 AEMC EN LA ZONA DE  
INCIDENCIA DEL PROYECTO



## **ANEXO 3.11.**

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO – CÁLCULO DE LOS  
INDICADORES FINANCIEROS

ANOS	INICIAL [usd]	ENERGIA NO VENDIDA [usd]	PÉRDIDAS TÉCNICAS [usd]	ENERGIA COMPRADA [usd]	ENERGIA SUMINISTRADA [usd]	O & M [usd]	NETO [usd]
0		1,341,644.24					-1,341,644.24
1		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
2		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
3		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
4		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
5		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
6		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
7		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
8		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
9		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
10		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
11		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
12		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
13		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
14		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
15		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
16		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
17		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
18		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
19		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
20		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
21		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
22		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
23		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
24		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
25		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
26		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
27		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
28		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
29		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
30		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
31		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
32		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
33		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
34		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
35		454.18	5,411.99	884,141.75	884,141.75	80,498.65	-86,364.83
TOTAL		1,341,644.24	15,896.38	189,419.66	30,944,961.41	30,944,961.41	2,817,452.91

ANOS	INICIAL [USD]	NO VENDIDA [USD]	PERDIDAS TÉCNICAS [USD]	ENERGIA COMPRADA [USD]	ENERGIA SUMINISTRADA [USD]	O & M [USD]	NETO [USD]	ACUMULADO [USD]
0	1,341,644.24					-1,341,644.24		
1	405.52	4832.13	789.412.28	789.412.28	718.73.80	-77,111.45	-77,111.45	-77,111.45
2	362.07	4314.41	704,832.39	704,832.39	64,173.03	-68,849.51	-145,960.96	-145,960.96
3	323.28	3,852.15	629,314.64	629,314.64	57,297.35	-61,472.78	-207,433.74	-207,433.74
4	288.64	3,439.42	561,888.07	561,888.07	51,158.35	-54,886.41	-262,320.15	-262,320.15
5	257.72	3,070.91	501,685.78	501,685.78	45,677.10	-49,005.72	-311,325.87	-311,325.87
6	230.10	2,741.88	447,933.73	447,933.73	40,783.12	-43,755.11	-355,080.98	-355,080.98
7	205.45	2,448.11	399,940.83	399,940.83	36,413.50	-39,067.06	-394,148.04	-394,148.04
8	183.44	2,185.81	357,090.03	357,090.03	32,512.06	-34,881.31	-429,029.35	-429,029.35
9	163.78	1,951.62	318,830.38	318,830.38	29,028.62	-31,144.02	-460,173.37	-460,173.37
10	146.23	1,742.52	284,669.98	284,669.98	25,918.41	-27,807.16	-487,980.54	-487,980.54
11	130.57	1,555.82	254,169.63	254,169.63	23,141.44	-24,827.82	-512,808.36	-512,808.36
12	116.58	1,389.12	226,937.17	226,937.17	20,662.00	-22,167.70	-534,976.06	-534,976.06
13	104.09	1,240.29	202,622.47	202,622.47	18,448.21	-19,792.59	-554,768.65	-554,768.65
14	92.93	1,107.40	180,912.92	180,912.92	16,471.62	-17,671.95	-572,440.60	-572,440.60
15	82.98	988.75	161,529.39	161,529.39	14,706.80	-15,778.53	-588,219.13	-588,219.13
16	74.09	882.81	144,222.67	144,222.67	13,131.07	-14,087.97	-602,307.11	-602,307.11
17	66.15	788.23	128,770.24	128,770.24	11,724.17	-12,578.55	-614,885.66	-614,885.66
18	59.06	703.77	114,973.43	114,973.43	10,468.01	-11,230.85	-626,116.50	-626,116.50
19	52.73	628.37	102,654.85	102,654.85	9,346.44	-10,027.54	-636,144.05	-636,144.05
20	47.08	561.04	91,656.12	91,656.12	8,345.04	-8,953.16	-645,097.21	-645,097.21
21	42.04	500.93	81,835.82	81,835.82	7,450.92	-7,993.89	-653,091.10	-653,091.10
22	37.53	447.26	73,067.69	73,067.69	6,652.61	-7,137.41	-660,228.51	-660,228.51
23	33.51	399.34	65,239.01	65,239.01	5,939.83	-6,372.68	-666,601.19	-666,601.19
24	29.92	356.55	58,249.12	58,249.12	5,303.42	-5,689.90	-672,291.09	-672,291.09
25	26.72	318.35	52,008.14	52,008.14	4,735.20	-5,080.26	-677,371.35	-677,371.35
26	23.85	284.24	46,435.84	46,435.84	4,227.85	-4,535.95	-681,907.30	-681,907.30
27	21.30	253.79	41,460.57	41,460.57	3,774.87	-4,049.96	-685,957.26	-685,957.26
28	19.02	226.60	37,018.37	37,018.37	3,370.42	-3,616.03	-689,573.29	-689,573.29
29	16.98	202.32	33,052.11	33,052.11	3,009.30	-3,228.60	-692,801.89	-692,801.89
30	15.16	180.64	29,510.82	29,510.82	2,686.88	-2,882.68	-695,684.57	-695,684.57
31	13.54	161.29	26,348.94	26,348.94	2,399.00	-2,573.82	-698,258.39	-698,258.39
32	12.09	144.01	23,525.84	23,525.84	2,141.96	-2,298.05	-700,556.45	-700,556.45
33	10.79	128.58	21,005.22	21,005.22	1,912.47	-2,051.83	-702,608.28	-702,608.28
34	9.63	114.80	18,754.66	18,754.66	1,707.56	-1,831.99	-704,440.27	-704,440.27
35	8.60	102.50	16,745.23	16,745.23	1,524.61	-1,635.71	-706,075.98	-706,075.98

