



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÌNEA DE
SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV “GUANUJO-SIMIATUG”, PERTENECIENTE A
LA PROVINCIA BOLÍVAR.”**

Autores:

Bonilla Segura Viviana Elizabeth

Travez Batallas Luis Fernando

Tutor:

Ing. Msc. Proaño Xavier.

Latacunga - Ecuador

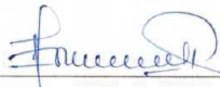
2017

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: Bonilla Segura Viviana Elizabeth y Travez Batallas Luis Fernando con el título de Proyecto de Investigación: “ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA BOLÍVAR”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación del Proyecto.

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

Para constancia firman:



Lector 1
PhD. Iliana Gonzales
C.I.: 1757070659



Lector 2
MsC. Héctor Barrera
C.I.: 1801408202



Lector 3
MsC. Carlos Saavedra
C.I.: 1802248425



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Viviana Elizabeth Bonilla Segura y Luis Fernando Travez Batallas declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69 KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA BOLIVAR.”**, siendo el Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Viviana Elizabeth Bonilla Segura

C.I. 020228724-9

Luis Fernando Travez Batallas

C.I. 050286792-2



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69 KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA BOLIVAR.”, de los señores Viviana Elizabeth Bonilla Segura y Luis Fernando Travez Batallas, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería Y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 18 de Enero, 2017

El Tutor:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado
DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

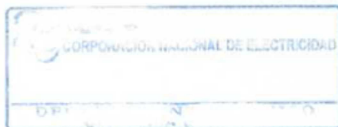
En calidad de Director Técnico de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP Unidad de Negocios Bolívar.; a petición verbal de los interesados, certifico que:

Los señores Bonilla Segura Viviana Elizabeth portador de la cédula de identidad N° 020228724-9 y Travez Batallas Luis Fernando portador de la cédula de identidad N° 050286792-2, realizaron el Proyecto de titulación con el tema:

“ESTUDIO PARA CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE BOLIVAR.”, bajo la supervisión de este Departamento, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por la CNEL EP.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los interesados, hacer uso de este documento en forma que estime conveniente.

Guaranda, 18 de Enero del 2017



Ing. Edison Martínez

Director del Departamento Técnico

Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP

AGRADECIMIENTO

Ante todo queremos dar las gracias a Dios por darnos la fuerza para nunca darnos por vencidos y a la vez por seguir adelante y poder cumplir con nuestros sueños y metas planteadas.

A nuestro hijo Martin, a nuestros padres, y hermanos por ser siempre el pilar fundamental por darnos siempre ese apoyo incondicional para el desarrollo de este proyecto, el cual fue una fortaleza para culminar nuestros objetivos.

A nuestro director del Proyecto de Investigación, Ing. Xavier Proaño, quien supo guiarnos con sus conocimientos para la realización de este proyecto y de esta manera poder alcanzar nuestras metas.

Por su valiosa colaboración al Ing. Carlos Saavedra, Docente de nuestra carrera por la accesibilidad brindada para el presente proyecto.

A los técnicos de la Corporación Nacional De Electricidad Unidad de Negocio Bolívar, por ser guía y mentalizadores del presente trabajo de titulación, por su tiempo y dedicación con el proyecto de investigación, el cual nos ayudó con la información necesaria para la culminación de este estudio.

Luis y Viviana

DEDICATORIA

El presente proyecto de investigación quiero dedicar:

A mi hijo Martin por ser mi fuente de inspiración, el apoyo incondicional que me han brindado durante todo el tiempo de estudio y el transcurrir de mi vida.

A mi compañero Luis, por su amor y apoyo que demuestra siempre conmigo para poder culminar juntos una etapa de nuestras vidas.

A mis Padres que siempre me dieron ánimos para no desmayar y culminar mi objetivo pese a todas las adversidades.

Viviana.

DEDICATORIA

El presente proyecto de investigación va dedicado de manera especial a mi hijo Erick ya que él fue mi motor y motivo para la construcción de mi vida como profesional, sentó en mi las bases de responsabilidad y deseos de superación.

A mis padres y a mis hermanos que me han ofrecido el amor y la calidez de la familia a la cual amo.

A mi compañera Viviana por sus palabras su confianza su comprensión y su tiempo necesario que de u otra maneara ha contribuido para el logro de mis objetivos.

Luis

TABLA DE CONTENIDO

PORTADA	i
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.ii
DECLARACION DE AUTORIA	¡Error! Marcador no definido.iii
AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN	¡Error! Marcador no definido.iv
AVAL DE IMPLEMENTACION.....	v
AGRADECIMIENTO	vi
DEDICATORIA.....	vii
TABLA DE CONTENIDO	ix
INDICE DE TABLAS.....	xiii
INDICE DE GRAFICOS	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
AVAL DE TRADUCCION	xvii
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
Título del proyecto:.....	1
Fecha de inicio:.....	1
Fecha de finalización:	1
Lugar de ejecución:.....	1
Facultad académica que auspicia:.....	1
Carrera que auspicia:	1
Equipo de trabajo:.....	1
Coordinadores de trabajo	2
2. RESUMEN DEL PROYECTO	3
3. JUSTIFICACIÓN	4
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	4
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	5
6. OBJETIVOS	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	6

8.	FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	7
	Líneas de subtransmisión.....	7
	Elementos que conforman una línea de subtransmisión.....	8
	Estructuras	9
	Conductor	13
	Aisladores	15
	Puesta a tierra.....	16
	Parámetros eléctricos de la línea.....	20
	Resistencia. R (Ω).....	20
	Inductancia.....	21
	Determinación del calibre de conductor por la corriente.....	21
	Determinación del calibre de conductor por la caída de voltaje.....	22
	Distancias de seguridad	22
	Distancia entre fases	23
	Distancias mínimas del conductor al suelo.....	23
	Distancias mínimas horizontales	24
	Diseño mecánico de líneas de transmisión	24
	Calculo de la catenaria del conductor	24
	Tensionado de conductores.....	25
	Flecha y tensiones.....	26
	Vano regulador	28
	Vano viento.....	29
	Vano peso	29
	Ecuación de cambio de estado.....	30
	Cargas de diseño o árbol de cargas.....	31
9.	HIPÓTESIS	34
10.	METODOLOGÍAS.....	34
	Método Aplicado	34
	Tipos de investigación	35
	Investigación de Campo	35
	Técnicas de investigación	35
11.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	36
	Descripción de la ruta	36
	Ubicación del proyecto	36
	Análisis de la ruta	37
	Consideraciones para la selección de la ruta	37
	Descripción general del trazado de la línea.-	37

Características generales de la línea	38
Cálculo de los Aisladores	42
Determinación de aislamiento para un nivel de contaminación dado.	42
Herrajes y accesorios	45
Estructuras de soporte.....	45
Puesta a tierra.....	46
Avisos de peligro y numeración	46
Cálculo eléctrico.	47
Cálculo de los parámetros eléctricos del conductor utilizado.....	47
Determinación del calibre del conductor por la capacidad de corriente.....	47
Cálculo de calibre del conductor por caída de voltaje	48
Determinación de la Distancia entre conductores	50
Determinación de la Resistencia, Inductancia y Capacitancia	51
Pérdidas de potencia y Porcentaje de regulación.....	52
Diseño mecánico.....	54
Estados a considerar	54
Cálculo mecánico de los conductores y cable de guarda (opgw)	55
Condiciones a las que están expuestas las Estructuras.-	57
Cargas transversales:	57
Cargas longitudinales.....	59
Factores de seguridad	59
Distancia entre fases.-	60
Angulo de la cadena.-	60
Distancia del conductor a la estructura.-.....	61
Elección de estructuras	62
Estructuras metálicas reticuladas (torres)	62
Localización de estructuras de soporte.	63
Distancias de seguridad	63
Faja de Servidumbre	65
Localización de estructuras en el plano.	65
Alturas de localización.	66
Vanos medio, gravante y regulador	66
Vano Medio.-	66
Vano Regulador	66
Vano Gravante o Vano Peso.....	67
Verificación de los límites de utilización	68
Verificación del Ángulo de la Cadena en Estructuras de Suspensión.-.....	68

	Verificación de Separación entre Conductores y el Cable de Guarda.-.....	68
	Verificación de las Distancias de Seguridad.....	68
	Cálculo de tensiones mecánicas y flechas para tendido	68
	Diagrama de cargas para estructuras metálicas	68
	Cálculo puesta a tierra	70
	Resistividad del suelo	70
	Resistencia de puesta a tierra	70
	Tipos y cálculo de la puesta a tierra.....	71
	Varillas verticales	71
	Configuración en Anillo (malla).....	72
	Sistema de puesta a tierra a utilizar	72
12.	IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)	75
13.	PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO	77
14.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
	Conclusiones.....	79
	Recomendaciones	80
15.	BIBLIOGRAFIA	81
16.	Anexos	82
	Anexo 1: Coordenadas de las estructuras.	
	Anexo 2: Materiales por estructuras.	
	Anexo 3: Ubicación de estructuras.	
	Anexo 4: Calculo de tensiones mecanicas del conductor.	
	Anexo 5: Vano medio,regulador y viento.	
	Anexo 6: Calculo cargas mecanicas.	
	Anexo 7: Tabla de tendido de conductores.	
	Anexo 8: Plano en planta de la Linea.	
	Anexo 9: Perfil de la Linea.	
	Anexo 10: Estructuras tipo consideradas.	
	Anexo 11: Cronograma.	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.	6
Tabla 2: Requerimientos de resistencia en puestas a tierra.	17
Tabla 3: Distancias mínimas del conductor al suelo.	23
Tabla 4: Distancias Mínimas Horizontales.....	24
Tabla 5: Sectores por donde recorre la línea Guanujo Simiatug.....	38
Tabla 6: Características del conductor ACSR 266.8 MCM.....	38
Tabla 7: Características físicas de la fibra óptica:	39
Tabla 8: Especificaciones Técnicas de la fibra óptica.....	40
Tabla 9: Nivel de aislamiento.....	41
Tabla 10: Valores de tensión de las cadenas de suspensión.....	42
Tabla 11: Distancias de fuga mínimas para diferentes grados de contaminación.....	42
Tabla 12: Características conductores	48
Tabla 13: Parámetros eléctricos de diferentes conductores de aluminio tipo ACSR.....	52
Tabla 14: Parámetros eléctricos LST Guanujo_Simiatug con diferentes conductores	52
Tabla 15 Reporte del flujo de potencia.....	53
Tabla 16: Reporte de caída de voltaje	53
Tabla 17: Cálculo de la resistencia de la puesta a tierra.	73
Tabla 18: Disposición cuatro varillas	74
Tabla 19 Calculo de Pérdidas Anual.	76
Tabla 20: Presupuesto	78

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Líneas de transmisión.....	8
Gráfico 2: Torres de suspensión	9
Gráfico 3: Torres de Retención	10
Gráfico 4: Torre de Remate	11
Gráfico 5: Partes de una torre de transmisión.....	11
Gráfico 6: Ángulo de deflexión en la trayectoria de una línea de transmisión.	12
Gráfico 7: Claro vertical y claro medio horizontal.....	13
Gráfico 8: Diferentes configuraciones para conductor ACSR.	14
Gráfico 9: Formación del cable OPGW	15
Gráfico 10: Sistema de puesta a tierra de una línea de transmisión.	17
Gráfico 11: Puesta a Tierra modelo contrapesos.	19
Gráfico 12: Modelo tipo de línea corta.....	20
Gráfico 13: Campos magnéticos y eléctricos	21
Gráfico 14: Catenaria del conductor.....	25
Gráfico 15: Vano peso y vano viento.	30
Gráfico 16: Árbol de cargas estándar para líneas de S/T.	31
Gráfico 17: Ubicación del proyecto y trazado de la ruta seleccionada.	36
Gráfico 18: Aisladores de Porcelana.	44
Gráfico 19: Señal de seguridad.....	47
Gráfico 20: Distancias entre conductores en torre.....	51
Gráfico 21: Circuito equivalente LT corta	51
Gráfico 22: Modelación de la LST Simiatug-Sitag	53
Gráfico 23: Perfil de un vano Línea Guanujo Simiatug.	64
Gráfico 24: Cálculo de cargas sobre estructuras.....	69
Gráfico 25: Cargas expuestas en una estructura.	69
Gráfico 26: Perfil de la resistividad del suelo Línea Guanujo-Simiatug.....	70
Gráfico 27: Puesta a tierra para las estructuras RH1-G y S1-G	74
Gráfico 28: Puesta a tierra para las torres A30, A60, T2C y T2CD.....	74

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69 KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA BOLIVAR.”

Autor/es: Bonilla Segura Viviana Elizabeth
Travez Batallas Luis Fernando

RESUMEN

La Empresa Pública CNEL EP BOLIVAR, con el fin de satisfacer el crecimiento de demanda de energía en parte del cantón Guaranda, y la parroquia Simiatug debido a la distancia que se encuentra servido de la actual subestación y al crecimiento mismo de la demanda por el incremento de clientes y para la implementación del plan de acción eficiente, ha planificado la construcción de una línea de subtransmisión a 69 kV, que partirá desde la subestación Guanujo y llegará hasta la subestación Simiatug, ubicada en el cantón Guaranda parroquia Simiatug.

La línea proyectada tiene una longitud de 28.68 km; está conformada por un circuito simple trifásico, con conductores de aluminio tipo ACSR, calibre 266,8 MCM, que serán montados a través de aisladores de porcelana a las estructuras metálicas reticuladas (torres), conforme se indica en el plano.

La línea está diseñado con estructuras autoportantes, es decir que no considera la instalación de tensores en ningún tramo.

Para la protección contra descargas atmosféricas, en la parte superior de las torres metálicas, se instalará cable de fibra óptica tipo OPGW (Optical Ground Wire) de 24 fibras.

Mediante el uso de los Software Powerworld, Redlin 2.2 y Sedemi se logró determinar los parámetros referentes a la línea en la parte eléctrica y mecánica.

Palabras clave: línea de subtransmisión, flecha, catenaria, flujos de potencia.

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA DE APLICADAS

TOPIC: “STUDY FOR THE CONSTRUCCION OF 69 KV SUB-TRANSMISSION LINE AT GUANUJO- SIMIATUG, IN BOLIVAR PROVINCE.”

AUTHORS: Bonilla Segura Viviana Elizabeth
Travez Batallas Luis Fernando

ABSTRACT

The Public Company CNEL EP BOLIVAR, in order to increase demand for energy in the part of Guaranda in Simiatug due to the distance that is served as the current substation by the increase of customers in order to implement the efficient cooking plan, it has planned the construction of subtransmission line to 69 kV which will start from Guanujo substation and it will arrive to Simiatug substation located in Guaranda -Simiatug

The line projected has a length of 28.68 km, it is formed by a simple circuit triphase, with Aluminum Conductor ACSR type, size 266.8 MCM, which they will be put through porcelain insulators to reticulated metal structures, according to show the drawing.

The line is designed with supporting structures, in other words, it does not consider the installation of tensors at any stage.

For protection against atmospheric discharges at the top of the metal towers it will be installed optic fiber cable type Optical Ground Wire (OPGW) of 24 fibers.

Through the usage of Powerworld Software, Redlin 2.2 and Sedemi it was achieved to determine the parameters relating to the line in the electrical and mechanical part.

Keywords: Subtransmision Line, arrow, catenary, power flows.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS

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 proyecto de titulación II al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados: **Viviana Elizabeth Bonilla Segura** y **Luis Fernando Travez Batallas** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, cuyo título versa **“ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69 KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA BOLIVAR.”** lo realizaron bajo mi supervisión y cumple como una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo en cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estima conveniente.

Latacunga, Febrero del 2017

Atentamente:


Msc. Verónica Rosales

DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS

C.C. 1003106984

www.ute.edu.ec

Av. Simón Rodríguez s/n Barrio El Ejido /San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto:

ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV GUANUJO-SIMIATUG, PERTENECIENTE A LA PROVINCIA BOLÍVAR.

Fecha de inicio:

Lunes 4 de Abril del 2016

Fecha de finalización:

Miércoles 18 de Enero del 2017

Lugar de ejecución:

Provincia de Bolívar Ciudad Guaranda,Subestación Guanujo, Parroquias Guanujo y Simiatug.

Facultad académica que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Equipo de trabajo:

- Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado Mg. C.
- Viviana Elizabeth Bonilla Segura
- Luis Fernando Través Batallas

Equipo de trabajo:

Nombres y Apellidos : Xavier Alfonso Proaño Maldonado
 Fecha de nacimiento : 20 de Octubre de 1985.
 Estado Civil : Soltero.
 Nacionalidad : Ecuatoriano.
 Cédula N° : 050265642-4
 Teléfono : 097-9645465 / 032-663638
 e-mail : xavier.proaño@utc.edu.ec
 Nivel secundario: Instituto Técnico Superior "Ramón Barba Naranjo"
 Nivel superior: Escuela Politécnica Nacional - Tercer nivel: Ingeniero Eléctrico
 Universidad Técnica de Cotopaxi - Magister en Gestión de Energías

Coordinadores de trabajo

Nombre : Viviana Elizabeth Bonilla Segura.
 Fecha de nacimiento : 123 de Julio de 1992.
 Estado Civil : Soltera.
 Nacionalidad : Ecuatoriano.
 Cédula N° : 020228724-9
 Domicilio : Guaranda Barrio La Merced Alta.
 Teléfono : 098-7913771
 e-mail : vivi92_23@yahoo.es
 Educación Primaria : Escuela Fiscal Mixta "Gustavo Lemos"
 Educación Media : Colegio "Pedro Carbo" – 2010 Bachiller Físico Matemático.

Nombre : Luis Fernando Travez Batallas.
 Fecha de nacimiento : 7 de Mayo de 1989.
 Estado Civil : Soltero.
 Nacionalidad : Ecuatoriano.
 Cédula N° : 050286792-2
 Domicilio : Saquisilí Barrio Pupaná Norte.
 Teléfono : 0995312641
 e-mail : seforito@hotmail.com
 Educación Primaria : Escuela Particular "Nuestra Señora de Pompeya"
 Educación Media : Colegio Técnico "Trajano Naranjo" 2008 Bachiller Técnico Electrónico.

- **Área de conocimiento:**

- **Explotación y diseño de datos eléctricos**

- Generación convencional y no convencional, Análisis y diseño de sistemas eléctricos, Construcción e implementación de sistemas eléctricos, Protecciones eléctricas y fiabilidad de sistemas, Aplicaciones de Energías Alternativas, Uso eficiente de la energía eléctrica, Operación, control y mantenimiento de sistemas eléctricos, Auditoria y gestión energética, Calidad de energía, Compensación de energía reactiva.

- **Línea de investigación:** Análisis en Sistemas Eléctricos de Potencia.

2. RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto concierne al diseño eléctrico de la línea de subtransmisión a 69 kV, entre las parroquias rurales de Guanujo y Simiatug pertenecientes al cantón Guaranda, su punto de partida es desde la subestación Guanujo ubicada en la parroquia de su mismo nombre hasta la subestación Sitag, la cual está próxima a construirse. El primer paso para llevar a cabo este proyecto es el reconocimiento de la ruta, para poder determinar un lugar adecuado por donde será conducida la línea, posteriormente se llevará a cabo el estancamiento de la misma mediante la cual serán colocados los vértices de la línea, para esto se debe considerar los criterios de localización de estructuras como por ejemplo no deben ser colocadas cerca de ríos, quebradas, ni carreteras ni ubicarlas en puntos inestables.

El proyecto también describe claramente el trabajo de diseño de líneas de subtransmisión de alta tensión realizado en los Softwares REDLIN 2.2, POWERWORLD Y SEDEMI. Es decir el proyecto de investigación nos da las pautas necesarias para poder realizar un diseño de una Línea de Transmisión gracias a la ayuda del uso de los Softwares mencionados anteriormente. Este proyecto de investigación incluye también conceptos, cálculos y procedimientos relacionados a las líneas de transmisión de alta tensión, el diseño de la línea de subtransmisión está diseñado con todos los parámetros de seguridad, confiabilidad y calidad para poder soportar alguna falla como puede ser inestabilidad o desviaciones de voltaje.

El proyecto presenta todos los parámetros técnicos y generalidades que servirán para su diseño El mismo que contribuye con las necesidades presentes y futuras de la población, correspondientes a la demanda de energía eléctrica de la zona norte de la provincia, por lo que el producto de este proyecto es de inmediato interés y utilidad para la provincia de Bolívar.

Su finalidad es poder contar con una base para el diseño de la línea de su transmisión de 69 kV, para así poder extender la capacidad de transmisión de energía existente entre estas dos parroquias.

3. JUSTIFICACIÓN

Por el incremento de la demanda de energía eléctrica anual en los últimos años en todo el país, se ve la necesidad de transportar mayor cantidad de energía eléctrica.

Por lo tanto se propone el presente proyecto del estudio para la construcción de la Línea de Subtransmisión Guanujo-Simiatug, la cual contribuye a las parroquias del Cantón Guaranda debido al crecimiento de la carga. Esta nueva línea de subtransmisión debe tener la capacidad de transportar mayor potencia para así evitar colapsos del sistema.

Actualmente el sistema eléctrico en la Provincia de Bolívar viene sufriendo grandes cambios es así que la línea mejorará los niveles de confiabilidad, mejorando índices de calidad, minimizando los tiempos de desconexión, en el servicio de energía.

Con el estudio y posteriormente la construcción de la misma se brinda las posibilidades de expandir el sistema.

La Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Bolívar, brindara el personal técnico necesario para poder realizar el estudio y también con los medios de transporte necesarios para acceder a los sitios de estudio.