### INDICADORES FINANCIEROS

VAN = -2 047 720,22 USD

TIR = 5,42 %

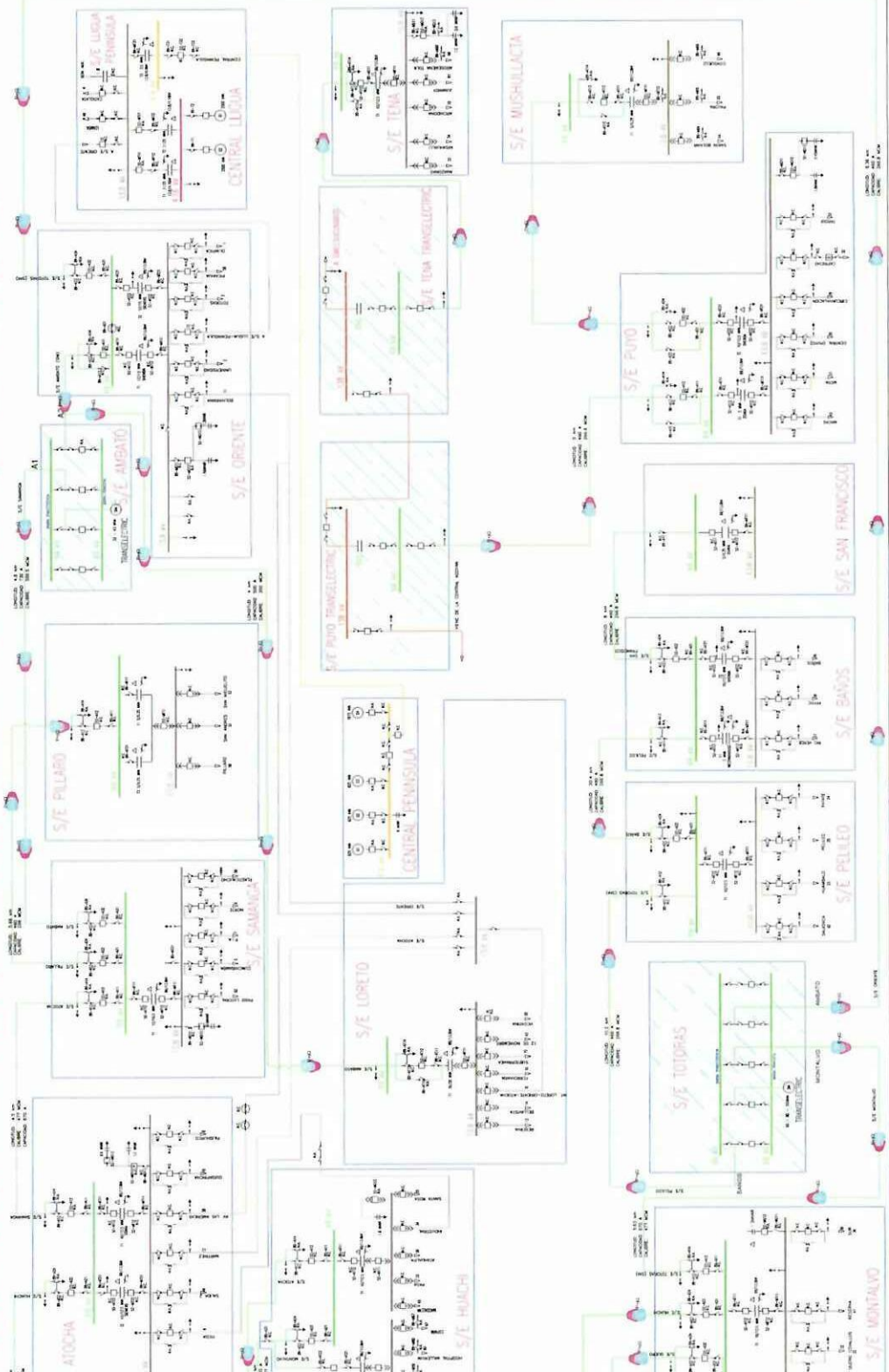
B/C = -0,53

ELABORADO POR: EL AUTOR

**ANEXO 3.12.**

DIAGRAMA ELÉCTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE LA  
E.E.A.S.A. 2013

DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE LA E.E.A.S.A.

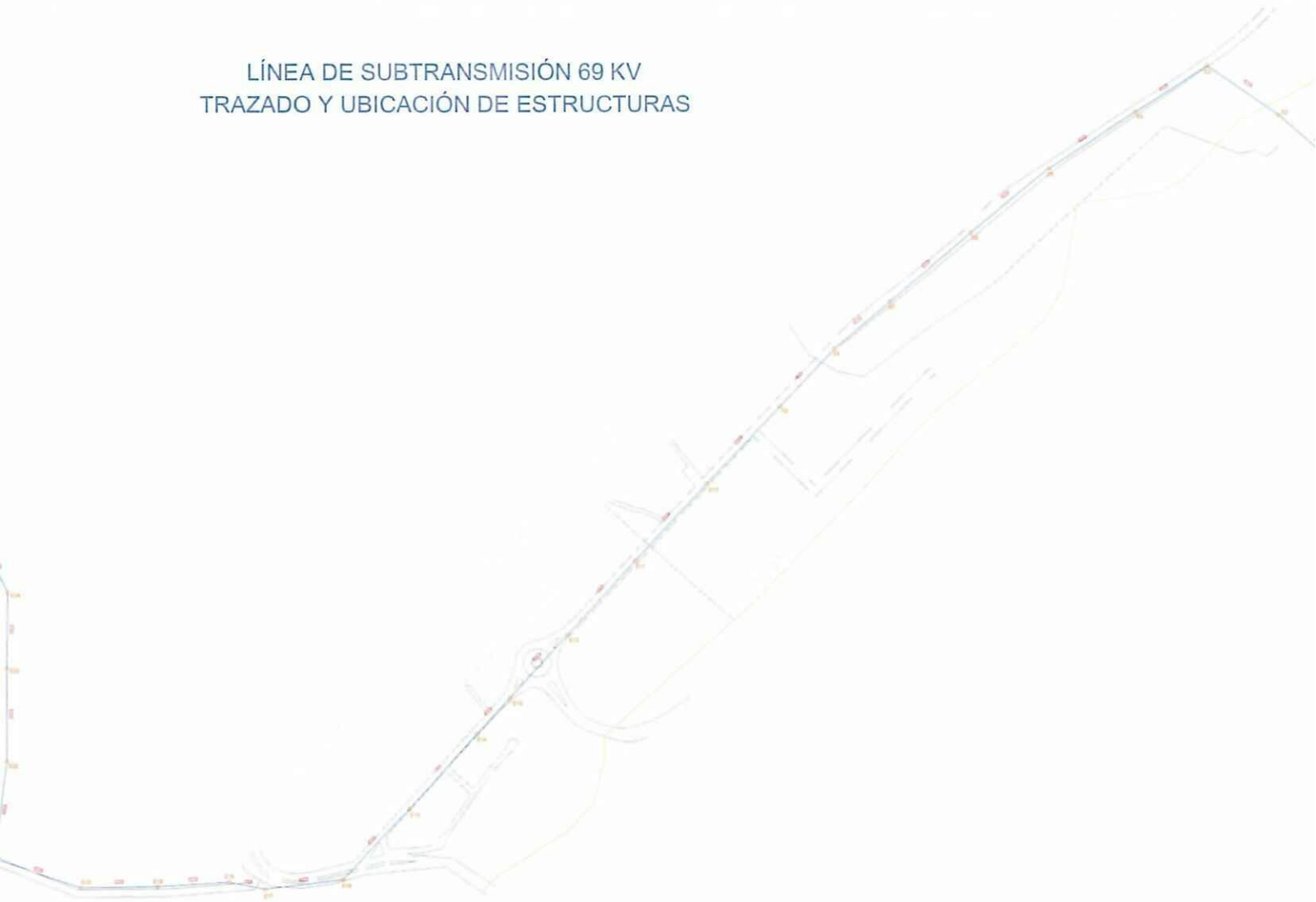


IFICACIÓN - EEASA

## **ANEXO 3.13.**

LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV  
TRAZADO Y UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS

LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV  
TRAZADO Y UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS

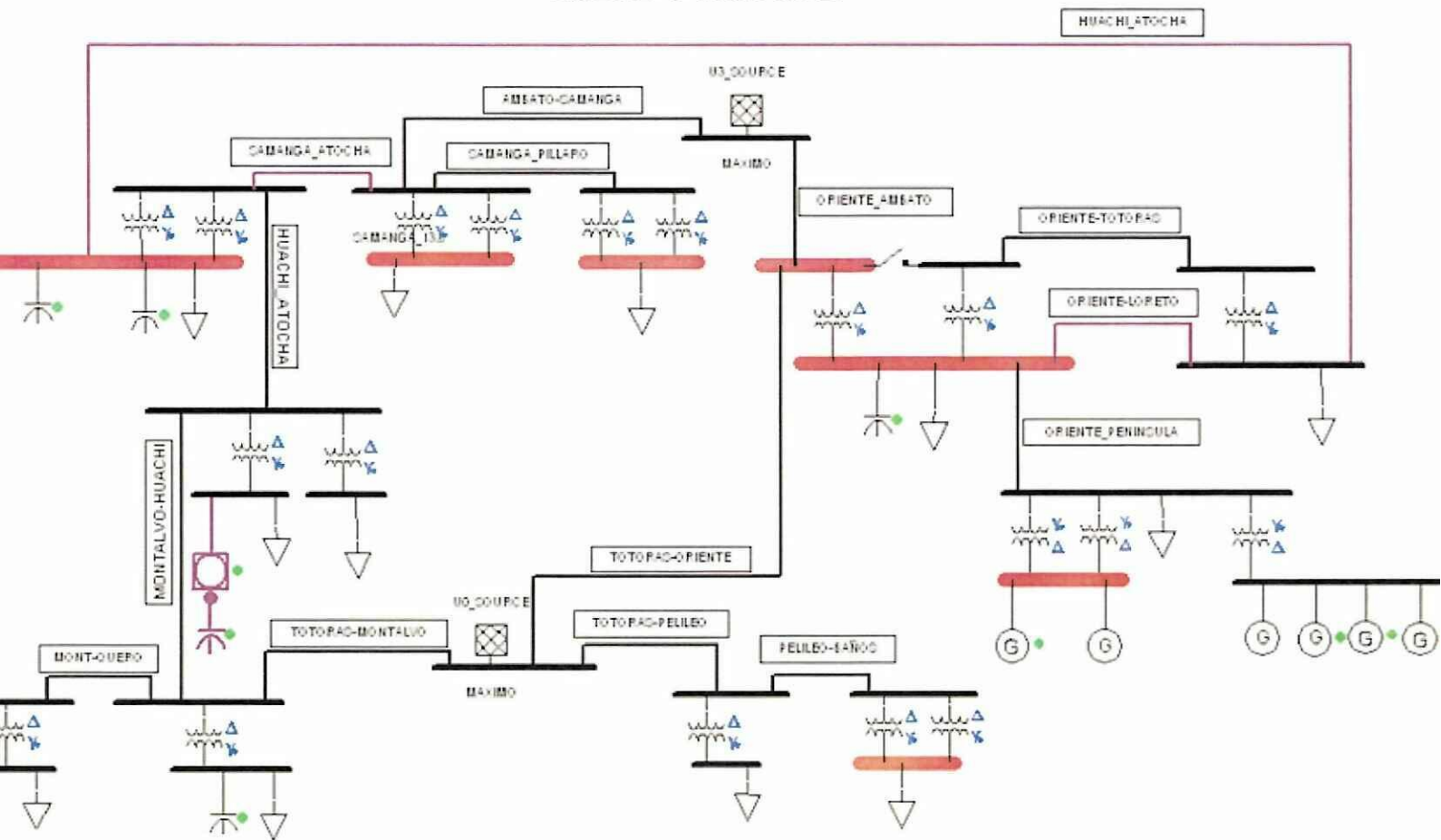


ELABORADO POR: EL AUTOR

## **ANEXO 3.14.**

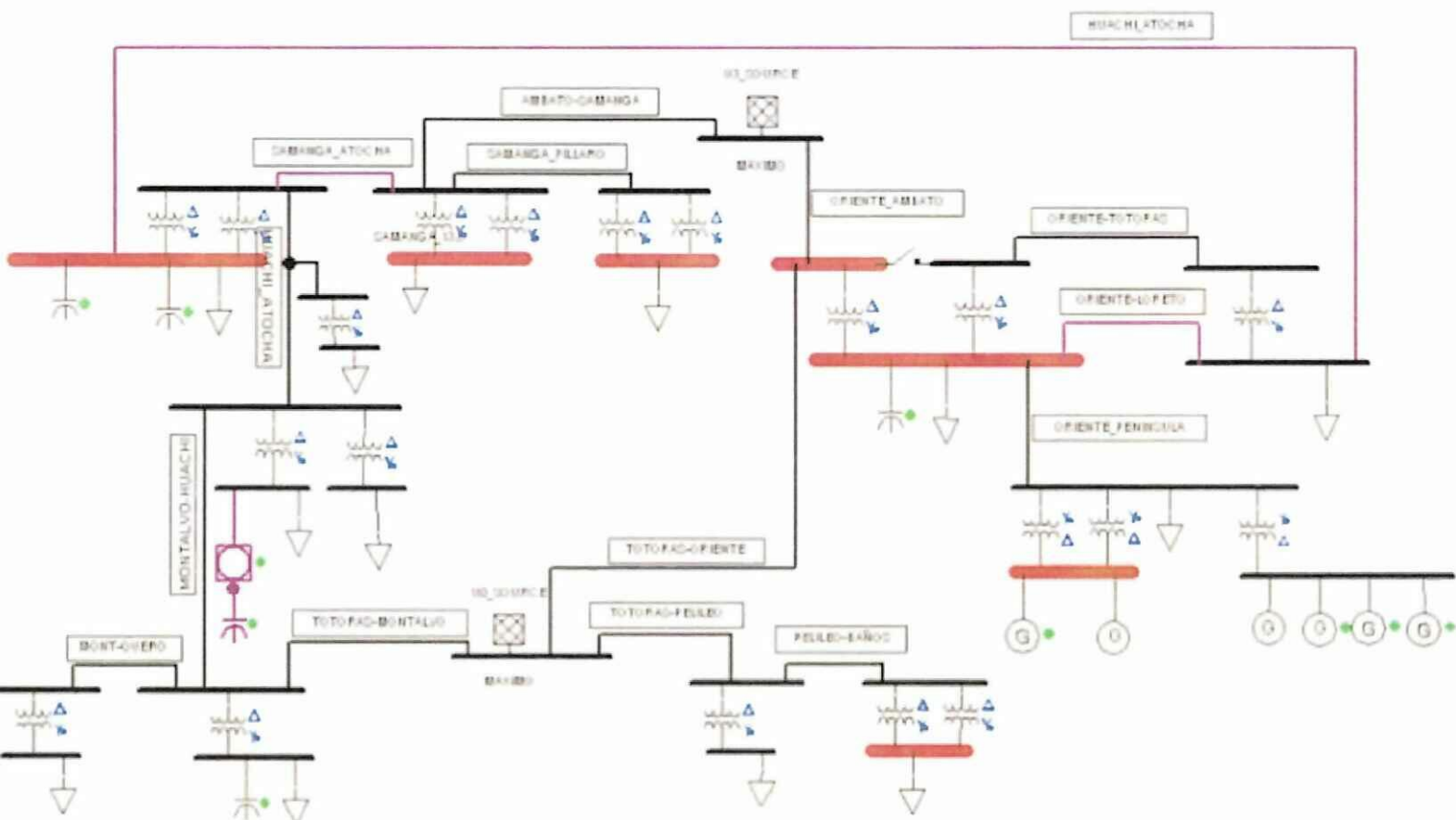
EJECUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE  
SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