Esta línea atravesará varias poblaciones, una de ellas es Salinas, la cual se pretende que se beneficie, por qué existen una gran cantidad de empresas, y en los últimos años ha crecido notablemente, lo cual ayudará a beneficiar y a dar confiabilidad al sector eléctrico de esta población, y así a mejorar la calidad de vida de dicha población.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Parroquia Simiatug

- 2175 Abonados

Parroquia Facundo Vela

- 943 Abonados

Parroquia Salinas de Guaranda

- 688 Abonados

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En nuestro país, la empresa responsable de la transmisión del sistema eléctrico es Transelectric, la que realiza estudios de planificación del sistema de transmisión, con el objeto de identificar las ampliaciones de capacidad del sistema de transporte y transformación que posibiliten un óptimo funcionamiento del mercado eléctrico, en concordancia, con el crecimiento de la demanda y los criterios de calidad y seguridad.

La Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocios Bolívar dentro de su plan de expansión del sistema de subtransmisión se plantea el estudio para la construcción de la Línea de Subtransmisión Guanujo-Simitug a 69 KV.

El proyecto surge por la necesidad de mejorar el abastecimiento de energía para esta zona de la Provincia Bolívar, ya que actualmente se producen constantes fallas quedando sin servicio eléctrico varias poblaciones aledañas, además servirá de enlace para la construcción de futuras Líneas de Subtransmisión, llegando así a cerrar el anillo eléctrico de la Provincia Bolívar.

Por todas estas razones expuestas, nace la idea de realizar un estudio para la construcción de la línea de 69 KV.

6. OBJETIVOS

General

- Elaborar los estudios y diseños para la construcción de la línea de subtransmisión a 69 KV Guanujo - Simiatug.

Específicos

- Analizar la ruta a utilizarse para la construcción de la Línea de Subtransmisión.
- Evaluar los parámetros eléctricos y mecánicos de la Línea Subtransmisión.
- Simulación de los parámetros eléctricos y mecánicos, mediante los Softwares Powerworld, Redlin 2.2 y Sedemi.

- Determinación del presupuesto de la línea y su impacto económico para la CNEL EP Bolívar.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS
SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 1: Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.

OBJETIVOS	ACTIVIDAD	RESULTADOS	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
Objetivo 1: Analizar la Ruta a utilizarse para la construcción de la Línea de Subtransmisión.	Trabajo de campo, haciendo un levantamiento general, para ubicar por donde podría pasar la Línea.	Trazado preliminar de la Línea. Perfil Topográfico de la Línea.	GPS (Global Positioning System)
Objetivo 2: Evaluar los parámetros eléctricos y mecánicos de la Línea de Subtransmisión.	Realizar los cálculos respectivos tanto eléctricos como mecánicos.	Calibres de conductores, caídas de voltaje. Calculo mecánico de los conductores y cable de guarda.	Tablas de datos que contienen: Coordenadas de las estructuras. Ubicación de estructuras. Tensión mecánica del conductor. Calculo de cargas mecánicas.

<p>Objetivo 3:</p> <p>Simulación de los parámetros eléctricos y mecánicos, mediante los Softwares: Powerworld, Redlin 2.2 y Sedemi.</p>	<p>Ingreso de Coordenadas en el software.</p> <p>Recolección de datos eléctricos que contribuyan con información necesaria para llevar a cabo la simulación.</p>	<p>Trazado de la ruta definitiva.</p> <p>Perfil de la Línea</p>	<p>Software Etap 12.6.0</p> <p>Software Redlin 2.2</p> <p>Software Sedemi.</p> <p>Autocad.</p>
<p>Objetivo 4:</p> <p>Determinación del presupuesto de la línea y su impacto económico para la CNEL EP Bolívar.</p>	<p>Analizar el costo total del proyecto.</p> <p>Disponer de todas las tareas que deben componer la ejecución de la Obra, estableciendo una línea de Tiempo.</p>	<p>Determinación de: Rubros de Suministro de torres.</p> <p>Conductores y cable de guarda.</p> <p>Accesorios, herrajes</p>	<p>Microsoft Excel.</p>

Fuente: Postulantes.

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

Líneas de subtransmisión

Las líneas de subtransmisión realizan un papel muy importante en los sistemas eléctricos de potencia pues son las encargadas de evacuar la potencia generada por centrales térmicas, hídricas, etc. a los pequeños, medianos o grandes centros de consumo recorriendo grandes distancias a nivel nacional [2].” (Francisco Gonzales, 2007)

“Las líneas de subtransmisión generalmente son de tipo aéreas debido al nivel de voltaje que manejan y la potencia que circula por cada una de las fases que está compuesta cada torre o

estructura de apoyo, por lo cual se requiere distancias de seguridad entre líneas y el suelo [4].”
(Francisco Gonzales, 2007)

Gráfico 1: Líneas de transmisión.



Fuente:<http://portalenergia.cl/espanola-elecnor-se-adjudica-concesion-de-linea-ancoa-alto-jahuel>.(Agosto 2016)

“Se clasifican a las líneas de acuerdo a la tensión de operación en Alto voltaje (HV), Extra Alto Voltaje (EHV), Ultra Alto Voltaje (UAV); y de acuerdo a su longitud las líneas se clasifican en:

- Cortas (hasta 80 Km)
- Medias (de 80 hasta 240 Km)
- Largas (más de 240 Km) [A11].” **(ANSI C92, 1977)**

“Otra forma de clasificar a la línea de transmisión es en relación a su voltaje está dado por la norma de la ex INECEL que categoriza a las líneas a 60 Hz de la siguiente forma:

Sistema de transmisión: 138 kV, 230 kV, 500 kV

Sistema de Subtransmisión: Trifásicos 69 kV, 34.5 kV, 46 kV

Sistema de distribución: menor a 34.5 Kv.” **(Inecel, 1977)**

Elementos que conforman una línea de subtransmisión.

“Una línea de transmisión eléctrica es básicamente el medio de transporte de la energía eléctrica de un punto a otro y a grandes distancias [27].”**(Laura Santander, 2015)**

La línea de transmisión está constituida por los siguientes elementos.

Estructuras

Las líneas de subtransmisión utilizan, postes de hormigón armado, centrifugado y torres metálicas las cuales se encargan de sujetar los conductores y el cable de guarda con la ayuda de accesorios; estas estructuras deben ser capaces de soportar las tensiones y esfuerzos mecánicos que transmite el conductor a través de los aisladores, la altura de los soportes debe ser suficiente para mantener las distancias de seguridad establecidas por la norma. Las torres eléctricas pueden tener gran variedad de tamaños y formas en función a los esfuerzos a los que esté sometido y del voltaje que transporte la línea; de acuerdo a estas características se podrá dimensionar sus formas y dimensiones de las torres.

Regladamente existen estructuras de tipo suspensión, retención, remate [27]. (**Laura Santander, 2015**)

Suspensión

Son la que soportan el peso de los cables, cadenas de aisladores y herrajes; de igual manera los vientos transversales, siendo las tensiones longitudinales despreciables, por lo general son empleadas en tramos rectos de la ruta de la línea, son estructuras muy livianas y por lo general de celosía [27].”(**Laura Santander, 2015**)

Como se indica en el Gráfico 2.

Gráfico 2: Torres de suspensión



Fuente: [Wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_de_Colombia](https://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_de_Colombia). (Agosto 2016)

Suspensión liviana

Para sitios en alineación y ángulos hasta de 2° , a esta estructura también se lo llama básica y se prevé que puede ser utilizada en un 85% del total de las estructuras [28].”(Laura Santander, 2015)

Suspensión pesada

Para sitios en alineación cuyas solicitaciones no se puedan cumplir con las torres de suspensión liviana, conviene diseñar estas estructuras para ángulos hasta de 5° o 6° según sea el común de ángulos de la ruta de la L/T [28].”(Laura Santander, 2015)

Retención

Este tipo de torre soporta la misma carga que las torres de suspensión, este tipo de torres tiene carga transversal producidas por el ángulo entre los cables de llegada y de salida, son empleadas en tramos donde se requiere un cambio de dirección; las torres de retención son más robustas que las torres de suspensión y por lo general tiene una apertura mayor entre las patas con la finalidad de soportar el vuelco generado por los cables [27].”(Laura Santander, 2015)

Gráfico 3: Torres de Retención



Fuente: Líneas de Transmisión,
<http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas.htm> (Agosto 2016)

Remate

Las características principales de este tipo de torre es que soportan permanentemente de un solo lado el jalado de todos los conductores, son colocados al inicio y al final de las líneas soportando carga longitudinal muy grande, este tipo de torre son las más robustas y se debe tener especial cuidado en sus cimentaciones [27].”(Laura Santander, 2015) Como se observa en el Grafico 4.

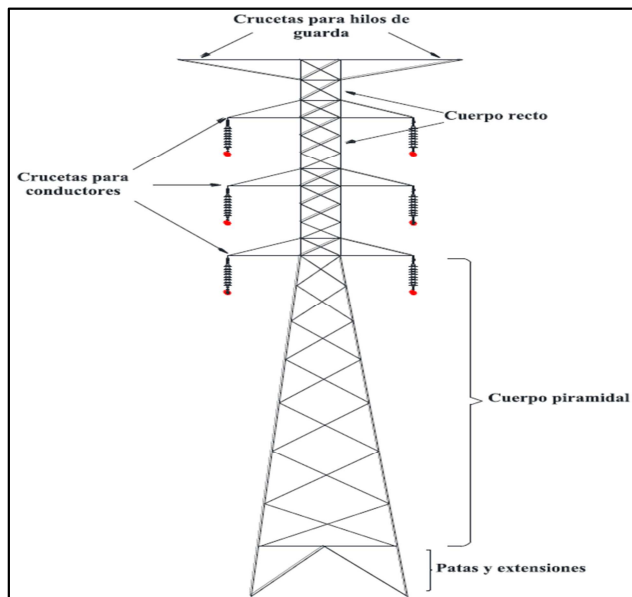
Gráfico 4: Torre de Remate



Fuente: Autores, Fotografía Subestación Cnel Bolívar

En el Gráfico 5, se indican las partes que conforman las estructuras empleadas en las líneas de subtransmisión.

Gráfico 5: Partes de una torre de transmisión



Fuente: Tesis de “Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión incluyendo compensación distribuida”, Laura J Santander H, Pag 27.

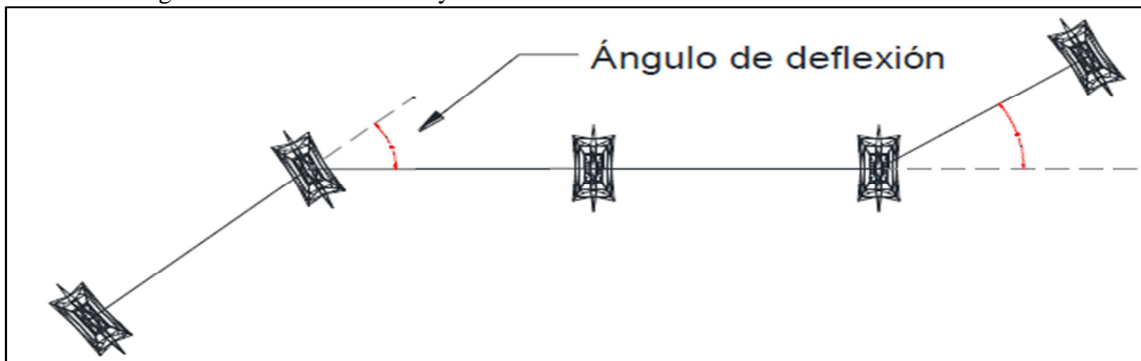
Uso mecánico de las estructuras.

Deflexión

“Es el ángulo de cambio de dirección en la trayectoria de una línea de transmisión [29].”(Laura Santander, 2015)

En el Gráfico 6 se puede observar una trayectoria de una línea de transmisión con su respectivo ángulo de deflexión.

Gráfico 6: Ángulo de deflexión en la trayectoria de una línea de transmisión.



Fuente: Tesis de “Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión incluyendo compensación distribuida”, Laura J Santander H.

Claro medio horizontal

Es el valor obtenido de la semisuma de los claros adyacentes a la estructura de referencia. Se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$CMH = \frac{S1+S2}{2} [m] \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Dónde:

CMH=Claro Medio Horizontal.

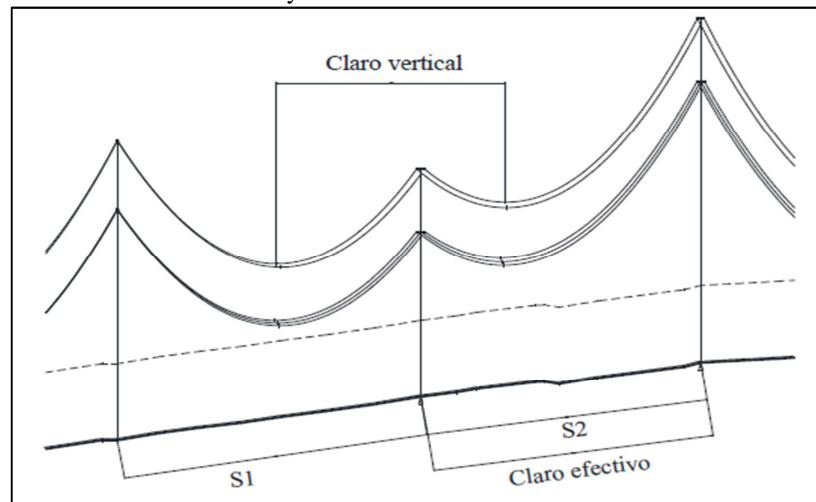
S1=Semisuma del claro adyacente 1.

S2 = Semisuma del claro adyacente 2.

Claro vertical

“Es el valor de la distancia horizontal existente entre los dos puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura de referencia [29].”(Laura Santander, 2015)

En el Gráfico 7 se muestran tres estructuras y la representación del claro vertical y del claro medio horizontal.

Gráfico 7: Claro vertical y claro medio horizontal.

Fuente: Tesis de “Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión incluyendo compensación distribuida”, Laura J Santander H.

Conductor

La mayor cantidad de líneas de transmisión y subtransmisión en Ecuador emplean conductores que consisten en hilos de aluminio que recubren en centro de acero ACSR “Aluminum Conductors Steel Reinforced –Conductores de Aluminio Reforzado con almas de Acero”. Estos conductores pueden operar hasta temperaturas de 75°C y durante emergencias hasta 90°C sin embargo, el crecimiento de la demanda exigen a los conductores a transmitir mayores flujos de potencia viéndose necesario la fabricación de nuevos tipos de conductores (**Procables, 2015**)

Conductores ACSR

Están conformados por alambres de aluminio de alta pureza y temple duro. Estos están colocados en capas concéntricas sobre un núcleo de acero galvanizado. Dado su constitución bimetalica son altamente susceptibles a la corrosión galvánica.

Ventajas del conductor ACSR

Por su refuerzo de acero se obtienen mayores longitudes en cada vano que para cables de cobre o aluminio;

Fácil de instalar;

Gran resistencia a la tensión mecánica;

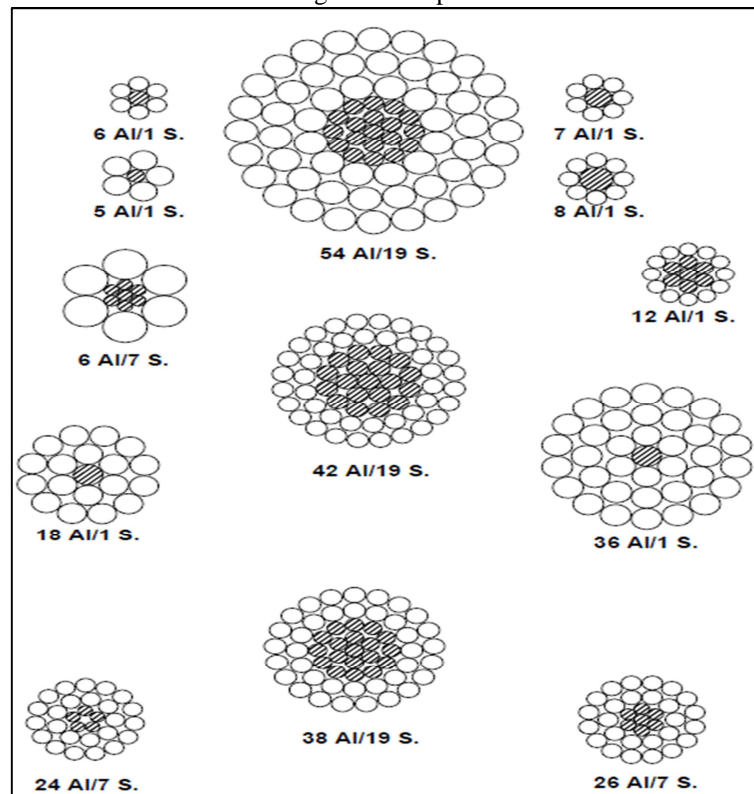
Puede instalarse en medio medioambientales agresivos.

Desventajas del conductor ACSR

No soporta temperaturas superiores al 90 °C

“La elongación del conductor se presenta a menores temperaturas. En el Gráfico 8 podemos apreciar las diferentes configuraciones para el conductor ACSR [A1].” (Procables, 2015)

Gráfico 8: Diferentes configuraciones para conductor ACSR.



Fuente: Catalogo de producto procables “General Cables”

Hilo de guarda

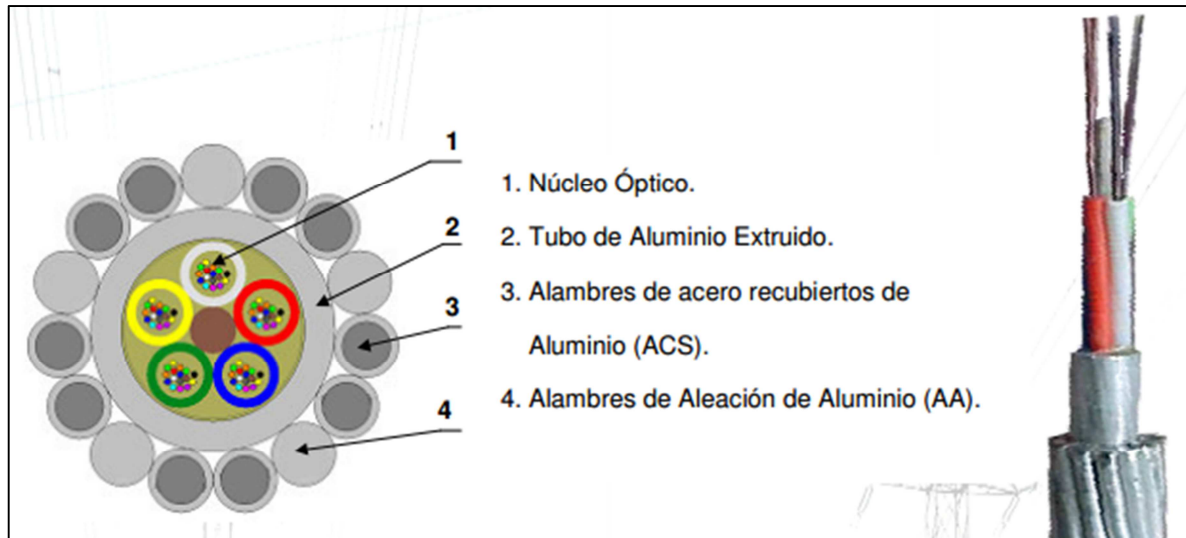
“Las líneas de transmisión aéreas están expuestas al impacto de descargas atmosféricas por lo que su diseño requiere considerar un sistema de protección, conocido técnicamente como blindaje. Esta es precisamente la función de los hilos de guarda, proporcionar una trayectoria física para drenar hacia el sistema de puesta a tierra la corriente eléctrica de las descargas incidentes [1].” (Sector Electricidad, 2015)

En las líneas de transmisión se ha visto la necesidad de colocar hilos de guarda con fibra óptica, puesto que se ha convertido en la base de la mayoría de sistemas y redes de telecomunicaciones. Así entonces se colocan en las líneas de transmisión cables de guarda de tipo OPGW (Optical Ground Wire) que sustituye al cable de guarda tradicional ya que

estos tipos de cables además de brindar protección a los conductores de alta tensión y de ser capaz de denar a tierra corrientes de cortocircuitos generado por fallas, también son capaces de la recepción y transmisión de vos y datos a altas velocidades a los equipos terminales.(Sector Electricidad, 2015)

En la Gráfico 9 se muestra la formación del cable OPGW.

Gráfico 9: Formación del cable OPGW



Fuente: Características Cable OPGW, <http://www.sectorelectricidad.com/10979/opgw-tubo-central-de-aluminio-extruido> (Agosto 2016)/

“El cable OPGW está formado por un elemento central de refuerzo, por tubos rígidos y holgados por donde pasan los hilos de fibra óptica cubiertos de gel protector de altas temperaturas y de humedad, cintas de protección térmicas, tubo de aluminio, y corona de acero recubierto de aluminio o con aleación de aluminio para la conducción de corrientes de cortocircuito. Este tipo de cable está diseñado conforme a las condiciones de transmisión de datos, condiciones climáticas, mecánicas y eléctricas [1].” (Sector Electricidad, 2015)

En ángulo de apantallamiento para las líneas de subtransmisión de 69 kV. Según el Ex INECEL para las estructuras proyectadas será de 30 grados.

Aisladores

En las líneas de transmisión el aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores a tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores. Los aisladores son los elementos que se usan para aislar eléctricamente el conductor de la línea de apoyo que lo soporta, es decir los aisladores deben ser capaces de soportar tensiones eléctricas y mecánicas tanto en el material aislante como en su superficie [5]. (Selección Preliminar del Aislamiento, 2015)

Para el correcto cálculo del aislamiento de la línea de transmisión es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Selección de la distancia de fuga dispuesta para la cadena de aisladores.
- Determinar el nivel isocerámico, que es la cantidad de descargas atmosféricas ocurridas en un año.
- Sobretensiones a frecuencia industrial y por descargas atmosféricas, puesto que las tensiones máximas del sistema para las líneas de transmisión se ubican en el rango I según la norma IEC 60071-1, se consideran las distancias eléctricas en términos de soportabilidad ante impulsos de frente rápido, es decir, de corta duración; y de frecuencia industrial.
- Nivel de contaminación de la zona por donde atravesara la línea de alta tensión.

Puesta a tierra

“Los sistemas de puesta a tierra se encargan de reducir o evitar las sobretensiones en las cadenas de aisladores, reduciendo a su vez las posibilidades de interrupción del servicio, daños en las instalaciones y lo más importante, evitar daño físico a las personas o animales en las inmediaciones de las estructuras [38].” **(Laura Santander, 2015)**

Para líneas de transmisión aéreas, el sistema de puesta a tierra incluye:

-Hilos de guarda: Es un conductor generalmente de acero que protege a la línea de transmisión de descargas atmosféricas.

Estructura: Es la unidad principal que soporta los aisladores, conductores y accesorios de una línea de transmisión.

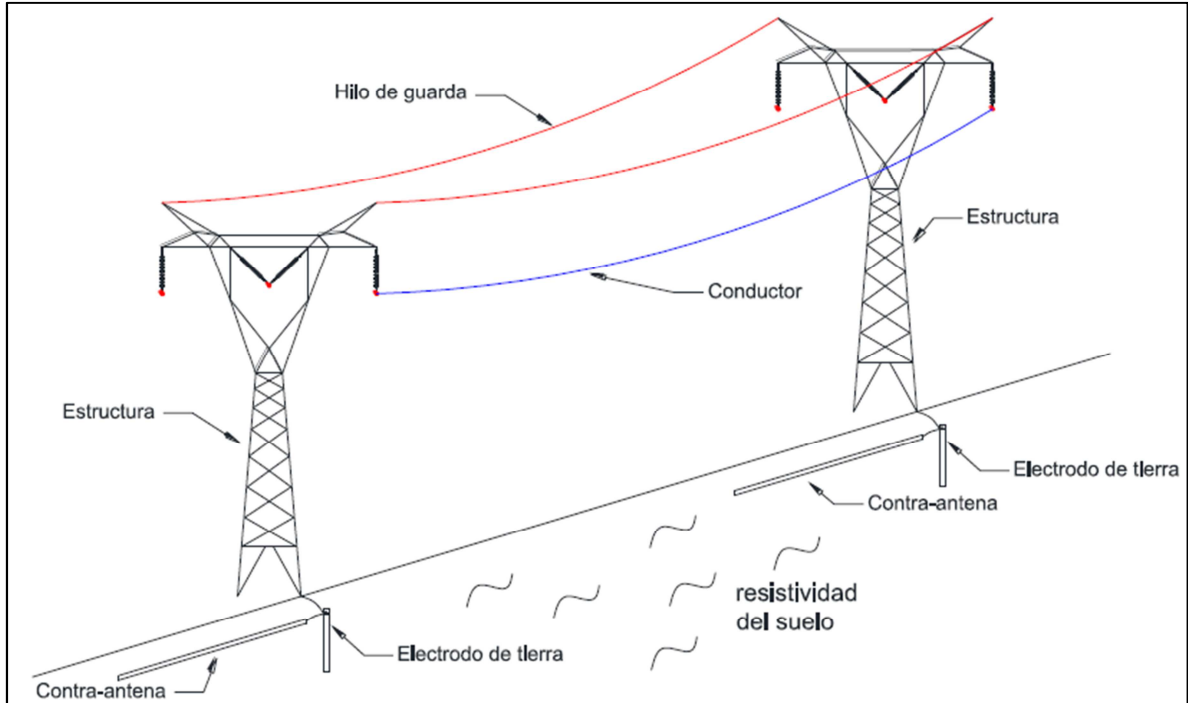
Red de puesta a tierra: Conjunto de electrodos verticales y horizontales enterrados, encargados de drenar a tierra las corrientes. Es un punto de conexión seguro de aterrizamiento para el personal durante maniobras con líneas energizadas o desenergizadas.

Tierra natural o relleno: Puede estar constituido de material producto de la excavación o de banco de préstamo de origen orgánico, su función es disminuir la resistividad alrededor de los electrodos para lograr una resistencia baja de puesta a tierra.

Conectores: Elementos utilizados para unir dos partes metálicas de la red de puesta a tierra, de tal manera que se garantice el contacto permanente entre ellas.

En el Gráfico 10 se muestra de manera esquemática los componentes que conforman el sistema de puesta a tierra.

Gráfico 10: Sistema de puesta a tierra de una línea de transmisión.



Fuente: Tesis de “Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión incluyendo compensación distribuida”, Laura J Santander H, Pag 38.

Según las normas ANSI-IEEE Standard 142-1991 y ANSI-IEEE-80 la misma que fueron aceptadas por el EX – INECEL, y que se encuentran vigentes hasta la actualidad, indican que en una recomendable puesta a tierra se debe obtener una resistencia máxima de 20 ohmios, si es necesario se deberá mejorar el terreno o incrementar el número de varillas si la resistividad es muy elevada.

Tabla 2: Requerimientos de resistencia en puestas a tierra.

Requerimiento	Impedancia (Ω)	Resistencia Base Máxima (Ω)
Central Generadora	0-1	
Central de Transmisión	0-1	
Subestación	0-2	
Líneas de Transmisión		20
Líneas de Distribución		5
Torres de Comunicación		5

Fuente: Manual de Sistemas de Puestas a Tierra.

Disposición de las varillas de puesta a tierra.

Electrodo vertical

La conexión a tierra empleando un electrodo vertical se calcula con la siguiente expresión:

$$R = \frac{\sigma}{2\pi L} \ln \frac{2L}{A}$$

Dónde:

(Ecuación 2)

R = Resistencia de puesta a tierra en ohmios (Ω)

σ = Resistividad en ohmios - m ($\Omega \cdot m$)

L = Longitud de la varilla en m.

A = Radio equivalente de la varilla en m.

Electrodo horizontal

Para el empleo de electrodos en ubicación horizontal de longitud "L" se aplica la siguiente expresión:

$$R = \left(\frac{\rho}{2\pi L} \right) \left[\ln \left(\frac{2L}{r} \right) + \ln \left(\frac{L}{h} \right) - 2 + \frac{2h}{L} - \frac{h^2}{L^2} + \frac{h^4}{2L^4} \right]$$

(Ecuación 3)

Dónde:

R = Resistencia de puesta a tierra en ohmios (Ω)

ρ = Resistividad del terreno (Ω)

L = Longitud del electrodo horizontal (m)

r = Radio del electrodo horizontal (m)

h = Profundidad de enterramiento (m)

La resistividad del terreno depende de factores como el tipo de suelo, la composición química, la humedad, el efecto de la temperatura de la región, el tamaño del grano y la compactación. [38].” (Laura Santander, 2015)

Contrapesos o antena

“Son conductores de acero galvanizado o del tipo Copperweld enterrados longitudinal y radialmente en el derecho de paso de la línea. La utilización de cables de contrapeso es de práctica común y consiste en enterrar horizontalmente cables conductores pegados a las estructuras de las torres, la resistencia disminuirá con el aumento de la longitud y con aumento del diámetro del contrapeso enterrado. Una configuración de puesta a tierra combinada incluye varillas y contrapesos a cada pata de la torre.” (González y Zailuz, 2009)

La ecuación de esta disposición es la siguiente:

$$R = \left(\frac{\rho}{8\pi(L+1.15l)} \right) \left[\ln \left(\frac{2(L+1.15l)}{a} \right) + \ln \left(\frac{2(L+1.15l)}{d} \right) + 2.912 \right] \quad (\text{Ecuación 4})$$

Dónde:

R = Resistencia de la puesta a tierra en (Ω)

ρ = Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L = Longitud del conductor usado como contrapeso

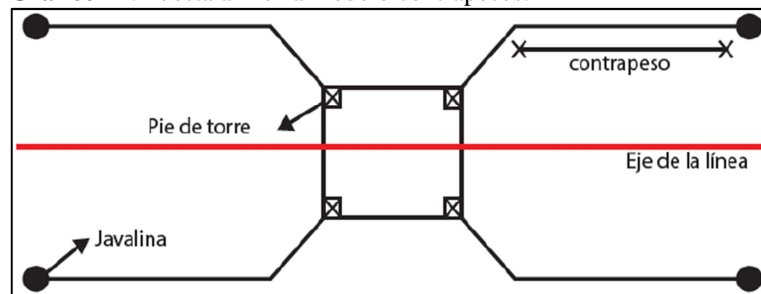
l = Longitud de la varilla de cobre en (m)

a = Radio del conductor utilizado como contrapeso en (m)

d/2 = Profundidad de ubicación del contrapeso en (m)

A continuación en el Gráfico 11 se puede observar la Puesta a Tierra Modelo Contrapesos.

Gráfico 11: Puesta a Tierra modelo contrapesos.



Fuente: Tesis, Estudio y Diseño de Líneas de Subtransmisión a 69 kV, Edgar E Rivadeneira L.

Parámetros eléctricos de la línea

Los parámetros eléctricos de la línea son de gran importancia, debido a que esta se encuentra sometida al flujo de corriente de acuerdo a la demanda específica de cada centro de carga. Con la finalidad de realizar el análisis de la línea de subtransmisión se clasificarán de acuerdo a su longitud.

Línea corta está considerada con una longitud menor a 80 km de longitud

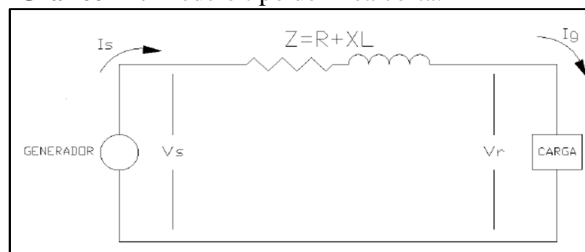
Línea mediana se encuentra entre 80 y 240 km de longitud

Línea larga se encuentran sobre los 240 km de longitud. [183](**Jhon Grainger, 2012**)

La línea Guanajuato Simiatug tiene una longitud de 28 km, por lo que al ser menor a 80 km, se define como una línea corta, debido a lo indicado para su análisis se usarán los parámetros concentrados que dan resultados con una buena exactitud en líneas cortas y medias.

“Para líneas cortas, la capacitancia en derivación es tan pequeña que se puede omitir por completo con una pérdida de exactitud pequeña y solo se requiere considerar la resistencia (R) y la inductancia (L) en serie para la longitud total de la línea. En el Grafico 12 se observa el modelo de Línea Corta [183].” (**Jhon Grainger, 2012**)

Gráfico 12: Modelo tipo de línea corta.



Fuente: Análisis Sistemas Eléctricos de Potencia, Stevenson

Resistencia. R (Ω)

“La resistencia es la oposición que cualquier material ofrece al paso de la corriente eléctrica [1].” (**Ramón Mujal, 2000**)

$$R = \frac{V}{I} \quad \text{(Ecuación 5)}$$

Dónde:

R = Resistencia

V = Voltaje

I = Corriente

Conceptualmente la resistencia de cualquier elemento conductor depende de sus dimensiones físicas y de la resistividad, pudiéndose expresarse como:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad \text{(Ecuación 6)}$$

Dónde:

R = Resistencia eléctrica a 20°C (en Ω)

ρ = Resistividad (en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L = Longitud del cable (en m)

S = Sección del cable (en mm^2)

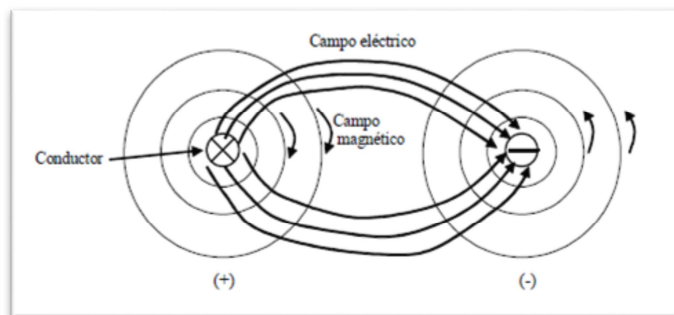
Inductancia

La inductancia es la propiedad de un elemento del circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético. Sin embargo, una característica importante y distintiva de la inductancia es que, su presencia sólo se percibe cuando existe corriente alterna.

El campo magnético creado por un conductor depende de la corriente que circule por el mismo en el instante considerado [26]. **(Ramon Mujal, 2000)**

Lo mismo que se puede apreciar en el Gráfico 13.

Gráfico 13: Campos magnéticos y eléctricos



Fuente: Cálculos de líneas y redes eléctricas, Mujal Rosas Ramón.

Cabe recordar que la inductancia se mide en (H , Henrys), y para las aplicaciones eléctricas es mejor emplear (Ω)

Determinación del calibre de conductor por la corriente

“El cálculo de la corriente de línea (I_L) que circulará se lo realiza de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \text{Cos}\phi \quad (\text{Ecuación 7})$$

Dónde:

V_L = Voltaje de Línea

I_L = Corriente de Línea

$\text{Cos}\phi$ = Factor de potencia

Determinación del calibre de conductor por la caída de voltaje

El cálculo se lo realizara empleando la siguiente formula:

$$\Delta[S] \approx \frac{\sqrt{3} * FP * I * L}{\delta * \Delta V} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Dónde:

$\Delta[S]$ = Sección del conductor

δ = Conductancia del conductor, para ACSR es 35

I = Corriente de la línea

ΔV = Caída de voltaje de diseño

FP = Factor de potencia [130].” (Ducan Glover, 2004)

Distancias de seguridad

“Los conductores serán colocados sobre apoyos con altura necesaria de forma tal que no puedan ser accesibles sin medios especiales desde el suelo, viviendas ni otros lugares generalmente accesibles a las personas y, la distancia al suelo del conductor se determina utilizando.

$$\text{Altura mínima} = 5.3 + \left(\frac{V [kV]}{150} \right) m \quad (\text{Ecuación 9})$$

La altura de las estructuras será la necesaria para que los conductores con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de 6 m [26].” (Fermín Barrero, 2004)

Distancia entre fases

“La distancia mínima admisible entre fases en el centro del vano será calculada de acuerdo a la siguiente expresión.

$$a = k\sqrt{f_c + L_c + A} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Dónde:

A=separación entre conductores en metros

K=0,75 para separación vertical y 0,65 para separación horizontal

f_c = flecha final del conductor en metros calculada a 45° C de temperatura y sin viento, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura.

L_c = longitud de la cadena de aisladores en metros, en caso de anclaje $l_c = 0$

A = separación mínima en medio vano: 1,53 metros para la zona 1 [A1].” **EmelNorte, 2008)**

Distancias mínimas del conductor al suelo

Según National Electrical Safety Code, ANSI C2 versión 2002 como se ilustra en la Tabla 3, las alturas de seguridad normalizadas del conductor al suelo son:

Tabla 3: Distancias mínimas del conductor al suelo.

CRUCE	Distancia (m)
Cruce con líneas férreas	10
Cruce de ríos	7
Vías de primer orden	9
Terrenos transitados y vías de segundo orden	8
Terreno normal en áreas rurales	7,5
Terreno de difícil acceso	7

Fuente: National Electrical Safety Code, ANSI C2 versión 2002

Distancias mínimas horizontales

Las distancias mínimas horizontales desde las estructuras a ser ubicadas para la línea de Subtransmisión con respecto a caminos y otros son las que a continuación se señalan en la Tabla 4:

Tabla 4: Distancias Mínimas Horizontales.

Referencia	Distancia (m)
Canales de Regadío	6
Caminos de segunda importancia	25
Líneas de 13,8 Kv	25
Ríos sin peligro de socavación	50

Fuente: Normas para Líneas de Subtransmisión a 69 KV EX INECEL

La distancia horizontal será medida desde el centro de la estructura al punto más próximo de obstáculo señalado.

Diseño mecánico de líneas de transmisión

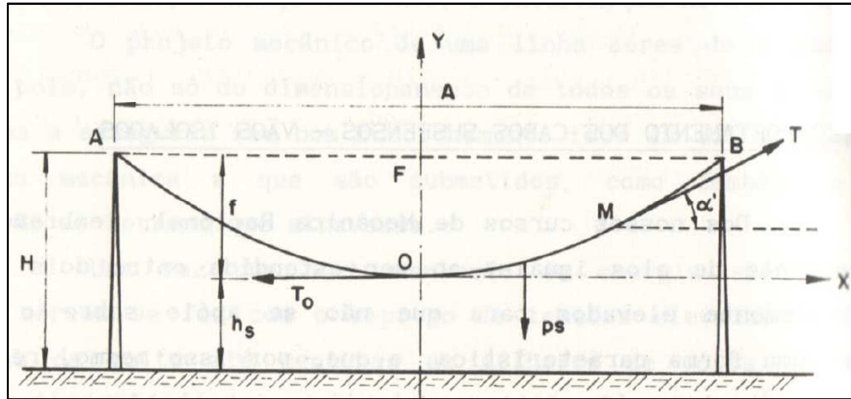
Al momento de realizar un diseño de líneas de transmisión es de gran importancia determinar los esfuerzos a los cuales está sometida una estructura.

El diseño mecánico de la línea dimensiona todos los elementos de tal forma que se asegura y exista un buen funcionamiento ante eventos mecánicos a los que se someten las estructuras.

Calculo de la catenaria del conductor

“Un conductor libremente suspendido entre dos soportes describe una curva que es fácilmente deducible y se denomina catenaria.” **Canelos R, 2009)**

Consideremos la siguiente Gráfico 14 que representa un conductor suspendido entre dos soportes rígidos A y B, separados entre sí por una distancia A, Esta distancia comúnmente recibe el nombre de vano.

Gráfico 14: Catenaria del conductor.

Fuente: Tesis, Proyectos de Normalización para Diseños de Líneas de Transmisión Aéreas, José L Arias P.

A la distancia O y F recibe el nombre de flecha, en líneas de transmisión la altura de suspensión del conductor se la toma como H y h_s es la distancia de seguridad establecida en las normas.

La ecuación que representa el conductor suspendido entre dos apoyos. Siendo C el parámetro de la catenaria tenemos:

$$y = C \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad \text{(Ecuación 11)}$$

Dónde:

Y = Ecuación del conductor suspendido entre dos apoyos.

C = Catenaria.

X = Altura.

La longitud del conductor con sus extremos al mismo nivel esta dada por la siguiente formula:

$$L' = 2C \sinh\left(\frac{a}{2C}\right) \quad \text{(Ecuación 12)}$$

L = Longitud del conductor

C = Catenaria.

a = Vano

Tensionado de conductores

Buscando el nivel de tensión óptimo se puede partir de un análisis preliminar al proceso de plantillado. Este estudio consiste en realizar cálculos como el valor del creep y el cálculo de flechas y tensiones. Con base en cada resultado, se hallan la curva de utilización del conductor (curva de tensionado), el nivel de tensionado y el tipo de estructura.

Un factor que se debe considerar en este análisis es el valor límite de tensión diaria o tensión de cada día (EDS) que es la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo a temperatura media sin que exista sobrecarga alguna y se expresa en porcentaje de la tensión de rotura. Es importante limitar la tensión del cable porque sí presenta un valor alto aumentarían las posibilidades de vibración que pueden generar rotura de los cables. Sin embargo, cabe anotar que tanto los valores de flecha mínima y EDS no están reglamentados, su elección se hace de acuerdo a la experiencia en el diseño de líneas de transmisión y cumpliendo con la anterior restricción en el caso de la tensión EDS.

Los vientos transversales sobre la línea producen vibraciones de alta frecuencia y baja amplitud. Estos vientos no son muy fuertes pero presentan larga duración y generan torbellinos que a su vez producen impulsos verticales, tanto hacia arriba como hacia abajo, distribuidos al azar a lo largo del cable.

Estas vibraciones producen flexiones alternativas del conductor que, por fatiga, ocasionan rotura de hilos, especialmente en la salida de las pinzas de suspensión, que constituyen un nodo. El aluminio es mucho más sensible a dichas roturas que el cobre o el acero. Los factores que determinan la gravedad de las vibraciones en una línea son:

- La tensión mecánica del conductor
- Las características eólicas de la zona [32].” (CODENSA SA, 2007)

Como se dijo anteriormente el viento que genera estas vibraciones, es continuo y no muy fuerte, es decir, se produce en condiciones normales, por ello su relación directa con la tensión de cada día (EDS). Esta limitante encarece mucho la línea ya que obliga a vanos menores y estructuras más altas.

Flecha y tensiones

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 (hipótesis 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 tiene la forma:

$$t_2 - t_1 = \frac{1}{\alpha_t} * \left[\frac{C_2 * \sinh \frac{A}{2C_2}}{C_1 * \sinh \frac{A}{2C_1}} - 1 - \frac{1}{ES} * (T_{02} - T_{01}) \right] \quad \text{(Ecuación 13)}$$

Dónde:

T_{0i} = Tensión horizontal en el estado i

E = Módulo de elasticidad final [kg/mm²]

S = Sección del conductor [mm²]

A = Vano regulador [m]

$C_1 = T_{0i}/P_{0i}$ = (Tensión horizontal del conductor en el estado i, en kg) / (Peso del conductor en el estado i, en kg)

α_t = Coeficiente de dilatación térmica lineal [1/°C]

P_{0i} = Peso virtual del conductor en el estado i, el cual puede incluir el efecto del viento según el estado considerado [kg]

También es necesario aclarar que esta ecuación es válida para vanos nivelados, es decir, que los dos apoyos están a la misma altura. Sin embargo, se consigue suficiente aproximación hasta el 14% de desnivel, lo que abarca la mayor parte de los casos prácticos. Para vanos muy grandes o muy desnivelados se aplican fórmulas más complejas.