# EXO 3.14.A: FLUJOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA – ESTADO ACTUAL



FUENTE: SOFTWARE CYME REV. 5.04.

### EXO 3.14.B: FLUJOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA – ICLUYENDO LA NUEVA L S/T Y S/E EL BATÁN



FUENTE: SOFTWARE CYME REV. 5.04.

## **ANEXO 3.15.**

CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN Y  
TRANSFORMADORES DE LA EEASA AL 15 DE ENERO DEL  
2014

**ANEXO 3.15.A: VOLTAJE EN BARRAS DE 69 KV - SITUACIÓN ACTUAL**

OPERACIÓN		NORMAL		CRÍTICA	
Barra	kV Base	V sol. [kV]	%	V sol. [kV]	%
AMBATO	69	69,483	1,007	69,483	1,007
TOTORAS	69	69	1	69	1
SAMANGA	69	68,793	0,997	68,448	0,992
PILLARO	69	68,724	0,996	68,379	0,991
ORIENTE	69	68,862	0,998	68,862	0,998
LORETO	69	68,724	0,996	68,724	0,996
LLIGUA	4,16	4,056	0,975	4,056	0,975
MONTALVO	69	68,517	0,993	67,137	0,973
QUERO	69	68,517	0,993	67,551	0,979
HUACHI	69	68,655	0,995	67,62	0,98
ATOCHA	69	67,827	0,983	68,034	0,986
PELLEO	69	68,517	0,993	68,517	0,993
BANOS	69	68,241	0,989	68,241	0,989
PUYO	69	68,793	0,997	68,793	0,997
MUSHUACTA	69	68,793	0,997	68,793	0,997
TENA	69	69,345	1,005	69,345	1,005

FUENTE: SOFTWARE CYME REV. 5.04.