Se evalúan las flechas y tensiones para cada tipo de conductor y condiciones meteorológicas respectivas para las siguientes condiciones:

- Condiciones iniciales, sin viento y temperatura mínima (curva de condiciones iniciales). Tensión máxima para vanos reguladores cortos. Recomendación practica = Limite aproximado 30% a 33% de la tensión de rotura.
- Condiciones finales (elasticidad final), viento máximo y temperatura mínima promedio (condición de máxima tensión). Tensión máxima para vanos reguladores largos. Recomendación del fabricante (seguridad) = 50% de la tensión de rotura.
- Condiciones finales (elasticidad final), viento medio y temperatura mínima promedio (condición de viento medio). Condición probabilística válida para eventos anormales. No existe limitación explicita.
- Condiciones finales (elasticidad final), sin viento y temperatura promedio (Condición diaria - EDS). Tensión más probable. Recomendación por efecto de vibración sobre las torres 18% a 22% de la tensión de rotura.

- Condiciones finales (elasticidad final), sin viento y temperatura máxima del conductor (curva caliente) Tensión para plantillado. No existe limitación explícita.

“Se entiende por condiciones iniciales las que se aplican a los conductores antes de que ocurra su elongación debido al fenómeno de fluencia del material, simulado por el creep. Luego que el conductor haya estado tensionado durante algunos días, habrá sufrido un gran porcentaje de la deformación no elástica esperada y, por consiguiente, reducido su esfuerzo, estas son las condiciones finales [36].” (M Ostendorp, 2000)

Una vez efectuadas todas estas operaciones se obtienen las tensiones a las que está sometido el conductor en cada una de las hipótesis, y por lo tanto las flechas correspondientes. Debe prestarse especial atención en la flecha máxima que condicionará la altura de las estructuras.

Vano regulador

“En un tramo, las cadenas de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensado, por las diferentes longitudes, desniveles y cambios de temperatura de sus diferentes vanos. Por esto, se admite las tensiones de los conductores iguales en todos los vanos, al de un vano teórico que se conoce como Vano Regulador [245].” Luis Checa, 1998)

Este vano regulador viene dado por la expresión:

$$V_r = \sqrt{\frac{\sum_1^n V_n^3}{\sum_1^n V}} \quad \text{(Ecuación 14)}$$

Dónde:

V_r = Vano Regulador

$\sum_1^n V_n^3$ = Sumatoria del Vano Promedio

$\sum_1^n V$ = Sumatoria Vano Máximo.

Vano viento

“El vano viento es la distancia horizontal sobre la cual actúa la fuerza del viento sobre los conductores en un apoyo. Se lo determina como la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura.” (Juan Bautista, 2001)

$$V_v = L = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad \text{(Ecuación 15)}$$

Dónde:

V_v = Vano viento

L= Distancia Horizontal

$a_1 + a_2$ = Son los vanos que están a cada vano de la estructura

Debido a la simetría, la carga de transversa de viento transferida a la estructura por un cable único puede calcularse como el producto de la carga horizontal por unidad de longitud de cable multiplicado por la longitud del cable entre los puntos más balanceados de los vanos, esta distancia es conocida como vano viento.

Vano peso

Es la distancia horizontal entre los puntos reales o ficticios más bajos del conductor en dos vanos adyacentes.” (Juan Bautista, 2001)

Se calcula de la siguiente manera:

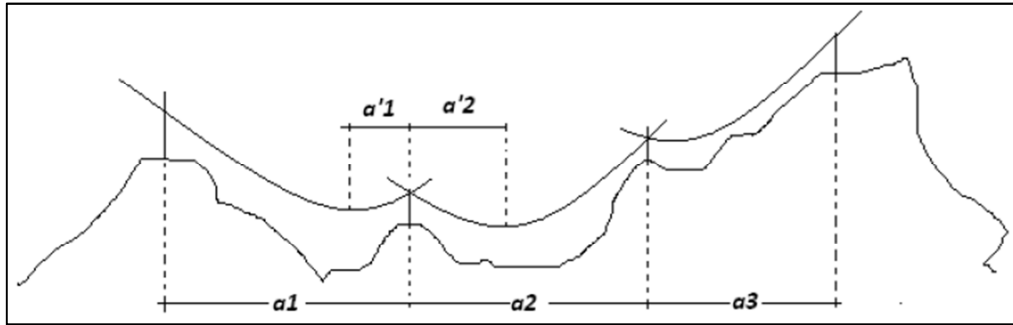
$$V_p = a'_1 + a'_2 \quad \text{(Ecuación 16)}$$

Dónde:

V_p = Vano Peso.

$a'_1 + a'_2$ = Es la distancia desde el punto más bajo hacia la estructura de cada lado de la misma

Para vanos nivelados el vano peso es igual al vano viento en el Gráfico 15, se representa un ejemplo de vano viento y vano peso.

Gráfico 15: Vano peso y vano viento.

Fuente: Líneas de Transmisión de Potencia, Volumen 1, Aspectos Mecánicos y Conductores, Ed 2001, Juan Bautista R.

Ecuación de cambio de estado

“Los conductores y cable de guardia que se utiliza en la construcción de la línea de transmisión, cambian el valor de la tensión horizontal de acuerdo a las condiciones de temperatura y viento, comportamiento que es evaluado por medio de la Ecuación de cambio de estado, que confronta dos fenómenos físicos de dilatación térmica y comportamiento elástico que se dan en los conductores. La Ecuación del cambio de condiciones relaciona dos estados o situaciones de una línea eléctrica. Si se conoce todos los parámetros de un estado o condición inicial (1), se puede hallar por medio de la Ecuación de cambio de estado los parámetros de otro estado arbitrario o condición final (2). Para el cálculo de las tensiones mecánicas y flechas a los que están sometidos los conductores e hilos de guardia [21].”
(Jorge Brito, 1983)

Se utiliza la siguiente Ecuación de cambio de estado:

$$T2^3 + k1T2^2 - K2 = 0 \quad \text{(Ecuación 17)}$$

$$K1 = E * S * \alpha(t2 - t1) - T1 + \frac{a^2 P1^2 SE}{24T1^2} \quad \text{(Ecuación 18)}$$

$$K2 = \frac{a^2 P2^2 SE}{24} \quad \text{(Ecuación 19)}$$

Dónde:

T2 = Tensión mecánica final del conductor, en [kg]

T1 = Tensión mecánica inicial del conductor, en [kg]

E = Módulo de elasticidad, en [kg/mm²]

S = Área de la sección transversal del conductor, en $[\text{mm}^2]$ /

α = Coeficiente de dilatación lineal, en $[1/^\circ\text{C}]$

t_1 = Temperatura inicial del conductor, en $[^\circ\text{C}]$ C

t_2 = Temperatura final del conductor, en $[^\circ\text{C}]$

a = Vano, en $[\text{m}]$

P_1 = Peso del conductor, en $[\text{kg}/\text{m}]$

P_2 = Peso del conductor más la carga de viento o hielo, en $[\text{kg}/\text{m}]$

K_1, K_2 = Constantes de la Ecuación de cambio de estado.

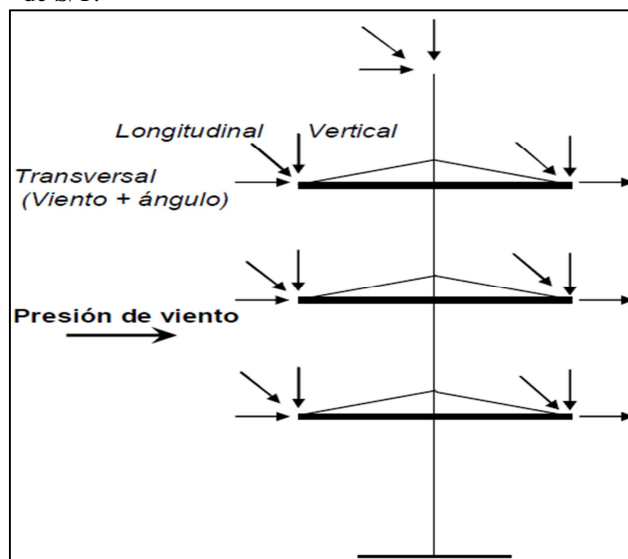
Cargas de diseño o árbol de cargas

“Las estructuras las cuales están destinadas a soportar y sostener los cables actúan en ellas tres tipos de cargas dependiendo del sentido de la aplicación [64].” (Ana Mejia, 2006)

- Cargas Transversales
- Cargas Longitudinales
- Cargas verticales

En el Gráfico 16 se puede observar el árbol de cargas para Líneas de Subtransmisión.

Gráfico 16: Árbol de cargas estándar para líneas de S/T.



Fuente: Análisis Técnico y Económico de la Repotenciación de líneas aéreas de Alta Tensión, Ana M Mejia S.

Cargas Transversales

Existen dos componentes de fuerza transversal, la primera cuando el viento golpea normal al conductor (perpendicular al eje de la línea), hilo de guarda y herrajes; la segunda es por la tensión del conductor generada por la deflexión de la línea (Cambio de rumbo).

Carga de viento

La presión del viento sobre los conductores, cable de guarda y la estructura viene dada por la siguiente fórmula:

$$p_v = Kv^2$$

(Ecuación 20)

Dónde:

p_v = Presión del viento en kg/m²

v = Velocidad del viento en km/h.

K = Constante que depende de la forma de la superficie expuesta al viento.

$K = 0,0048$ para superficies cilíndricas

$K = 0,0076$ para superficies planas

La carga que debe soportar la estructura está dada por la siguiente fórmula:

$$T_v = p_v L_v \phi$$

(Ecuación 21)

Dónde:

T_v = Carga sobre la estructura debida al viento (Kg)

p_v = Presión del viento sobre el conductor (Kg/m²)

L_v = Longitud del vano viento (m), que es igual a la semisuma de los vanos adyacentes.

ϕ = diámetro del conductor (m).

Carga angular

Esto se presenta cuando una estructura está localizada en un punto donde la línea cambia de dirección se deben considerar esfuerzos ejercidos por los conductores y cables de guardia el cálculo se lo realiza mediante la siguiente formula:

$$T = 2T_0 \text{sen} \frac{\alpha}{2} \quad \text{(Ecuación 22)}$$

Dónde:

T = Carga angular

T_0 = Tensión de tendido del conductor.

α = ángulo de la línea.

Cargas longitudinales

Son cargas que se producen sobre la estructura debido al desequilibrio o desbalance vectorial en las tensiones de los conductores y/o cables de guarda. El desequilibrio solo para estructuras de retención entre conductores en una misma estructura se debe principalmente a:

Rotura de uno o varios conductores;

En estructuras terminales que solo se presenta tensión en un sentido;

Cuando se presentan vanos diferentes uno a lado del apoyo (tiro desbalanceado).

En el caso de los apoyos de suspensión las cargas longitudinales por rotura de conductores juegan un papel fundamental para su diseño por su gran magnitud comparada con las demás fuerzas que soporta la estructura.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que éste desbalance de tensiones es soportado en conjunto por la estructura, aisladores, herrajes y las suspensiones adyacentes, por tanto, se debe considerar en el diseño la deflexión del conjunto formado por una incluyendo accesorios y las estructuras de suspensión vecinas que estén comprendidas entre apoyos de retención. Tomar este conjunto hace que el sistema sea no lineal, a diferencia de una sola, y requiera un estudio de diseño más complejo.

Las cargas longitudinales no se evalúan en régimen normal para los apoyos de suspensión, porque en el momento de hacer el tendido se hace la corrección para que la cadena se

mantenga vertical y eliminar así el tiro desbalanceado. Para estimar la componente longitudinal por diferencia de longitud entre vanos adyacentes se recomienda estimar un máximo de 100 m de diferencia y por medio del estudio de flechas y tensiones se hizo una apreciación de dicha carga que es la diferencia máxima de tensión entre estos.

Cargas Verticales

Las estructuras deben soportar una componente vertical por el peso de los conductores, el peso de la cadena de aisladores, herrajes, accesorios y la carga de montaje y mantenimiento, se la determina por medio de la siguiente fórmula:

$$V = P_o L_p + V_1 + V_2 \quad \text{(Ecuación 23)}$$

Dónde:

P_o = Peso del conductor por unidad de longitud (m)

L_p = Longitud del conductor comprendido entre los puntos más bajos de los vanos adyacentes a la estructura. Este es el llamado vano peso en metros.

V_1 = Peso de los aisladores (kg)

V_2 = Peso de los herrajes y amortiguadores (kg)

9. HIPÓTESIS

Si se determina las características topológicas y los parámetros eléctricos y mecánicos a través de los Softwares Powerworld, Redlin 2.2 y Sedemi, entonces se obtendrá el diseño de la Línea de Subtransmisión a 69 kV.

10. METODOLOGÍAS

Método Aplicado

Método Inductivo - Deductivo

Los dos métodos de investigación por sus procedimientos se utilizarán en forma constante ya que servirán para el análisis de los distintos indicadores y datos obtenidos en el proceso investigativo, para de esta manera formular objetivos, hipótesis, conclusiones y recomendaciones sobre el problema planteado en el trabajo indagatorio.

De esta manera la utilización de estos métodos servirá para obtener la información necesaria de nuestra línea de subtransmisión.

Método Analítico-Sintético

Estudia los acontecimientos, partiendo de la descomposición del objeto de estudio en cada una de sus partes para estudiarlas en forma individual y luego en forma holística e integral y sistemático. En definitiva cumple procedimientos de analizar y sintetizar los hechos, objetos y fenómenos de la realidad, es decir luego de descomponerlo en sus partes para estudiarlo cada uno de los elementos, construye el conocimiento en una síntesis. Su proceso sistemático y debidamente controlado es iniciar desde sus partes para llegar a un todo sintético.

Este método permitirá descomponer el objeto de investigación.

Tipos de investigación

Investigación de Campo

Se procede en contacto directo con el objeto, hecho o fenómeno de estudio, funcionando directamente la capacidad sensorial del investigador.

Esta investigación ayudará a determinar nuestro perfil de la Línea, y de esta manera recolectar la información acorde a la realidad.

Investigación Aplicada

La investigación aplicada consiste en determinar conocimientos establecidos para poder aplicar en un campo específico del desenvolvimiento analítico y desarrollar soluciones a problemas que se encuentran en el sistema eléctrico. Por tanto el procedimiento de este tipo de investigación servirá para obtener datos necesarios que necesitamos para la línea de subtransmisión.

Técnicas de investigación

La Observación

Es la Técnica más adecuada en la investigación, ya que parte de la utilización sensorial para el correspondiente registro de datos obtenidos en el proceso, llegando a obtener resultados sorprendentes.

Simulación.

La simulación se la desarrollará mediante el uso de los softwares Powerworld, Redlin 2.2 y Sedemi los cuales nos ayudaran a determinar los parámetros referentes a la Línea tanto para la parte eléctrica como para la parte mecánica.

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Descripción de la ruta

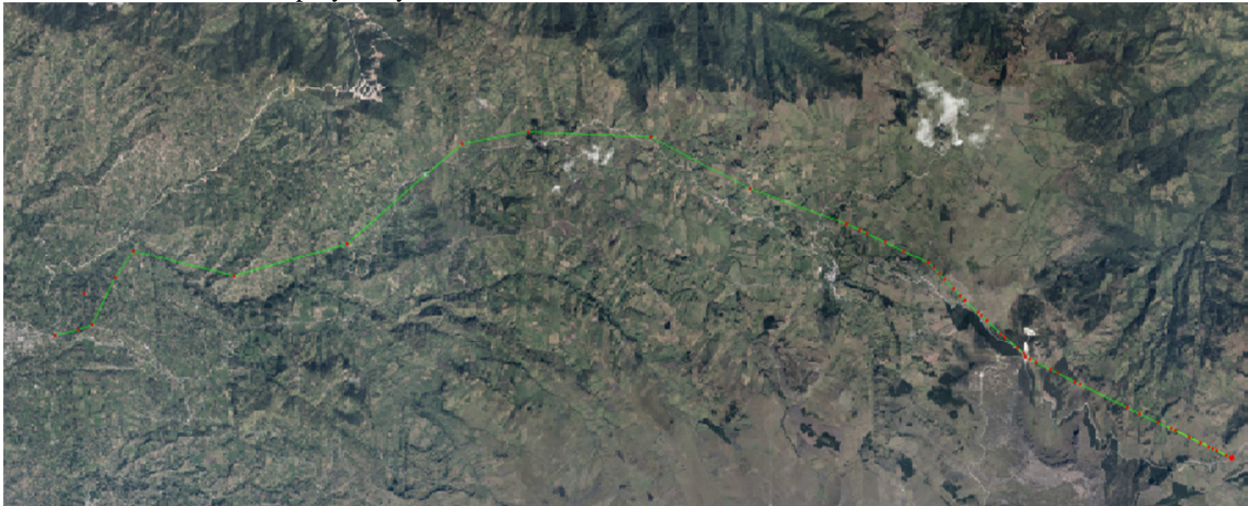
Ubicación del proyecto

El proyecto de la línea se encuentra localizado en el cantón Guaranda entre las parroquias Guanujo y Simiatug, parte desde la subestación Guanujo y se interconectará con la nueva subestación a construirse en Simiatug denominada Sitag, conforme se indica en el plano de implantación de la línea. En su recorrido atraviesa sectores rurales del cantón mencionado, cruzando quebradas profundas.

El punto de partida está localizado en terrenos de la subestación Guanujo en las coordenadas UTM E 721542 - N 9'828.305

La llegada de la línea será en la entrada a la subestación, como se indica en los planos. La ubicación del proyecto se indica en el Gráfico 17

Gráfico 17: Ubicación del proyecto y trazado de la ruta seleccionada.



Fuente: Imagen tomada ARCGIS CNEL EP

Considerando la altura sobre el nivel del mar, de acuerdo a las normas para el diseño de líneas de subtransmisión del Ex INECEL que son utilizadas por la CNEL, la ubicación de la línea corresponde a la ZONA 2, por lo que se tomarán en cuenta estas condiciones para el diseño.

Análisis de la ruta

Con la información contenida en el mapa de Google Earth, la CNEL EP BOLIVAR, conjuntamente, se identificó la ruta, que es factible desde el punto de vista ambiental, social, técnico, económico y que cumple con las ordenanzas municipales en lo referente a la línea de fábrica. Con estas consideraciones, se realizó una verificación en sitio (campo) de las condiciones de la ruta, en el Grafico 17, se puede observar los lugares por donde se construirá la línea de Subtransmisión.

Para la aprobación de la ruta de la línea, se mantuvieron reuniones conjuntas entre los funcionarios del Municipio de Guaranda y funcionarios de la CNEL EP BOLIVAR, quienes dieron a conocer que no tienen planificado efectuar ninguna construcción de caminos por la zona por donde discurre la línea de subtransmisión.

Consideraciones para la selección de la ruta

Para definir la ruta de línea factible desde el punto de vista técnico y económico, se consideraron los siguientes aspectos fundamentales:

- En lo posible, ubicar el trazado propuesto cerca de las calles y caminos existentes.
- Evitar que la línea atravesase sobre viviendas.
- Seleccionar la ruta de forma que los puntos de implantación de las estructuras sean sitios de geología estables, evitando cruzar por zonas de posibles deslizamientos.
- Disminuir en lo posible cruces con alimentadores primarios a 13,8 kV existentes.
- Tratar de que los tramos tengan alineaciones de mayor longitud posible, evitando en lo posible ángulos, a fin de reducir los costos de construcción.

Descripción general del trazado de la línea.-

La línea de subtransmisión a 69 kV Guanujo – Simiatug tendrá una longitud de 28.68 km, partirá desde la subestación del mismo nombre, hasta una torre ubicado en la nueva subestación Sitag a construirse en la parroquia Simiatug.

El recorrido desde la subestación Guanujo es el siguiente:

Parte desde el pórtico metálico existente libre destinado para la bahía de salida de 69 kV en la subestación Guanujo de propiedad de CNEL EP BOLIVAR, hasta una estructura que será armada en torre, luego se dirige a campo traviesa hacia el norte pasando por el páramo y

salvando quebradas de gran longitud, en el recorrido no se cruza con líneas de voltaje superior ni inferior así como tampoco por poblaciones grandes que afecten el trazado de la línea

En el Tabla 5 se presentan los sectores más importantes por donde atraviesa la línea de subtransmisión con sus respectivos tipos de cultivos, y en el Anexo 1 se muestran las coordenadas de ubicación de cada una de las estructuras.

Tabla 5: Sectores por donde recorre la línea Guanujo Simiatug

SECTORES	CULTIVOS	UBICACIÓN
S/E GUANUJO	MAIZ	PARROQUIA GUANUJO
CHALUNGOTO	MAIZ	
RUMILOMA	MAIZ	
EL RAYO ALTO	MAIZ Y PAPAS	
EL RAYO BAJO	MAIZ Y PAPAS	
APAHUA	POTREROS	PARROQUIA SALINAS
PUMIN	POTREROS	
LA PLANCHA	POTREROS	
SALINAS	POTREROS	
EL TINGO	PINOS	
TIUVINAL	PINOS	PARROQUIA SIMIATUG
HIHUA	POTREROS Y PINOS	
S/E SIGTA	POTREROS Y PINOS	

Fuente: Postulantes.

Características generales de la línea

Conductor

La línea de subtransmisión a 69 KV Guanujo – Simiatug será simple circuito, con el tipo y calibre de conductor seleccionado por la CNEL EP BOLIVAR.

El conductor seleccionado es de aluminio reforzado con alma de acero desnudo, tipo ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), calibre 266,8 MCM, cuyas características se muestran en el Tabla 6.

Tabla 6: Características del conductor ACSR 266.8 MCM

Tipo	ACSR
Calibre	266.8 MCM
Composición	26/7
Diámetro (mm)	16,3
Sección total (mm ²)	135,19
Resistencia (Ohm/km)	0,209cc, 0,211ca
Peso (kg/m):	0,5465
Tensión de rotura (kg)	5.124
Módulo de elasticidad inicial (kg/mm ²)	
Módulo de elasticidad final (kg/mm ²)	8.360
Coefficiente de dilatación lineal (1/°C):	1,90E-05

Fuente: Catalogo Electrocables.

El conductor es fabricado de acuerdo a las siguientes normas Americanas las mismas que fueron aceptadas por el EX INEXEL ahora en la actualidad por el MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable)

- ✓ ASTM B 230 Alambres de Aluminio 1350 H19 uso eléctrico.
- ✓ ASTM B 398 Aleación de Aluminio 6201 T81 uso eléctrico.
- ✓ ASTM B-524 Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Aluminum Alloy Reinforced ACAR, 1350/6201.

Para atenuar las vibraciones en los vanos grandes, se deben instalar amortiguadores del tipo stockbridge, utilizando armaduras de protección en los puntos de suspensión de los conductores.

Apantallamiento (Cable de guarda)

Debido a la importancia de esta línea, para mejorar su confiabilidad en la operación se tiene previsto el apantallamiento mediante la instalación de un cable de guarda, el mismo que de acuerdo a la recomendación de las Normas de diseño del EX INECEL debe ir colocado en la parte superior de las estructuras, de manera que el ángulo vertical que se forme entre este y los conductores (ángulo de protección o apantallamiento) no sea mayor a 30°.

Para el apantallamiento se utilizará cable OPGW de 24 fibras monomodo a fin de disponer de un medio propio y confiable de transmisión de datos. Las características físicas de la fibra óptica se indican en el Tabla 7:

Tabla 7: Características físicas de la fibra óptica:

Tipo	OPGW
Sección total (mm ²)	78,9
Diámetro (mm)	12
Peso unitario (kg/m)	0,315
Peso específico (kg/m/mm ²)	0,003992
Módulo elast.(kg/mm ²)	8.501
Tensión de rotura (kg)	4.036
Coefficiente de dilatación lineal (1/°C):	1,8E-05

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (Normas de Distribución)

En la Tabla 8 se observa apreciar las especificaciones Técnicas de la Fibra Óptica.

Tabla 8: Especificaciones Técnicas de la fibra óptica

Structure	Material		No	Material	No	Material Dia	
	Fiber	G.6522	24				Diameter
Center	27% Aswire	5				Diameter	2.60 mm
Layer 1	27% Aswire	1				Tube-Dia	2.50 mm
	SUS Tube	1	Fibers(all tube)	24		Diameter	2.60 mm
Layer 2			AA wire	12			
Technical Data	According to IEC standards						
	Stranded core and layer 1 greased stranding direction of outer layer is right hand(Z-stranding)						
	Cable Diameter						12.70 mm
	Cable Weight						389 kg/km
	Supporting Cross Section						96.0 mm ²
	Section of AS Wire			32.27 mm ²			
	Section of AS Wire			63.71 mm ²			
	Rated Tensile Strength(RTS)						57.9 KN
	Modulus of Elasticity						90.2 KN/mm ²
	Thermal Elongation Coefficient						13.7*10 ⁻⁶
	Permissible Maximum Working Stress(40%RTS)						216.3 N/mm ²
	Everyday Stress(EDS)(16%-25% RTS)						135.2 N/mm ²
	Ultimate Exceptional Stress(70% RTS)						378.5 N/mm ²
	DC Resistance						0.413 Ω/km
	Short Time Current (0.5s. 40C-200 C)						12,52 KA
Short Time Current Capacity						78.25 KA ² S	
Minimum Bending Radius installation						262 mm	
Operating						196 mm	
Ratio between Pull and Weight						13.6 mm	
Temperature	Installation					10°C	+50°C
Range:	Transportation and Operation					40 °C	+80°C

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (Normas de Distribución)

El núcleo óptico estará formado por un soporte central dieléctrico y un grupo de tubos, reunidos y sujetos convenientemente, en configuración de hélice o SZ alrededor del soporte central. Cada tubo irá taponado con un gel hidrófugo, con las fibras de protección holgada. Las fibras dentro de cada tubo estarán coloreadas, no coexistiendo más de una fibra óptica de la misma coloración y los tubos protectores se diferenciarán por coloración distintas.

La envolvente metálica estará constituida por un tubo estanco y una corona de hilos de acero que impida el paso de la humedad a la vez que disminuya la resistencia eléctrica del cable. Encima de este tubo se colocará una corona de hilos de acero recubierto de aluminio, según

UNE EN 61 232. Dispuestos helicoidalmente a derecha confiriendo al cable las características mecánicas necesarias.

El cable en su aspecto exterior deberá presentar un cableado uniforme, brillante y limpio de jabones y grasas. Los alambres estarán perfectamente tensados.

La fibra debe cumplir con los requerimientos especificados en IEC 793 y 794, clase B o ITU-T Rec.G.652

La sujeción del cable OPGW a los postes y estructuras metálicas se realizará utilizando los siguientes accesorios:

- Conjunto de accesorios para retención pasante (dos extremos).
- Conjunto de accesorios para retención terminal.
- Conjunto de accesorios para suspensión.
- Grapas de bajada para cables OPWG para postes de hormigón.

Los accesorios como son los herrajes, las cajas de empalme, las grapas de bajada, los amortiguadores, herramientas etc., deben tener compatibilidad completa entre ellos y con el OPGW.

De igual forma que para los conductores de fase, para amortiguar las vibraciones se deberán instalar amortiguadores tipo stockbridge.

Nivel de aislamiento

Los niveles de aislamiento mínimos admisibles a nivel del mar establecidos por las Normas del Ex Inecel para Líneas de Subtransmisión a 69 kV, son las que se apreciar a continuación en la Tabla 9:

Tabla 9: Nivel de aislamiento

Tensión	Máxima	Tensión a Onda	Tensión a Frecuencia
Nominal	Tensión	de Impulso	Industrial
69 kV	75 kV	350 kV	140 kV

Fuente: Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 LÍNEAS AÉREAS CON CONDUCTORES DESNUDOS.

En la Tabla 10 se observa los valores de tensión de las cadenas de suspensión.

Tabla 10: Valores de tensión de las cadenas de suspensión.

Tensión de Impulso		Tensión de frecuencia industrial	
Positivo	Negativo	Seco	Bajo lluvia
470 kV	445 kV	290 kV	195 kV

Fuente: Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07 Líneas Aéreas con conductores desnudos.

Valores que cubren los requerimientos de la altura sobre el nivel del mar y garantizan un óptimo funcionamiento en sobre voltajes de: maniobra, origen atmosférico, frecuencia nominal de operación y tienen un buen comportamiento ante la contaminación ambiental

Cálculo de los Aisladores

Determinación de aislamiento para un nivel de contaminación dado.

El nivel de contaminación define el largo de una cadena de aisladores. La distancia de fuga mínima que se debe considerar para cada disco aislador en un ambiente de contaminación dado, está dada por una recomendación de la norma IEC 60071-2, citada en la norma IEEE Std. 1313.2-1999, la cual se resume en la Tabla 11:

Tabla 11: Distancias de fuga mínimas para diferentes grados de contaminación

Nivel de Contaminacion	Ejemplos de Entornos Tipicos	Linea de fuga especifica nominal minima mm/kV
I ligero	Zonas sin insdustrias y con baja densidad de vivienda equipdas con calefaccion. Zona con baja densidad de industrias o viviendas,pero sometidas a vientos o lluvias frecuentes.	27.7
II Medio	Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante. Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias. Zonas expuestas a vientos desde el mar,pero muy proximos a las costas.	34.6
III Fuerte	Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefaccion generando contaminacion.	43.4

Fuente: (Fuente: IEEE Std 1313.2-1996)

La Tabla 11 considera que las tensiones son fase-neutro, por lo que para trabajar con las tensiones fase-fase del sistema habrá que dividir sus valores por $\sqrt{3}$

$$DF = \frac{Df}{\sqrt{\sigma}} \quad \text{(Ecuación 24)}$$

Dónde:

Df= distancia de fuga unitaria mínima según IEC 60071-2 [mm/kV].

DF=distancia de fuga

σ = densidad relativa del aire

$$DF = \frac{\frac{27.7}{\sqrt{3}}}{\sqrt{0.631}}$$

$$DF = 20.13$$

La presión barométrica se relaciona con la altitud sobre el nivel del mar de acuerdo a la siguiente expresión

$$\log h = \log(76) - \frac{h}{18336} \quad \text{(Ecuación 25)}$$

Dónde:

h = Altitud sobre el nivel del mar [m]

$$\log h = \log(76) - \frac{4013.806}{18336}$$

$$h = 45.90 \text{ m}$$

Dónde:

b = presión barométrica, [cm Hg].

t = temperatura ambiente, [°C].

$$\sigma = \frac{3.921 \cdot h}{273 + t} \quad \text{(Ecuación 26)}$$

$$\sigma = \frac{3.921 \cdot 51.49}{273 + 12}$$

$$\sigma = 0.631$$

Finalmente, y aplicando un factor de seguridad de un 10% para dar cuenta de una sobretensión temporaria en el sistema, la cantidad de aisladores requeridos por cadena se obtiene de acuerdo a la siguiente expresión:

$$N = Vff * \frac{DF}{df} * 1.10 \quad \text{(Ecuación 27)}$$

$$N = 69 \text{ kv} * \frac{20.13}{290} * 1.10$$

$$N = 5.26 \quad \Rightarrow \quad 6 \text{ aisladores}$$

$$DFT = df * N. \text{ aisladores}$$

Dónde:

DFT= Distancia de Fuga Total de la Cadena.

$$DFT = df * N \quad \text{(Ecuación 28)}$$

$$DFT = 290 * 6$$

$$DFT = 1740 \text{ mm} = 1.74 \text{ m}$$

Debido a que todo el recorrido la línea es por sectores rurales del cantón Guaranda, se utilizarán estructuras de retención, en la estructura de suspensión metálica (torre) y para las estructuras de suspensión angulares en postes tipos AU-1-30°-G y AU-1-60°-G, los aisladores a ser utilizados serán de porcelana, del tipo suspensión, clase ANSI 52-3, con resistencia electromecánica mínima de 15.000 libras, con acoplamiento “socket ball”. El número de aisladores por cadena a utilizar será 5 en estructuras de suspensión y 6 en estructuras de retención. El nivel básico de aislamiento (BIL) de la línea será de 350 kV, por lo que el aislamiento debe considerar este aspecto.

Los aisladores deberán tener sus partes metálicas de material ferroso y estarán protegidos adecuadamente contra la acción corrosiva de la atmósfera, mediante galvanizado por inmersión en caliente. El diámetro de los aisladores será de 254 mm y distancia de fuga de 290 mm. En las cadenas los aisladores tendrán un espaciamiento unitario 146 mm.

Por lo tanto, el mínimo número de aisladores de suspensión clase ANSI 52-3 en las cadenas de suspensión será de 5 unidades y en las cadenas de retención será de 6 unidades.

Gráfico 18: Aisladores de Porcelana.



Fuente: Catalogo de aisladores, GAMA

Herrajes y accesorios

Los herrajes y accesorios son necesarios para la fijación de los aisladores a la estructura y al conductor, también para la fijación del cable de guarda a la estructura y a los elementos de protección eléctrica. Todos estos elementos deberán ser de un material resistente a la corrosión, serán de diseño adecuado a su función mecánica y eléctrica y deberán ser prácticamente inalterables a la acción corrosiva de la atmósfera.

Los pernos, adaptadores, grilletes, grapas de suspensión y retención para el cable de guarda, pernos U, adaptadores tipo “Y”, adaptadores tipo socket, rótulas y otros serán de acero o de hierro protegidos contra la corrosión mediante galvanizado por inmersión en caliente. Los materiales deben ser de tal manera que no se presente peligro de destrucción por corrosión galvánica.

Las uniones de los conductores serán del tipo compresión.

Las grapas de suspensión y anclaje para ser usadas con el cable de guarda (OPGW), serán de hierro galvanizado.

Las grapas de suspensión y de anclaje para los conductores serán construidas con el cuerpo de aluminio, los pasadores y los elementos de ajuste serán de acero galvanizado.

Las grapas de retención (anclaje) serán del tipo pernadas y la resistencia de estos elementos será igual o superior a la resistencia electromecánica de los aisladores utilizados. En las grapas de suspensión, los conductores estarán protegidos mediante varillas de armar.

Tanto los aisladores como los accesorios de sujeción a la estructura, deberán ser diseñados de forma que puedan ser reemplazados usando equipo convencional para trabajo en línea energizada.

La descripción detallada del material que se requiere por estructura se presenta en el Anexo 2: “Materiales por estructura”.

Estructuras de soporte

Para la construcción de esta línea se considera la utilización de estructuras metálicas reticuladas, debido a que la topología es irregular, donde la mayor parte del recorrido se realiza lejos de las vías de acceso cruzando quebradas de longitudes grandes, por lo se utilizarán torres autosoportantes de acero galvanizado, de forma tronco piramidal, construidas con perfiles de

acero galvanizado resistente a la corrosión, apernados entre sí. Cada una de éstas tendrá una conexión eléctrica a tierra como medida de protección.

Las torres deberán ser diseñadas de modo que no se presenten deformaciones permanentes en sus elementos metálicos. Será de diseño adecuado para soportar todas las cargas longitudinales y transversales que se determinen en el cálculo mecánico, considerando los factores de sobrecarga establecidas en las normas de diseño.

La altura de las torres está en función de las distancias de seguridad de los conductores con respecto al nivel del piso.

Las torres serán construidas con los siguientes elementos: dispositivos de protección anti trepado en cada una de las partes de la estructura, para evitar que personas no autorizadas suban a la estructura; y escalones para trepado, para facilitar la subida al personal que realice la construcción y el mantenimiento de la línea.

En el Anexo 3: “Tabla de ubicación de estructuras”, se indica el tipo de torres a utilizar y la altura al punto de amarre del conductor más bajo, la geometría y las distancias entre conductores e hilo de guardia.

Puesta a tierra.

El cable de guarda y las estructuras serán conectados a tierra, para lo cual se utilizará cable de cobre desnudo, semiduro, calibre No. 2 AWG.

Las varillas copperweld estarán protegidas contra la oxidación por una capa exterior de cobre permanentemente fundida al alma de acero de 254 micras de espesor; el conductor de cobre se acoplará a las varillas mediante el uso de suelda exotérmica tipo cadweld plus 45.

Se deberá verificar que la resistencia de puesta a tierra a pie de cada estructura, utilizando los materiales indicados, no sobrepase el valor de 20 ohmios, de acuerdo con las normas IEC60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, IEEE Std 81-1983 y NTC 4552. De requerirse, en la construcción se podrá incrementar el número de varillas, si es que la resistividad es muy elevada o en su defecto se pueden agregar productos químicos.

Avisos de peligro y numeración

Se colocarán los avisos de peligro en todas las estructuras de la línea. El aviso consistirá en deberá una chapa enlozada y esmaltada al fuego, con fondo blanco y el dibujo de una calavera. Detrás de la calavera, formando cruz se representará un rayo y un hueso. Llevará además la inscripción “PELIGRO DE MUERTE – ALTO VOLTAJE”. Los dibujos serán de

color rojo. Las dimensiones mínimas de la chapa son de 0,25 x 0,35 m y se instalarán a una altura no menor a 4 metros.

Para identificación, todas las estructuras serán numeradas en forma secuencial de tal manera que las cifras sean legibles desde el suelo, lo cual facilitará su localización. En el Gráfico 19 podemos observar la señal de seguridad ubicada en una torre de Subtransmisión.

Gráfico 19: Señal de seguridad



Fuente: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2010/04/lineas-aereas-de-mt-en-cataluna-espana.html>. (Agosto 2016)

Cálculo eléctrico.

Cálculo de los parámetros eléctricos del conductor utilizado

Con el fin de justificar el conductor a ser utilizado, el cual debe ofrecer confiabilidad de la línea, se procede con el cálculo de dichos parámetros, tomando en cuenta la corriente de línea y las caídas de voltaje que presente la misma.

Determinación del calibre del conductor por la capacidad de corriente

Para la determinación del cálculo del calibre por corriente y caída de voltaje de la línea se sigue el método sugerido en el libro de Sistemas de Potencia de Duncan Glover, mientras que el cálculo de pérdidas de potencia se determina mediante el software Powerworld los mismos que se detallan a continuación:

Potencia máxima de transmisión: 5 MW (potencia de subestación Sitag)

Voltaje: 69 kV (voltaje de subtransmisión)

Factor de potencia: 0,92 (Reg. No. CONELEC-004/01)

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \text{Cos}\phi \quad (\text{Ecuación 29})$$

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} * V_L * \text{Cos}\phi}$$

$$I_L = \frac{5.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV} * 0,92}$$

$$I_L = 45,47 \text{ Amp.}$$

Por lo que para transmitir la potencia de 5 MW, por capacidad de conducción sería suficiente un calibre No. 6 AWG (ACSR) pero se debe definir el calibre también por caída de voltaje como lo realizamos a continuación.

En el presente trabajo se utilizan las características de los conductores presentados por el fabricante Electrocables, cuyo extracto de algunos tipos de conductores se muestran en el Tabla 12.

Tabla 12: Características conductores

CÓDIGO	Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total (kg / km)	Carga de Ruptura (kg)	Resistencia a C.C. a 20°C ohm/km	Capacidad de Corriente (Amp.)
			No. Hilos		Diámetros Hilos (mm)						
			Aluminio	Acero	Aluminio	Acero					
Turkey	6	13,3	6	1	1,680	1,680	5,04	54,01	540	2,1065	105
Swan	4	21,15	6	1	2,120	2,120	6,36	85,93	843	1,3232	140
Sparrow	2	33,62	6	1	2,672	2,672	8,021	36,56	1292	0,8316	184
Raven	1/0	53,49	6	1	3,370	3,370	10,11	217,25	1986	0,5227	242
Quai	12/0	67,43	6	1	3,782	3,782	11,35	273,79	2408	0,4151	276
Pigeon	3/0	85,01	6	1	4,250	4,250	12,75	345,35	3002	0,3292	315
Penguin	4/0	107,2	6	1	4,770	4,770	14,31	435,35	3786	0,2610	357
Waxwing	266,8	135,19	18	1	3,092	3,092	15,46	432,10	3119	0,2112	449
Partridge	266,8	135,19	26	7	2,573	2,000	16,30	546,49	5124	0,2091	457

Fuente: Electrocables.

Cálculo de calibre del conductor por caída de voltaje

En la determinación del calibre del conductor, interviene a más de la potencia a transmitir, la longitud total de la línea que en el presente estudio es de 28.68 Km, cuyo valor de caída de voltaje no debe exceder del 3%, establecido por la distribuidora, pese a que la Regulación CONELEC No. 004/01, establece como valor máximo del 5 %, por lo que mediante la siguiente ecuación se calcula la caída máxima de voltaje.

$$\Delta V_{\text{máx}} = \frac{V * \Delta V\%}{100 \%} \quad (\text{Ecuación 30})$$

Dónde:

$\Delta V_{m\acute{a}x}$ = Máxima Caída de Voltaje.

V = Voltaje de Subtransmisión.

$\Delta V\%$ = Porcentaje Caída de Voltaje.

$$\Delta V_{m\acute{a}x} = \frac{69000 * 3\%}{100 \%}$$

$$\Delta V_{m\acute{a}x} = \frac{69000 * 3\%}{100 \%}$$

$$\Delta V_{m\acute{a}x} = 2.070 V$$

Con el valor encontrado se determina la sección del conductor para una máxima caída de voltaje.

$$\Delta[S] \approx \frac{\sqrt{3} * FP * I * L}{\delta * \Delta V} \quad \text{(Ecuación 31)}$$

Dónde:

$\Delta[S]$	Sección del conductor
δ	Conductancia del conductor, para ACSR es 35
I	Corriente de la línea
ΔV	Caída de voltaje de diseño
Fp	Factor de potencia

$$\Delta[S] \approx \frac{\sqrt{3} * 0,92 * 45,47A * 28.680m}{35 * 2.070V}$$

$$\Delta[S] \approx 28,68mm^2$$

De la Tabla 12, se determina que para transmitir 5 MW a una distancia de 28,68 km sería suficiente el conductor No. 2 AWG, pero considerando un futuro incremento de Potencia en la subestación el conductor seleccionado por la CNEL EP BOLIVAR es el Partridge 266,8 MCM

Por lo que con el calibre 266,8 MCM, la caída de voltaje a demanda máxima sería:

$$\Delta V \approx \frac{\sqrt{3} * FP * I * L}{\delta * \Delta[S]} \quad \text{(Ecuación 32)}$$

$$\Delta V \approx \frac{\sqrt{3} \cdot 0,92 \cdot 45,47 A \cdot 28680 m}{35 \cdot 135,19 mm^2}$$

$$\Delta V \approx 439,18 V$$

Este valor corresponde al 0,63 %, muy inferior al porcentaje del 3 % establecido como parámetro inicial, por lo que se escoge las características eléctricas y mecánicas de conductor calibre 266,8 MCM clave Partridge, presentados anteriormente en la Tabla 12.