**ANEXO 3.15.B: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES**

Transformador	OPERACIÓN NORMAL Y CRÍTICA							
	Voltaje Primario (kVLL)	Voltaje Secundario	Potencia Activa Total (kW)	Potencia Reactiva Total (kVAR)	Potencia Aparente Total (kVA)	f.p. (%)	I Balanceada (Amps)	Cargabili (%)
T2 OSAKA SAMANGA	69	13,8	2695	689	2782	96,89	23,3	22,8
T1 ABB SAMANGA	69	13,8	6466	1653	6674	96,88	56	54,7
T1 OSAKA ATOCHA	69	13,8	5333	263	5339	99,88	45,4	53,1
T2 SIEMENS ATOCHA	69	13,8	6380	265	6385	99,91	54,3	63,5
T1 PAUWELS PILLARO	69	13,8	2857	95	2858	99,94	24	56,8
T2 OSAKA PILLARO	69	13,8	2580	107	2582	99,91	21,7	51,3
PAUWELS LORETO	69	13,8	9351	403	9360	99,91	78,6	58,2
T2 SHENDA ORIENTE	69	13,8	7869	907	7921	99,34	66,4	62,7
T3 ECUATRAN LLIGUA	13,8	6,9	-465	-96	475	97,93	20,4	13,6
DELTA START LLIGUA	13,8	4,16	-685	9	685	-99,99	29,4	21,9
DELTA START LLIGUA	13,8	4,16	-685	9	685	-99,99	29,4	21,9
T1 SIEMENS ORIENTE	69	13,8	7717	867	7765	99,37	65,1	64,2
SHENDA QUERO	69	13,8	1674	14	1674	100	14,1	16,7
T1 MITSUBISHI HUACHI	69	13,8	4441	1060	4566	97,27	38,7	45,1
T2 WEG HUACHI	69	13,8	8626	1834	8819	97,81	74,8	86,7
WEG MONTALVO	69	13,8	3083	513	3126	98,64	26,3	31
T2 SHENDA BAÑOS	69	13,8	1097	1165	1600	68,56	13,5	5,3
WESTINGHOUSE BAÑOS	69	13,8	559	582	807	69,25	6,8	2,6
OSAKA PELILEO	69	13,8	8043	2197	8338	96,47	70,2	81,5
OSAKA MUSULLACTA	69	13,8	1238	-177	1251	-98,99	10,5	24,9
T2 SHENDA PUYO	69	13,8	5837	1134	5946	98,16	49,9	58,8
T1 OSAKA PUYO	69	13,8	2935	497	2977	98,6	25	24,5
WEG TENA	69	13,8	8733	579	8752	99,78	72,9	86,9

SOFTWARE CYME REV. 5.04.

ANEXO 3.15.C: CARGABILIDAD DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

OPERACION												
CRITICA						NORMAL						
de Subtransmision	Potencia Activa Total (KW)	Potencia Reactiva Total (KVAR)	Potencia Reactiva Total (KVA)	Potencia Activa Total (KW)	Cargabilidad (%)	Potencia Activa Total (KW)	Potencia Reactiva Total (KVAR)	Potencia Reactiva Total (KVA)	f.p. (%)	I Balancada (Amps)		
												DESCONECTADO
ATO_SAMANGA	14630	2474	14838	98,6	124,2	17	44564	7590	45206	98,58	378,3	
ANGA_ATOCHA	DESCONECTADO											
ANGA_PILLARO	5445	123	5446	99,97	45,7	9,9	5445	126	5447	99,97	45,9	
ENTE_ÁMBATO	17665	1738	17750	99,52	148,5	29,7	17665	1738	17750	99,52	148,5	
ENTE-TOTORAS	9363	374	9371	99,92	78,6	17,1	9363	374	9371	99,92	78,6	
NTE_PENINSULA	1488	1027	1808	82,28	76,4	28,3	1488	1027	1808	82,28	76,4	
RAS_MONTALVO	29825	4590	30177	98,84	252,5	37,7	DESCONECTADO					
TALVO_QUERO	1674	14	1674	100	14,1	2,1	1674	14	1674	100	14,3	
TALVO_HUACHI	24924	3664	25192	98,94	212,3	31,7	4762	429	4781	99,6	40,8	
ACHI_ATOCHA	11743	491	11754	99,91	99,7	21,7	17905	3447	18234	98,2	154,7	
ORAS_ORIENTE	7329	371	7339	99,87	61,4	13,3	7329	371	7339	99,87	61,4	
ORAS_PELILEO	9743	3598	10386	93,81	86,9	18,9	9743	3598	10386	93,81	86,9	
LILLO_BAÑOS	1660	1455	2207	75,21	18,6	4	1660	1455	2207	75,21	18,6	
MUSHUILLACTA	1241	-810	1482	-83,74	12,4	2,7	1241	-810	1482	-83,74	12,4	

FE: SOFTWARE CYME REV. 5.04.