Según las normas del Ex Inecel para Líneas de Subtransmisión a 69 kV, en Elementos utilizados en la línea Pág. 15, en el apartado secciones se menciona que :

Se utilizara conductores con las secciones siguientes:

a) Conductor de Al reforzado con alma acero.

266,8 M.C.M

477 M.C.M

b) Recomendándose los conductores Quail, Partridge y Hawk.

Además este conductor Partridge 266.8, cumple especificaciones de capacidad de conducción, caídas de voltaje y la proyección que desde la Subestación Sitag a corto plazo se ubicara otra Subestación.

Determinación de la Distancia entre conductores

Según el NESC (National Electrical Safety Code) indica que se puede calcular la distancia mínima entre conductores mediante la siguiente expresión:

$$D = K(F + L)^{\frac{1}{2}} + \frac{V_n}{150} \quad \text{(Ecuación 33)}$$

Dónde:

D, Distancia entre fases en m

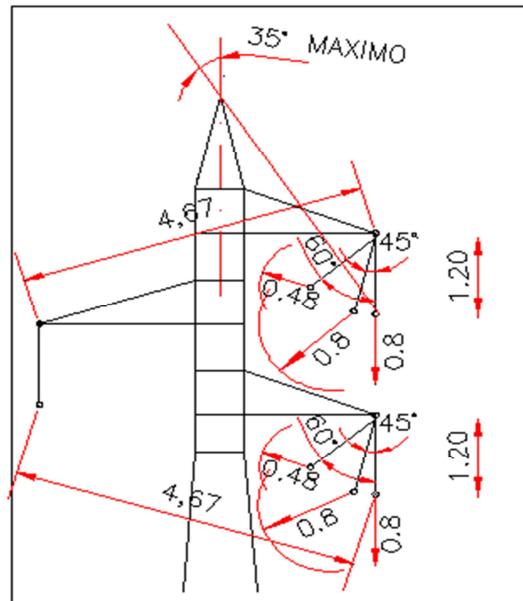
K, Factor que tiene en cuenta el tipo de conductor y el ángulo de oscilación de la cadena (para conductores ACSR mayores a $200 mm^2$ y un ángulo de oscilación máximo de 55° , K toma un valor de 0,75

F, Flecha máxima en m

L, Longitud de la cadena de aisladores en m

Vn, Voltaje nominal

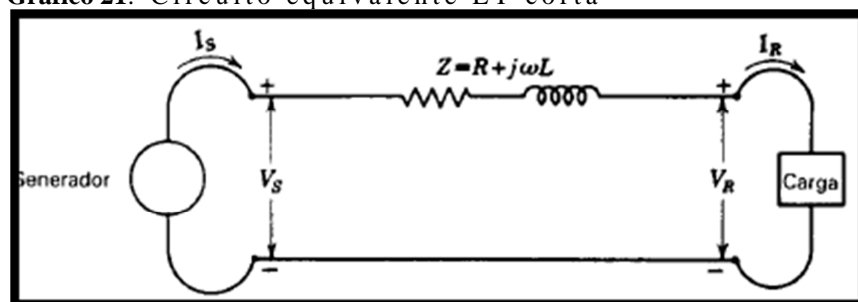
En el Gráfico 20: “distancias entre conductores”, se presenta la disposición de los conductores en las torres, igualmente se observa en el Anexo 10, el que corresponde a las estructuras tipo consideradas.

Gráfico 20: Distancias entre conductores en torre.

Fuente: CNEL EP Unidad de Negocios Bolívar.

Determinación de la Resistencia, Inductancia y Capacitancia

La línea Guanujo Simiatug tiene una longitud de 28 km, por lo que al ser menor a 80 km, se define como una línea corta, debido a lo indicado para su análisis se usarán los parámetros concentrados que dan resultados con una buena exactitud en líneas cortas y medias, si la línea se clasifica como corta, entonces la capacitancia en derivación es tan pequeña que puede omitirse y solo se requiere considerar la Resistencia y la inductancia L en serie para la longitud total de la línea, este modelo se toma del libro “Análisis de Sistemas de Potencia de Grainger y Stevenson página 183” cuyo esquema se muestra en el Gráfico 21.

Gráfico 21: Circuito equivalente LT corta

Fuente: Análisis de sistemas de Potencia Grainger y Stevenson

$$Z = R + j\omega L$$

(Ecuación 34)

$$I_s = I_R$$

(Ecuación 35)

$$V_s = V_R + I_R Z$$

(Ecuación 36)

Con las ecuaciones dadas y en base al análisis propuesto por Grainger y Stevenson se determinan las características eléctricas del conductor, y los valores se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13: Parámetros eléctricos de diferentes conductores de aluminio tipo ACSR

Calibre	ra	diam.	RMG	Xa	Xa'	Cap.	re	Xe	Xd	Xd'	d	Vll	Long.	R1,2	X1,2	Line Charging	SUCEPTA
(calibre Km)	(cm)	(cm)	(cm)	(ohms Km)	(ohms Km)	(A)	(ohms Km)	(ohms Km)	(ohms Km)	(ohms Km)	(cm)	(KV)	(Km)	(%)	(%)	MVAe	N CIA (B)
4*	1.5845	0.6528	0.1378	0.407	0.2166	140	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	3.33	1.29	0.00612663	0.0020490
4	1.5969		0.1332	0.4095	0.2181	140	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	3.35	1.29	0.00610130	0.0020406
2*	1.0253	0.8255	0.1536	0.3989	0.2054	180	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	2.15	1.27	0.00620982	0.0020769
2	1.0501		0.1274	0.4132	0.2068	180	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	2.21	1.30	0.00606825	0.0020295
1/0	0.6939	1.0109	0.1359	0.4076	0.1957	230	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	1.46	1.29	0.00611657	0.0020457
2/0	0.5561	1.1354	0.1554	0.3983	0.1831	270	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	1.17	1.27	0.00621900	0.0020799
3/0	0.4498	1.2751	0.1829	0.3859	0.1846	300	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	0.94	1.24	0.00634783	0.0021230
4/0	0.3679	1.43	0.2481	0.361	0.1113	340	0.2858	1.7945	0.3312	0.1944	467,00	69	1	0.77	1.45	0.00650462	0.0022089
266,8	0.2187	1.6078	0.2085	0.3138	0.1736	460	0.2858	1.7945	0.3312	0.1944	467,00	69	1	0.46	1.35	0.00645565	0.0021591
300	0.2125	1.7272	0.2254	0.2846	0.1701	490	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	0.45	1.03	0.00770029	0.0025754
477	0.1342	2.1793	0.8839	0.2672	0.159	670	0.2858	1.7945	0.2038	0.1944	467,00	69	1	0.28	0.99	0.00794299	0.0026565
	0.1736																

Fuente: Software Redlin 2.2

En la Tabla 14 podemos apreciar los parámetros eléctricos de la Línea Guanujo-Simiatug con diferentes conductores.

Tabla 14: Parámetros eléctricos LST Guanujo_Simiatug con diferentes conductores

Línea de subtransmisión	Calibre	VLL	Long.	R1,2	X1,2	Line Charging	R1,2 Pu	X1,2 Pu
Guanujo Simiatug	300	69	26,68	11,91	27,48	0,20544376	0,11910	0,27480
Guanujo Simiatug	266,8	69	26,68	12,26	36,14	0,17223662	0,12257	0,36143
Guanujo Simiatug	3/0	69	26,68	25,18	33,16	0,16936000	0,25175	0,33155
Guanujo Simiatug	2	69	26,68	58,85	34,69	0,16190086	0,58847	0,34688
Guanujo Simiatug	4	69	26,68	89,49	34,48	0,16278258	0,89489	0,34479

ra: de tablas electric utility engineering reference book volume 3 distribution systems pg. 534
re: se calcula de acuerdo a la fórmula $re = 0.004764 * f$ donde f es la frecuencia
xe: se calcula de acuerdo a la fórmula $xe = 0.006985 * f + \log 4665600p / f$ donde p es la resistividad y f, frecuencia

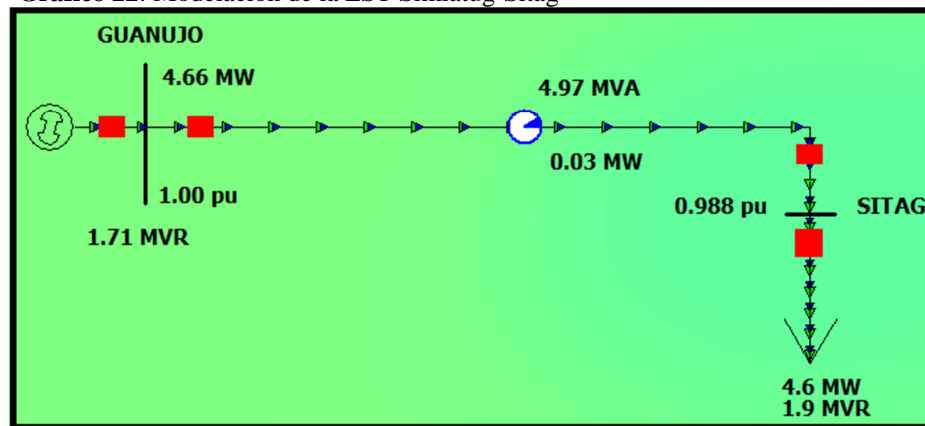
Fuente: Software Redlin 2.2.

En la Tabla 14 se observa que a mayor calibre se tiene una mayor resistencia y mayor reactancia inductiva, con lo que se confirma que la resistencia del conductor varía con el tipo de material y la sección del mismo, mientras que la reactancia inductiva depende del calibre del conductor relacionado con el radio medio geométrico y la separación de los conductores relacionado con las distancias de los brazos de la torre.

Pérdidas de potencia y Porcentaje de regulación

Para determinar las pérdidas de potencia y las caídas de voltaje que se tendrá en la línea de subtransmisión Guanujo Simiatug, se ha modelado la misma en el software libre Power World, como se observa en la Gráfico 22

Gráfico 22: Modelación de la LST Simiatug-Sitag



Fuente: Software Powerworld

Dónde:

MVR =MVA_r

Del flujo de potencia a demanda máxima de 5 MVA, considerado se tienen los valores que se presentan en el Tabla 14, donde se puede determinar que las pérdidas que se tendrán son de 0,03 MW y 0,11 MVA_r, y que la cargabilidad de la línea es del 9,2 %

Tabla 15 Reporte del flujo de potencia

Transmission Line Information for Area 1-1				
From GUANUJO	To SITAG	MVA	% Loaded	Loss-MW
1	2	5.0	9.2	0.03

Fuente: Software Powerworld

Además se determina que la regulación de voltaje en las barras de la subestación Sitag será un voltaje de 0,988 Pu, equivalente a 68.172 V, y corresponde al 1,2 % de la caída de voltaje a demanda máxima, lo que se indica en el Tabla 15.

Tabla 16: Reporte de caída de voltaje

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)
1	GUANUJO	1	Yes	Default	100.000	69.000
2	SITAG	1	Yes	Default	0.98756	68.142

Fuente: Software Powerworld

$$\Delta V = \frac{V_{Guanujo} - V_{sitag}}{V_{Guanujo}} * 100\% \quad (\text{Ecuación 37})$$

$$\Delta V = \frac{69 \text{ kV} - 68.172}{69 \text{ kV}} * 100\%$$

$$\Delta v = 1,2 \%$$

Diseño mecánico

Estados a considerar

Según las normas del ex INECEL para líneas de subtransmisión a 69 KV, se definen dos zonas que son:

- **Zona I:** Que corresponde a la parte baja del territorio nacional hasta una altura de 1000 m.s.n.m.
- **Zona II:** Que corresponde básicamente a la meseta andina y comprende terrenos desde los 1.000 hasta los 3.500 m.s.n.m.

De acuerdo con esta clasificación, la línea de subtransmisión Guanujo - Simiatug, se ubica en la zona II, por lo tanto el estudio se realizará con los parámetros definidos exclusivamente para este tipo de zona.

De acuerdo a las normas del ex INECEL, para el cálculo mecánico se consideran los siguientes estados climatológicos:

Estado I.- Este estado corresponde a la mínima temperatura, define la flecha mínima y una de las condiciones para definir la tensión máxima de los conductores y cables de guarda. Las condiciones para el cálculo son:

- Zona: II
- Temperatura: 5° C
- Viento: 0 km/h

Para este estado, se recomienda que la tensión mecánica del conductor no exceda el 33% de la tensión de rotura, en tanto que para el cable de guarda la tensión máxima debe ser máxima del 30% de la tensión de rotura. Estos aspectos deberán ser verificados en los resultados que se obtengan del cálculo mecánico, al aplicar la ecuación de cambio de estado.

Estado II.- Define una condición de máxima carga mecánica de los conductores y cable de guarda; pero no asegura una condición de flecha máxima. Las condiciones para el cálculo mecánico son:

- Zona: II
- Temperatura: 15° C
- Viento: 90 km/h

Los porcentajes de las tensiones máximas admisibles, son iguales a las señaladas en el estado I.

Estado III.- Corresponde a la condición de operación normal de la línea, conocido como el estado de todos los días o "EDS" (EVERY DAY STREETS). Es el que define las tensiones y flechas normales, tanto para los conductores de fase como para el cable de guarda. Las condiciones que se aplican para el cálculo son:

- Zona: II
- Temperatura: 25° C
- Viento: 0 km/h

Para la aplicación de la ecuación de cambio de estado para el cálculo de tensiones, se establece al estado III como de condiciones iniciales, con lo que se llegan a determinar los valores para el resto de estados.

Estado IV.- Define la flecha máxima y tensión mínima de los conductores y cables de guarda, corresponde a la máxima temperatura. Las condiciones de cálculo para este estado son:

- Zona: II
- Temperatura: 60° C
- Viento: 0 km/h

De acuerdo con esta clasificación, la línea de subtransmisión Guanajuato - Simiatug, se ubica en la zona II, por lo tanto el estudio se realizará con los parámetros definidos exclusivamente para este tipo de zona, además para este proyecto, la tensión mecánica de partida en el estado III (EDS), se establece para los conductores en el 20% de la tensión de rotura.

Cálculo mecánico de los conductores y cable de guarda (opgw)

Los conductores y cable de guarda (OPGW) a utilizar en la construcción de la línea de subtransmisión Guanajuato-Simiatug, cambian el valor de la tensión horizontal de acuerdo a las condiciones de temperatura y viento, comportamiento que es evaluado por medio de la ecuación de cambio de estado, que confronta dos fenómenos físicos de dilatación térmica y comportamiento elástico que se dan en los conductores.

Para el cálculo de las tensiones mecánicas y flechas a los que están sometidos los conductores y cables de guarda, se utiliza la ecuación de cambio de estado, la cual viene expresada por la siguiente fórmula:

$$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0 \quad \text{(Ecuación 38)}$$

De donde K_1 y K_2 vienen dados por las siguientes expresiones:

$$K_1 = ES\alpha(t_2 - t_1) - T_1 + \frac{V^2 P_1^2 SE}{24T_1^2} \quad \text{(Ecuación 39)}$$

$$K_2 = \frac{V^2 P_2^2 SE}{24} \quad \text{(Ecuación 40)}$$

Dónde:

K_1 = Condiciones iniciales.

K_2 = Condiciones Finales.

T_2 = Tensión mecánica final del conductor (kg)

T_1 = Tensión mecánica inicial del conductor (kg)

E = Módulo de elasticidad (kg/mm²)

S = Área de la sección transversal del conductor (mm²)

α = Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)

t_1 = Temperatura inicial del conductor (°C)

t_2 = Temperatura final del conductor (°C)

V = Vano (m)

P_1 = Peso del conductor (kg/m)

P_2 = Peso del conductor más la carga de viento o hielo (kg/m)

El método para el cálculo de la ecuación de cambio de estado utilizado es el de Newton Rhapsion, en donde:

$$X_{i+1} = X_i - \frac{f(X_i)}{f'(X_i)} \quad \text{(Ecuación 41)}$$

Es decir que:

$$X_{i+1} - X_i = \frac{X_i^3 + K_1 X_i^2 - K_2}{3X_i^2 + 2K_1 X_i} = \Delta X$$

La solución de la ecuación es X_{i+1} npre que $\Delta X < 10^{-3}$

Tomando como condiciones iniciales a las correspondientes al estado III (EDS), se calculan los valores de tensiones finales para los restantes estados para los conductores y cable de guarda, considerando los vanos reguladores correspondientes a los distintos tramos del proyecto. Los valores se indican en la tabla del Anexo 4.

Las flechas de los conductores y cable de guarda se determinan mediante la siguiente fórmula:

$$f = a \left(\cosh \frac{V}{2a} - 1 \right) \quad \text{(Ecuación 42)}$$

De donde:

f = flecha del conductor (m)

V = Longitud del vano en metros ($x/2$)

a = Parámetro de la línea en metros

$$a = \frac{T}{P} \quad \text{(Ecuación 43)}$$

T = Tensión a la que está sometido el conductor (kg)

P = Peso del conductor (kg/m)

Los resultados del cálculo de flechas para los diferentes estados se indican en el Anexo 4.

Condiciones a las que están expuestas las Estructuras.-

Las estructuras están expuestas a cargas transversales, verticales y longitudinales, las que se detallan a continuación:

Cargas transversales:

Las cargas transversales que intervienen en la Línea son las siguientes, las mismas que se observa en el Anexo 4.

Presión del viento:

Esta línea está diseñada para soportar presiones producidas por vientos cuya velocidad no superen los 90 km/hora, conforme lo exigen las Normas del ex INECEL para la Zona II, que es donde se desarrolla esta línea.

La presión del viento sobre los conductores, cable de guarda y la estructura viene dada por la siguiente fórmula:

$$p_v = K v^2 \quad \text{(Ecuación 44)}$$

Dónde:

p_v = Presión del viento en kg/m^2

v = Velocidad del viento en km/h.

K = Constante que depende de la forma de la superficie expuesta al viento.

$K = 0,0048$ para superficies cilíndricas

$K = 0,0076$ para superficies planas.

La carga que debe soportar la estructura está dada por la siguiente fórmula:

$$T_v = p_v L_v \phi \quad \text{(Ecuación 45)}$$

T_v = Carga sobre la estructura debida al viento (Kg)

p_v = Presión del viento sobre el conductor (Kg/m^2)

L_v = Longitud del vano viento (m), que es igual a la semisuma de los vanos adyacentes.

ϕ = diámetro del conductor (m).

Carga angular:

Si una estructura se encuentra en un ángulo de línea, tendrá una carga debido a la tensión mecánica del conductor que es igual a:

$$T = 2T_0 \text{sen} \frac{\alpha}{2} \quad \text{(Ecuación 46)}$$

Dónde:

T_0 = Tensión de tendido del conductor.

α = ángulo de la línea.

Cargas verticales:

Las estructuras estarán soportando el peso de los conductores y cable de guarda y de los aisladores y herrajes, siendo igual a:

$$V = P_o L_p + V_1 + V_2 \quad \text{(Ecuación 47)}$$

P_o = Peso del conductor por unidad de longitud (m)

L_p = Longitud del conductor comprendido entre los puntos más bajos de los vanos adyacentes a la estructura. Este es el llamado vano peso en metros.

V_1 = Peso de los aisladores (kg)

V_2 = Peso de los herrajes y amortiguadores (kg)

Cargas longitudinales:

Estas cargas se deben a los comportamientos elásticos de los conductores y sus propiedades de dilatación térmica.

Su valor está determinado de acuerdo a la diferencia de longitudes de los vanos adyacentes a la estructura. Esto es, si los vanos adyacentes son iguales, no existirá carga longitudinal; pero si son diferentes, a medida que cambie la temperatura del conductor, la estructura deberá soportar un desequilibrio longitudinal. Para obtener los valores de estas cargas mecánicas se requiere resolver la ecuación de cambio de estado para distintas temperaturas.

Cargas eventuales:

a. Sobrecarga vertical: Considerando las actividades de montaje y mantenimiento, las estructuras se han diseñado para que una cruceta pueda soportar adicionalmente a las cargas verticales, el peso del conductor correspondiente a su peso.

b.- Rotura del conductor: Las estructuras de retención están diseñadas para que las crucetas soporten en el caso de una eventual rotura del conductor, es decir que deberá soportar una carga longitudinal correspondiente a la tensión mecánica máxima del conductor.

Todos estas cargas podemos observar en el Anexo 4, la cual corresponde a tensiones mecánicas del conductor.

Factores de seguridad

Para el diseño mecánico de las torres metálicas autosoportantes a instalar en la línea, a las cargas descritas anteriormente se aplican los siguientes factores de seguridad los mismos que fueron tomando de la Normas del Ex Inecel para Líneas de Subtransmisión de 69 kV.

Para cargas debidas al viento:	1,5
Para cargas normales debido al ángulo y al peso:	1,4
Para cargas eventuales:	1,2

Distancia entre fases.-

La distancia mínima admisible entre fases en el centro del vano se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$D_{ff} = k\sqrt{f + L_c} + \frac{kV}{150\delta} \quad \text{(Ecuación 48)}$$

Dónde:

D_{ff} = Distancia horizontal entre fases (m)

$k = 0,75$ para separación vertical

$0,65$ para separación horizontal

f = Flecha del conductor en metros calculada a 60° C de temperatura y sin viento, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura.

L_c = longitud de la cadena de aisladores en metros, en caso de anclaje $L_c = 0$

kV = Voltaje entre fases (kV).

δ = densidad relativa del aire.

La flecha se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$f = a\left(\cosh\left(\frac{x}{2a}\right) - 1\right) \quad \text{(Ecuación 49)}$$

Dónde:

a = parámetro de ubicación

x = longitud del vano

Todos estos cálculos se observa en el Anexo 6 que corresponde al Cálculo de Cargas Mecánicas.

Angulo de la cadena.-

Es el ángulo de desviación de la cadena (ϕ) y se calcula sólo para las estructuras de suspensión con cadenas de aisladores y no para las estructuras de retención o anclaje.

Para las estructuras utilizadas en este proyecto, dicho ángulo viene dado por la siguiente fórmula:

$$\tan \phi = \frac{2T \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) + V_m P_h}{V_g P + \frac{P_c}{2}} \quad \text{(Ecuación 50)}$$

Dónde:

ϕ = Ángulo de desviación de la cadena, grados

T = Tensión en kg correspondiente al vano regulador al cual pertenece la estructura, en el estado I.

α = Ángulo de la línea, grados

V_m = Vano medio en m.

P_h = $P_v * d$ en kg./m, en donde:

P_v = Presión del viento sobre el conductor en kg/m^2

d = Diámetro del conductor en m.

V_g = Vano gravante en m.

P = Peso unitario del conductor en kg/m

P_c = Peso de la cadena de aisladores en kg

Cuando el valor de este ángulo, sea tal que la distancia a masa sea inferior a 48 cm., en la condición más desfavorable, se tiene que cambiar de estructura a una estructura tipo retención.

Los resultados obtenidos con vientos de 90 km/H, se lo presenta en el Anexo 4, y fueron calculados mediante el software REDLIN 2.2.

Distancia del conductor a la estructura

La distancia mínima de los conductores a la estructura, tomando en consideración el ángulo de la cadena, se determina por:

$$D_c = 0.1 + \frac{V_{ff}}{150} \quad \text{(Ecuación 51)}$$

En donde V_{ff} es la tensión nominal entre fases en kV

Esta condición exige un ángulo máximo admisible de desviación transversal, que se limita por la distancia de seguridad, esto podemos observarlo en el Anexo 9.

Elección de estructuras

Se puede decir que la estructura es adecuada, cuando ésta ofrezca la resistencia mecánica apropiada, las separaciones entre conductores y la distancia libre al suelo del conductor inferior requeridas, para el conductor y vano dados y, cuando los aisladores escogidos provean el aislamiento más correcto.

Estructuras metálicas reticuladas (torres)

Los tipos de estructuras metálicas autosoportantes (torres) usadas para este tipo de línea, se consideran los siguientes:

Suspensión pesada (SL).- Para sitios en donde el ángulo de deflexión no sea superior a 2° .

Anclaje liviano (AL).- Para ser usada en sitios donde el ángulo de deflexión de la línea está entre 7° y 25° .

Anclaje pesado (AP).- Para ser usada en sitios donde el ángulo de deflexión de la línea es mayor a 25° .

La definición del tipo de estructuras es determinada por los siguientes parámetros:

- Vano viento
- Vano peso
- Vano adyacente
- Ángulo de la línea
- Ángulo de inclinación de la cadena.

En base a lo indicado, se procedió a la selección de los tipos de estructuras (torres) a utilizar en la línea Guanujo-Simiatug, determinando el uso de las indicadas en los planos del Anexo 10. En las tablas del Anexo 6, se indica las cargas a las que están sometidas cada uno de los tipos de estructuras.

En el Anexo 10 se incluyen los planos de la geometría de las estructuras metálicas a utilizar y de las cargas que deben soportar. Para la elaboración del presupuesto, el rubro para las torres metálicas incluye el diseño mecánico, construcción y montaje, que deberá considerar el constructor de la línea. Adicionalmente, el constructor deberá realizar el diseño definitivo de las fundiciones para las torres metálicas, cuya cimentación se sugiere sea del tipo “pila” para las que sujetarán los cables que cruzan el río Daule y tipo monobloque para las demás torres, utilizando para el efecto es estudio de mecánica de suelos realizado para el presente proyecto.

Las estructuras metálicas serán reticuladas de acero con perfiles de espesor mínimo de 4mm, los que serán galvanizados por inmersión en caliente. Los elementos serán remachados o atornillados, no podrán realizarse taladros sobre flancos de perfiles de una anchura inferior a 35 mm. Para el caso de los perfiles de la base de la estructura que se prolonguen dentro del terreno sin recubrimiento de hormigón el espesor de los perfiles enterrados no será menor de 6mm. Los tornillos y/o remaches deben ser de diámetro mínimo de 12mm.

Localización de estructuras de soporte.

Distancias de seguridad

La altura de las estructuras y su ubicación, será la necesaria para que los conductores con su máxima flecha vertical, no puedan ser accesibles sin medios especiales desde el suelo, viviendas ni otros lugares generalmente accesibles a las personas; es decir, que se debe cumplir con las distancias mínimas de seguridad, siendo las que a continuación se detallan.

Para la determinación de las distancias de seguridad se considera la zona 2, por cuanto el recorrido de la línea es sobre terrenos que están a alturas superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Distancias mínimas del conductor al suelo

La distancia mínima del conductor al suelo viene determinado por:

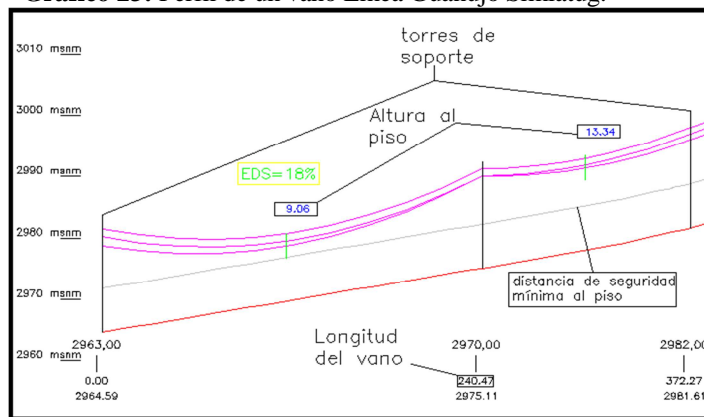
$$D_s = 6 + \frac{V_{ff}}{150} \quad \text{(Ecuación 52)}$$

Dónde:

D_s = Distancia mínima al suelo

V_{ff} = Voltaje entre fases (69 kV)

Para el presente proyecto se ha considerado que la altura de las estructuras sea la necesaria para que los conductores con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima de 7.70m, como se puede observar en la Grafico 23 , un extracto del perfil de la línea en estudio.

Gráfico 23: Perfil de un vano Línea Guanajujo Simiatug.

Fuente: Software REDLIN 2.2.

Distancias mínimas en cruces con líneas existentes

La línea de menor tensión será considerada de baja tensión, es decir que la línea de subtransmisión a 69 kV deberá pasar siempre por encima de los alimentadores primarios.

La distancia mínima viene dado por la fórmula: $d_m = 1,5 + (V_{ff}/150)$, en donde V_{ff} es la tensión nominal en kV de la línea inferior, sin embargo para este proyecto las distancias verticales mínimas admisibles en cruces con las líneas a 13,8 kV se han establecido en 3 m.

Se considera que la línea inferior está a la temperatura ambiente y para la línea a 69 kV (superior), la flecha máxima final corresponde a la condición de transmisión de la potencia de emergencia de la línea.

La mínima distancia vertical entre los conductores de ambas líneas en las condiciones más desfavorables, no debe ser menor a:

$$1,5 + (V + L_1 + L_2)/150 \quad [m] \quad \text{(Ecuación 53)}$$

Dónde:

V es la tensión nominal en kV de la línea superior.

L_1 es la longitud en metros, entre el punto de cruce y la línea más próxima de la estructura superior.

L_2 es la longitud en metros desde el punto de cruce a la línea más próxima de la estructura inferior.

En el anexo 8: “Perfil de la Línea Guanajujo-Simiatug” se presenta en todo el recorrido la distancia del conductor más bajo al suelo, dicho perfil fue determinado mediante el software REDLIN 2.2.

Faja de Servidumbre

La zona de servidumbre o zona de seguridad eléctrica de una línea de transmisión, es una franja de terreno que se deja a lo largo de la línea para garantizar que bajo ninguna circunstancia se presenten accidentes con personas o animales, haciéndose necesaria y obligatoria su delimitación. Como se detalla continuación:

1. Desbroce: Corresponde al contratista determinar los árboles que se deben tumbar, cortar o quemar dentro de la zona de desbroce, dicha determinación está sujeta a revisión y aprobación por parte de la Fiscalización.
2. Eliminación y control de vegetación: Para este efecto se ha utilizado un compuesto químico llamado TORDON 101, pero debido a su costo elevado, en muchos casos se emplea KEREX en 2 aplicaciones con intervalo de 4 meses, la una de la otra.
3. Cultivos: En lugares en los cuales existen plantaciones frutales agroindustriales, para el desbroce se utilizan métodos que minimicen los daños, permitiéndose la siembra de especies cuya altura en edad adulta garantice poder mantener una distancia aceptable de la línea. Para cultivos que no sobrepasen de 3 metros de altura, no hay restricciones para realizar la siembra dentro de la faja de servidumbre.
4. Construcciones: Por razones de seguridad, se considera que las construcciones no deben quedar dentro de los límites de la faja de servidumbre. En casos en los cuales las construcciones deben ser reubicadas.

Localización de estructuras en el plano.

Para la localización de las estructuras en el perfil, se dibujan las plantillas en base a la ecuación de la catenaria anteriormente indicada, luego se pasa sobre el perfil con el objeto de realizar la distribución de las mismas.

Las plantillas se elaboran para cada vano regulador, considerando la máxima flecha que puede tomar el conductor (curva máxima), que corresponde al estado IV, con lo cual se definirá la altura mínima que quedará entre el conductor y el suelo.

Una vez ubicados todos los puntos de apoyo, con el objeto de determinar que no se tengan tiros hacia arriba en las estructuras ubicadas en las partes bajas del perfil, se elabora la curva de mínima flecha o curva fría, correspondiente a las condiciones del estado I, la cual se coloca entre cada tres apoyos (dos vanos) y se verifica que esta curva no esté sobre el apoyo intermedio.

En los planos del Anexo 8 se muestran las estructuras en planta con la ubicación georreferenciada en el sistema WGS84, y en los planos del Anexo 9, se muestra la distribución de las estructuras en el perfil.

Alturas de localización.

Como altura de localización, se puede definir a la altura desde el nivel del suelo hasta el punto de amarre del conductor de la fase más baja, en el Anexo 3: “Tabla de ubicación de estructuras”, también se presenta las “APA”, (altura al punto de amarre) de cada una de las estructuras.

Vanos medio, gravante y regulador

Vano Medio.-

Es la media aritmética de los vanos adyacentes, y se calcula por:

$$V_m = \frac{V_a + V_b}{2} \quad \text{(Ecuación 54)}$$

Dónde:

V_m = Vano medio (m)

V_a = Vano anterior (m)

V_b = Vano posterior (m)

Vano Regulador

En un tramo, las cadenas de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensado, por las diferentes longitudes, desniveles y cambios de temperatura de sus diferentes vanos. Por esto, se admite las tensiones de los conductores iguales en todos los vanos, al de un vano teórico que se conoce como "Vano Regulador".

La tabla de regulación se calcula de tal manera que la tensión de los cables sea uniforme a lo largo del tramo. Este vano regulador viene dado por la expresión:

$$V_r = \sqrt{\frac{\sum_1^n V_n^3}{\sum_1^n V}} \quad \text{(Ecuación 55)}$$

Dónde:

V_r = Vano Regulador.

$\sum_1^n V_n^3$ = Sumatoria Vano Promedio

$$\sum_1^n V = \text{Sumatoria Vano M\u00e1ximo}$$

En el Anexo 5, se muestran los valores de los vanos: peso, viento y regulador calculados mediante el software REDLIN 2.2, as\u00ed como las tensiones mec\u00e1nicas de los mismos.

Vano Gravante o Vano Peso

Es la longitud del vano considerada para determinar la acci\u00f3n del peso que los cables transmiten al apoyo, y representa la distancia vertical que hay entre los v\u00e9rtices de las catenarias de los vanos contiguos al apoyo.

El vano gravante para estructuras de suspensi\u00f3n se calcula mediante:

$$V_g = V_m + P \left(\frac{H_a}{V_a} + \frac{H_b}{V_b} \right) \quad \text{(Ecuaci\u00f3n 56)}$$

D\u00f3nde:

V_g = Vano gravante.

V_m = Vano medio.

P = Par\u00e1metro en fr\u00edo del tramo.

H_a = Diferencia de altura entre los puntos de amarre del conductor de la estructura y su contigua anterior.

H_b = Diferencia de altura entre los puntos de amarre del conductor de la estructura y su contigua posterior.

Para estructuras de retenci\u00f3n y terminales, se deben considerar los vanos gravantes hacia adelante y atr\u00e1s:

$$V_{ga} = \frac{V_a}{2} + P_a \left(\frac{H_a}{V_a} \right) \quad \text{(Ecuaci\u00f3n 57)}$$

$$V_{gb} = \frac{V_b}{2} + P_b \left(\frac{H_b}{V_b} \right) \quad \text{(Ecuaci\u00f3n 58)}$$

$$V_g = V_{ga} + V_{gb} \quad \text{(Ecuaci\u00f3n 59)}$$

Dónde:

Vga = Vano atrás.

Vgb = Vano adelante.

Vg = Vano gravante total.

Los cálculos de todos estos vanos podemos observarlo en el Anexo Nro. 5.

Verificación de los límites de utilización

Verificación del Ángulo de la Cadena en Estructuras de Suspensión.-

Aquí se verifica que con el ángulo de oscilación de la cadena de aisladores calculado en el Anexo 5 se garantiza una distancia del conductor a la estructura mayor a 56 cm, que la distancia mínima para el nivel de 69 kV.

Verificación de Separación entre Conductores y el Cable de Guarda.-

En el Anexo 5 se indican los valores calculados de las distancias de separación entre conductores de fase y entre el conductor superior con el cable de guarda, en donde se determina que es inferior a las distancia que se tiene entre las estructuras a utilizarse, es decir que en todos los casos se cumple con las distancias mínimas de separación.

Verificación de las Distancias de Seguridad

Como ya se ha indicado, en el presente trabajo se respetarán distancias de seguridad al suelo mínimas de 7.70 m., las cuales según el tipo de estructura y la plantilla usada se mantienen.

En su trayecto, se producen cruces con alimentadores a 13,8 kV; observando los planos de perfil longitudinal que se detalla en el Anexo 9, se verifica que se cumplen las distancias de seguridad hacia cada uno de estos puntos.

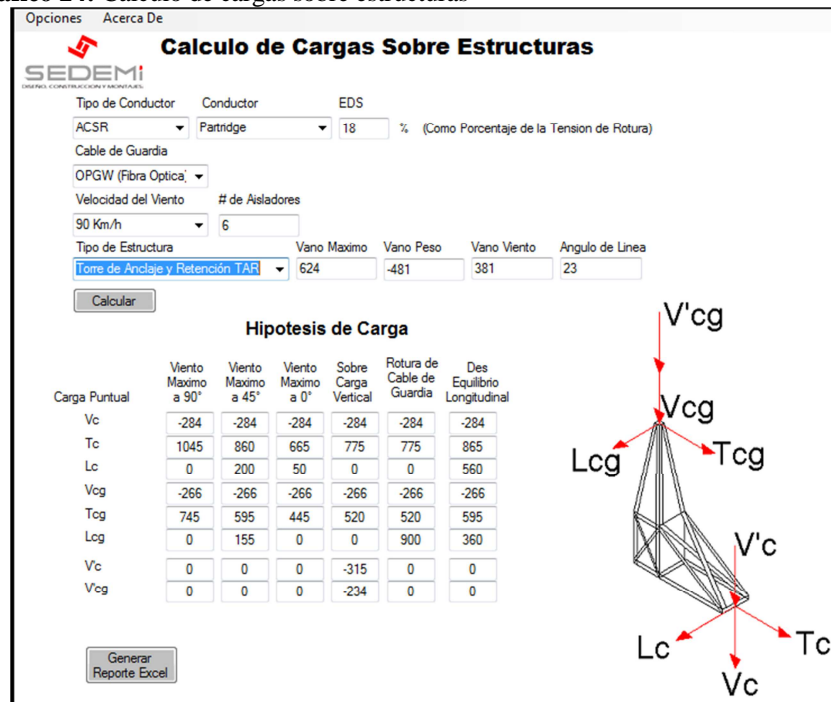
Cálculo de tensiones mecánicas y flechas para tendido

En base a los vanos reguladores, se procedió a calcular las tensiones mecánicas y flechas para el tendido de conductores. El cálculo se realizó para diferentes temperaturas y los resultados se indican en los cuadros del Anexo 7.

Diagrama de cargas para estructuras metálicas

Para cada uno de los tipos de estructuras metálicas a utilizarse en esta línea se procedió a calcular mediante el software facilitado por la empresa constructora SEDEMI, cuya pantalla de datos se muestra en la Gráfico 24.

Gráfico 24: Cálculo de cargas sobre estructuras



Fuente: Software SEDEMI

Los datos calculados son, las cargas verticales, transversales y longitudinales a las que estarán sometidas, como se observa en el Gráfico 24: tomando en cuenta las siguientes hipótesis:

Hipótesis Normal: Viento máximo a 90°

Hipótesis Normal: Viento máximo a 45°

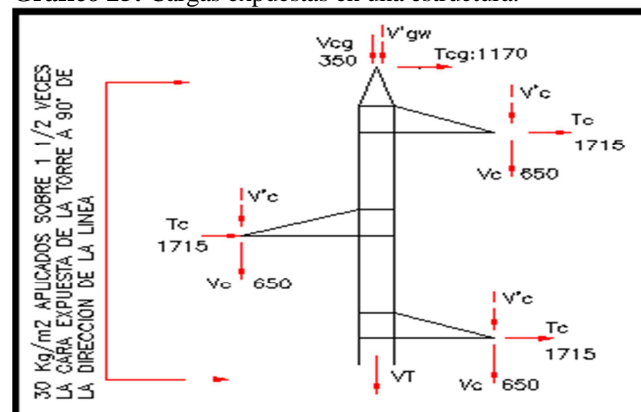
Hipótesis Normal: Viento máximo a 0°

Hipótesis: Sobrecarga vertical

Hipótesis: Rotura de cable de guardia

Hipótesis: Desequilibrio longitudinal

Gráfico 25: Cargas expuestas en una estructura.



Fuente: Estructuras tipo para la Línea Guanujo-Simiatug Cnel-Ep

Los resultados se indican en el Anexo 6. Estas cargas deben ser consideradas por el fabricante de las estructuras metálicas.

Cálculo puesta a tierra

Resistividad del suelo

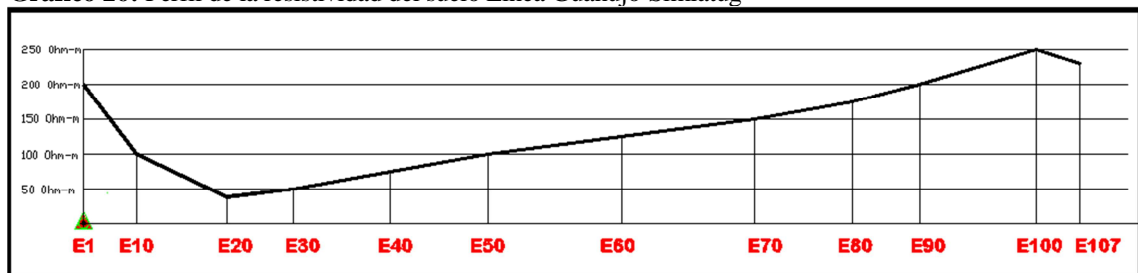
Las propiedades eléctricas del suelo son de interés e importancia para el presente trabajo, tal es el caso de la resistividad, factor determinante en la resistencia de cualquier electrodo a tierra. Es también de interés el estudio de la resistividad del mismo y la forma en que esta cambia, con el propósito de obtener la información necesaria de la naturaleza del subsuelo.

Los principales factores que determinan la resistividad del suelo son:

- Tipo de suelo.
- Composición química de las sales disueltas.
- Contenido de humedad.
- Efecto de la temperatura.
- Tamaño y distribución del grano del material.
- Compactación y Presión.

Para el diseño de la puesta a tierra, se efectuaron doce mediciones de la resistividad a lo largo del eje de la línea, obteniéndose de esta forma una gráfica de la resistividad del terreno en función de la distancia, que se muestra en la Gráfico 26.

Gráfico 26: Perfil de la resistividad del suelo Línea Guanujo-Simiatug



Fuente: Trabajo de Campo Grupo investigador.

Resistencia de puesta a tierra

La estructura física de los electrodos de una toma a tierra puede presentar diferentes configuraciones, según sea el caso. Puede constar de una placa enterrada o una varilla hincada en el terreno, o de un conjunto de varillas enterradas e hincadas en el terreno. Los conductores de conexión a tierra serán de cobre desnudo, semiduro, calibre No. 2 AWG.

De acuerdo con las normas IEC60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, IEEE Std 81-1983 y NTC 4552, se debe limitar la resistencia de puesta a tierra a 20 Ω como máximo. Para lograr tal

objetivo, y debido a los diferentes valores de la resistividad del terreno, se utilizará las diferentes disposiciones de toma a tierra, para conseguir dicha resistencia exigida por la norma.

Tipos y cálculo de la puesta a tierra

Los tipos más utilizados de puesta a tierra son:

- Varillas verticales.
- Contrapeso o antena.
- Varilla verticales y malla con conductor de cobre.

Se seleccionó el tipo de puesta a tierra de varillas verticales, de acuerdo al valor obtenido de resistividad durante las mediciones realizadas.

Varillas verticales

El valor de la resistencia de puesta a tierra está dada por:

$$R = \frac{\sigma}{2\pi L} \ln \frac{2L}{A} \quad \text{(Ecuación 60)}$$

Siendo:

R = Resistencia de puesta a tierra en ohmios (Ω)

σ = Resistividad en ohmios - m ($\Omega \cdot m$)

L = Longitud de la varilla en m.

A = Radio equivalente de la varilla en m.

En las siguientes figuras se presentan las diferentes combinaciones que se van a implementar atendiendo a los diferentes tramos como se observa en la Tabla 17.

Una sola varilla:

$$A = a \quad \text{(Ecuación 61)}$$

Dos varillas:

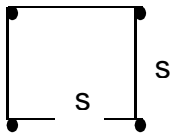


$$A = \sqrt{as} \quad \text{(Ecuación 62)}$$

Tres varillas:



$$A = \sqrt[3]{as^2} \quad \text{(Ecuación 6)}$$

Cuatro varillas:**(Ecuación 64)**

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2}as^3}$$

$$A = \sqrt[n]{aS_{12}S_{14}S_{42}\dots\dots S_{1n}}$$

a = radio de cada varilla (m).

A = radio equivalente de las varillas en m.

s = separación entre varillas en m.

Los datos de la resistividad del suelo fueron proporcionados por la CENEL EP BOLIVAR y el sistema de varillas a aplicar podemos apreciarlo en la Tabla 17.

El conductor a utilizarse para este sistema de puesta a tierra es cable Nro. 8 AWG grado HS hecho de alambre de sección circular formador de una combinación de cobre y acero, enterrado a una profundidad no menor a 50 cm, como lo especifica la norma para Puestas a Tierra del EX INECEL. La superficie del alambre es suave y sin impurezas.

Configuración en Anillo (malla)

Válida para una profundidad mayor a 0,5 metros de ubicación de las varillas.

$$R = \frac{\sigma}{6.6D} \ln \frac{4D}{r}$$

(Ecuación 66)

Siendo:

D = Diámetro del anillo (m)

r = Radio del conductor del anillo (m)

Para este tipo de puesta a tierra se utilizará conductor de cobre desnudo, 7 hilos, calibre 2/0 AGW, enterrado a una profundidad no menor a 50 cm, como se observa a continuación en la Tabla 17.

Sistema de puesta a tierra a utilizar

El cable de guarda y las estructuras serán puestas a tierra, para lo cual se utilizará conductor de cobre desnudo, semiduro, calibre No. 2 AWG, varillas copperweld de 2,40 m de longitud por 5/8" de diámetro.

El conductor de cobre desnudo será de 7 hilos, tipo semi duro, calibre # 2 AWG, será fabricado en base a las normas ASTM B2, B3 y B8 o similares.

Las varillas copperweld estarán protegidas contra la oxidación por una capa exterior de cobre permanentemente fundida al alma de acero de 254 micras de espesor; el conductor de cobre se acoplará a las varillas mediante el uso de suelda exotérmica tipo cadweld plus 45 según la norma de la Ex Inecel para Puestas a Tierra.

Se deberá verificar que la resistencia de puesta a tierra a pie de cada estructura, utilizando los materiales indicados, no sobrepase el valor de 20 ohmios. De requerirse, en la construcción se podrá incrementar el número de varillas, si es que la resistividad es muy elevada o en su defecto se pueden agregar productos químicos.

En la Tabla 17 se presenta los valores calculados de resistencia de puesta a tierra para diferentes valores de resistividad determinados a lo largo de la línea, seleccionando para su instalación, el sistema que resulte un valor menor a 20 ohmios.

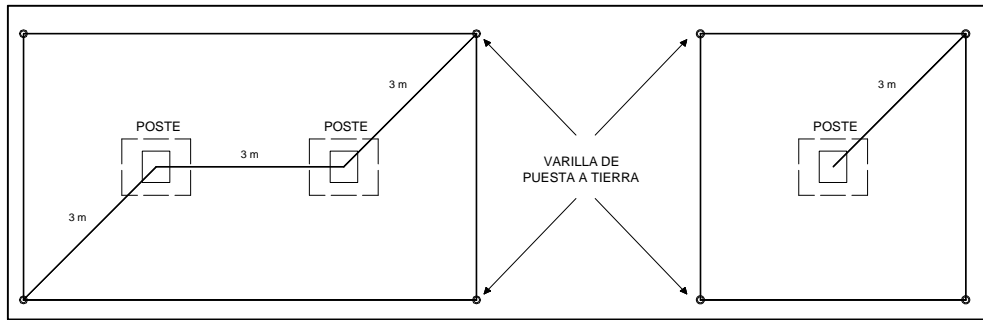
Tabla 17: Cálculo de la resistencia de la puesta a tierra.

No. De estructura	EST. TIPO	RESISTIV. (ohmios - m)	CALCULO RESIT. PUESTA A TIERRA				SISTEMA A APLICAR
			1 VAR.	2 VAR.	3 VAR.	4 VAR.	
1	TAR	200.00	60.21	31.14	21.45	15.70	4 varillas
10	TSL	100.00	30.10	15.57	10.73	7.85	2 varillas
20	TSP	37.85	11.39	5.89	4.06	2.97	1 varilla
30	TSP	50.00	15.05	7.79	5.36	3.93	1 varilla
40	TSL	75.00	22.58	11.68	8.04	5.89	2 varillas
50	TAR	100.00	30.10	15.57	10.73	7.85	2 varillas
60	TSP	125.00	37.63	19.46	13.41	9.82	2 varillas
70	A10	150.00	45.16	23.36	16.09	11.78	3 varillas
80	TSL	175.00	52.68	27.25	18.77	13.74	3 varillas
90	TSL	200.00	60.21	31.14	21.45	15.70	4 varillas
100	TSP	250.00	75.26	38.93	26.82	19.63	4 varillas
107	TAR	230.00	63,2	32,14	24,34	18,97	4 varillas

Fuente: Postulantes

Disposición de las varillas Tipo T4V para postes

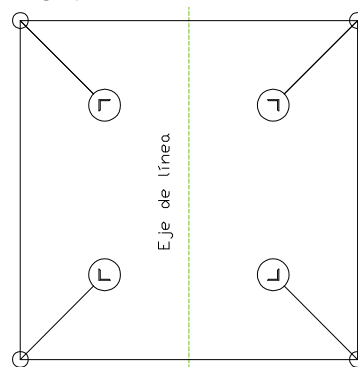
En el Gráfico 27 podemos observar la Puesta a Tierra para las estructuras RH1-G y S1-G

Gráfico 27: Puesta a tierra para las estructuras RH1-G y S1-G

Fuente: Ex Inecel

Disposición de las varillas Tipo T4V para torres

En el Gráfico 28 se aprecia la Puesta a Tierra para las torres A30, A60, T2C y T2CD

Gráfico 28: Puesta a tierra para las torres A30, A60, T2C y T2CD.

Fuente: Ex Inecel.

En la Tabla 17 se detalla la disposición para cuatro varillas.

Tabla 18: Disposición cuatro varillas

CUATRO VARILLAS con malla		
$81 \leq \rho \leq 200 \Omega \cdot m$		
Longitud de cable cobre	Varillas de puesta a tierra	Uniones cable - varilla y cable - cable
40 m	4	Exotérmica

Fuente: Sistemas De Puesta a Tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF

$$R = 0.443 \cdot \rho \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{A}} + \frac{1}{L} \right) \quad \text{(Ecuación 67)}$$

Dónde:

ρ = Resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$

A = Área total de la malla en metros

L = Longitud total del conductor en metros

Los Resultados podemos observarlos en la Tabla 17 que corresponde al cálculo de la resistencia de la Puesta a Tierra en este caso de cuatro varillas.

12. IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)

IMPACTOS TÉCNICOS

- Mejorará la calidad y continuidad del servicio eléctrico.
- Reducción de pérdidas Técnicas.
- Permitirá el crecimiento industrial en la zona

IMPACTOS SOCIALES

- Mejorará la calidad de vida de los usuarios.
- Creará nuevas fuentes de empleo temporal y permanente.

IMPACTOS AMBIENTALES

- No existe impacto ambiental negativo por cuanto la línea recorre por sectores rurales en donde existes cultivos de poca altura y en el caso de existir alguna afectación el constructor deberá tomar medidas de mitigación de acuerdo a las disposiciones del departamento ambiental de la CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS BOLIVAR.

IMPACTOS ECONOMICOS

- Dinamizara la economía de la zona en un inicio por el efecto de la construcción de la Línea y posteriormente porque ya no existirá restricción en la demanda.

A continuación se adjunta en la Tabla 19 el cálculo de Pérdidas Anual, valores que fueron proporcionados por la CNEL Bolívar referente al año 20015, el precio del kWh a nivel de subtransmisión fue adquirido de la Agencia de Regulación y Control de Energía de la sección precios referenciales.

Tabla 19 Calculo de Pérdidas Anual.

Sistema Eléctrico de Subtransmisión CNEL BOLÍVAR	
Pérdidas de Energía en Líneas de Subtransmisión Año 2015	233,31 MWh 23331 kWh
Costo del kWh en Subtransmisión.	0.12 dólares
Pérdidas Anual	27997,2 dólares

Fuente: CNEL Bolívar.

13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO

El costo total del proyecto está considerado los siguientes rubros, que incluyen la mano de obra:

- Suministro de torres
- Conductores y cable de guarda
- Accesorios, herrajes
- Vías de acceso
- Desbroce

El Presupuesto total del Proyecto se observa a continuación en la tabla 20:

Tabla 20: Presupuesto

Item	Descripción	Un.	Precio Unitario USD	Cantidad	Precio Total USD
1.0	OBRAS CIVILES				381.670,32
1.1	Replanteo de estructuras	U	40,17	107	4.298,19
1.2	Desbroce, Desbosque y Limpieza - (Incluye remoción y transporte a escombreras)	km	458,33	0,30	137,50
1.3	Excavación manual para postes y torres metálicas (material sin clasificar)	m3	10,95	107,00	1.171,77
1.4	Desalojo de material sobrante	m3	6,62	1.050,00	6.954,74
1.5	Relleno compactado con material de mejoramiento	m3	33,60	-	0,00
1.6	Hormigón simple f'c=210 kg/cm2	m3	225,85	1.600,00	361.357,15
1.7	Acero de refuerzo f'y= 4200 Kg/cm2	Kg	2,89	1.400,00	4.041,58
1.8	Apertura de caminos de acceso	Km	741,88	5,00	3.709,39
2.0	SUMINISTRO Y MONTAJE ELECTROMECÁNICO DE LA LINEA				2.361.045,63
2.1	Estructura tipo SU-1-G	U	1.996,91	86	171.734,37
2.2	Estructura tipo RU-1-G	U	3.984,52	8	31.876,17
2.3	Estructura tipo TU-1-G	U	1.238,16	0	0,00
2.4	Estructura tipo AU-1-30°-G	U	1.175,28	11	12.928,07
2.5	Estructura tipo AU-1-60°-G	U	21,36		0,00
2.6	Estructura tipo AU-1-90°-G	U	18.923,67	0	0,00
2.7	Estructura tipo TU-1-G + SU-1-G	U	3.141,41	0	0,00
2.8	Conjunto de doble retención (aisladores y accesorios) para torres metálicas	U	2.008,08	9	18.072,73
2.9	Conjunto de suspensión (aisladores y accesorios) para torres metálicas	U	917,51	4	3.670,03
2.10	Tensor a tierra simple (TT)	U	231,70	0	0,00
2.11	Tensor a tierra doble (TTD)	U	374,48	0	0,00
2.12	Puesta a tierra con una varilla Copperweld	U	157,50	2	315,00
2.13	Puesta a tierra con dos varillas Copperweld	U	252,93	4	1.011,72
2.14	Puesta a tierra con tres varillas Copperweld	U	354,15	2	708,31
2.15	Puesta a tierra con cuatro varillas Copperweld	U	437,99	104	45.551,30
2.16	Conductor desnudo de aluminio ACSR 266.8 MCM, 26/7	km	6.478,55	86,00	557.155,24
2.17	Cable OPGW de 24 fibras tipo ITU-T-G 652	km	7.118,52	28,70	204.301,53
2.18	Cable de fibra óptica tipo antioedores	km	4.511,62	0,00	0,00
2.19	Poste rectangular de H°A° de 16.5 m, 1600 kg de carga de rotura	Km	1.435,98	0,00	0,00
2.20	Poste rectangular de H°A° de 16.5 m, 2500 kg de carga de rotura	Km	1.580,08	0,00	0,00
2.21	Poste rectangular de H°A° de 19 m, 1600 kg de carga de rotura	U	1.910,61	0	0,00
2.22	Poste rectangular de H°A° de 19 m, 2500 kg de carga de rotura	U	2.094,01	0	0,00
2.23	Poste rectangular de H°A° de 21 m, 1600 kg de carga de rotura	U	2.124,24	0	0,00
2.24	Poste rectangular de H°A° de 21 m, 2500 kg de carga de rotura	U	2.268,34	0	0,00
2.25	Poste rectangular de H°A° de 23 m, 1600 kg de carga de rotura	U	2.518,27	0	0,00
2.26	Poste rectangular de H°A° de 23 m, 2500 kg de carga de rotura	U	2.688,57	0	0,00
2.27	Torre metálica reticulada autosoportante	U	4,74	267.500	1.268.826,72
2.28	Amortiguador para conductor ACSR 266.8 MCM	U	43,03	276	11.876,18
2.29	Amortiguador para cable OPGW	U	36,48	92	3.356,13
2.30	Caja de empalme para cable OPGW y fusión de fibras	U	724,86	4	2.899,44
2.31	Distribuidor óptico (ODF)	U	579,94	4	2.319,78
2.32	Señal de peligro	U	82,33	107	8.809,27
2.33	Señal de numeración	U	32,55	107	3.482,81
2.34	Baliza	U	172,95	24	4.150,82
2.35	Retiro de poste rectangular de H°A° de 11 y 12 m de alimentadores primarios	U	197,52	0	0,00
2.36	Desarmado de estructura en 3F existente en M. T. y armado en postes de L/S/T	U	282,66	0	0,00
2.37	Desmontaje y montaje de conductores de MT 3F exist. para tendido L/S/T	U	661,68	0	0,00
2.38	Adecuación de tensores a postes de líneas de subtransmisión	U	147,88	0	0,00
2.41	Pruebas de funcionamiento	U	8.000,00	1	8.000,00
SUBTOTAL, OBRAS CIVILES Y SUMINISTRO Y MONTAJE ELECTROMECANICO DE LAS L/S/T A 69 kV GUANUJO-SIMIATUG					2.742.715,94
FISCALIZACIÓN		U	109.388,64	1	109.388,64
COSTO TOTAL DE CONSTRUCCION DE LAS L/S/T A 69 kV GUANUJO-SIMIATUG					2.852.104,58

Fuente: Postulantes.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El trabajo de campo permite mediante el levantamiento topográfico utilizando equipos GPS, en primera instancia determinar el perfil del terreno, para posteriormente mediante el uso del software REDLIN 2.2 determinar la ruta definitiva y el perfil de la línea.
- El calibre determinado por capacidad de conducción y por caída de voltaje ($2.070\% \Delta V$) es mucho menor al seleccionado para el diseño definitivo, esto se debe a que a futuro se considera el incremento de potencia en la subestación Sitag. Con lo que se obtiene un alto rendimiento de la línea.
- El cálculo de la flecha y las tensiones máximas que soportan los cables permitió ubicar de manera óptima las torres y de la misma manera definir las distancias mínimas al suelo, las que en ningún vano supera la distancia de seguridad.
- La resistividad del suelo no tienen variaciones bruscas por lo que se concluye que son suelos similares a lo largo del trayecto, lo que permite tener un solo diseño de puesta a tierra en cada una de las torres.
- En el presente diseño se selecciona el conductor Partridge 266.8 MCM, pero también existe la posibilidad de escoger un conductor más liviano como el tipo ACAR, que permitiría aumentar los vanos con las mismas solicitaciones eléctricas y mecánicas.
- Para la elaboración del presupuesto es necesario revisar de las normas del Ex Inecel y adaptar a los requerimientos del software por lo que se escogió aisladores de porcelana, 6 para las estructuras tangentes y siete para retenida y angulares, esto atendiendo a las sugerencias de los especialistas en Líneas de Transmisión.
- La altura de las torres varían entre 20 y 22 m de acuerdo a la topografía del terreno y a las solicitaciones de altura por la flecha y la distancia de los vanos.
- El cálculo del flujo de Potencia a demanda máxima (5MVA), determina que las pérdidas que se tendrán son de 0,03 MW Y 0,11 MVar.

Recomendaciones

- Para la selección de los aisladores se considera un solo nivel isoceraúnico medio, ya que no existe un estudio sobre el tema, por lo que es recomendable hacer un estudio más profundo, así como el nivel de contaminación ambiental real.
- Realizar las mediciones de la resistencia a tierra del pie de torre al momento que se realice la construcción de la misma.
- Al iniciar la construcción es necesario realizar pruebas de galvanizado, pero es recomendable que cada cierto periodo de tiempo se realice un mantenimiento de las torres en lo referente a una limpieza de aisladores, revisión de pernos, condición del galvanizado.
- Usar del software REDLIN 2.2 que junto al software Topomagic y al RED CAD TRIAL 1.6 son herramientas poderosas que permiten diseñar una línea de transmisión de manera rápida y eficiente.

15. BIBLIOGRAFIA

- Arias, J. (Junio 2011). Proyectos de Normalización para Diseños de Líneas de Transmisión Aéreas, Director: MSc Raúl Canelos. Escuela Politécnica Nacional, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Quito, (Pág.144)
- Almeida, D. (Enero 2015). Diseño y Construcción de la Línea de Subtransmisión Subterránea a 69 Kv., desde la S/E ZPF en el bloque 18 hasta la S/E El Vergel, para Petroamazonas E.P, Director: Ing. Eléc. Fausto Avilés. Escuela Politécnica Nacional, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Quito, (pág. 22).
- Bautista, J. (2001). Líneas de Transmisión de Potencia (1ra. Ed). Lima Perú: Pre Edición.
- Cueva, L. (Marzo 2002).Diseño de la línea de 69 KV desde la subestación Cayambe a la subestación La Esperanza, Director: Ing. Eléc. Milton Toapanta. Escuela Politécnica Nacional, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.Quito (pag.26).
- Checa, L. (1988). Líneas de Transporte de Energía. (3ª. ed.). España: Marcombo.
- Gonzales, F. (2007, mayo). Elementos de Líneas de Transmisión Aérea.
- Jiménez, O., Catu, V., Conde, A. (2006). Líneas de Transmisión y distribución de energía eléctrica. México: Ciudad Universitaria, San Nicolás de los Garza Nuevo León.
- Mejía. A (2010). Análisis Técnico Y Económico de la Repotenciación de Líneas Aéreas de Alta Tensión en un Sistema de Subtransmisión, Universidad Tecnológica de Pereira. Bogotá (Pag.66)
- Mujal, R. (2002). Tecnología Eléctrica (2da. ed). Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya.
- Rivadeneira, E. (Mayo 2013). Estudio y Diseño de Líneas de Subtransmisión a 69 kV, Director: PhD. Alberto Sánchez. Universidad San Francisco de Quito, Colegio de Ciencias e Ingeniería Politécnico. Quito(Pág. 50)

Santander, L. (Diciembre 2015). Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión incluyendo compensación distribuida, Director: Dr. Cesar Camacho, Universidad Nacional Autónoma, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, México (Pág. 28).

INECEL, II Estructuras tipo para líneas de subtransmisión a 69kV, Asociación de Escuela de Ingeniería Eléctrica, 1985.

16. Anexos

ANEXOS

Anexo 1: Coordenadas de las estructuras.

ESTRUCTURA	X	Y	ALTURA	DISTANCIA
1	721542,12	9828305,09	2963	0
2	721491,701	9828540,69	2970	241,04
3	721464,247	9828669,31	2982	132,06
4	721437,2	9828793,59	2997	128,07
5	721381,071	9828955,87	3024	173,83
6	721339,41	9829077,77	3043	130,21
7	721233,937	9829128,82	3043	117,18
8	721128,624	9829184,31	3027	120,11
9	720754,443	9829368,6	3001	417,91
10	720699,154	9829396,79	3001	62,06
11	720577,13	9829457,48	2976	138,56
12	720238,74	9829690,3	2964	410,92
13	720154,742	9829760,12	2958	109,39
14	719927,3	9829950,12	2930,08	297,67
15	719962,991	9830102,8	2925	156,88
16	719997,991	9830254,5	2930	155,77
17	720128,615	9830825,69	2980	588,07
18	720172,115	9831016,92	3017	199,57
19	720228,704	9831263,77	3043	254,58
20	720291,861	9831537,56	3100	286,71
21	720385,565	9831944,45	3182	425,51
22	720411,321	9832063,97	3224,704	129,51
23	720399,81	9832117,04	3218	54,72
24	720370,696	9832218,5	3224	105,73
25	720334,064	9832356,96	3252	145,93
26	720299,531	9832487,39	3269	136
27	720244,939	9832698,07	3278	217,83
28	720225,752	9832768,53	3271	73,36
29	720206,876	9832839,34	3257	74,61
30	720061,654	9833388,31	3212	569,63
31	720038,859	9833477,75	3213	92,3
32	719927,572	9833897,67	3202	434,55
33	719902,604	9833993,03	3203	98,58
34	719787,41	9834429,28	3208	451,23
35	719592,83	9834672,74	3202	311,72
36	719381,392	9834937,39	3234	340,25
37	719350,285	9834976,02	3249	51,81
38	719105,653	9835283,02	3181	398,39
39	718804,48	9835659,37	3234	484,93
40	718727,25	9835755,78	3244	123,93
41	718664,482	9835835,67	3236	101,91
42	718443,007	9836112,8	3216	355,32
43	718252,038	9836351,04	3204	305,56
44	718161,833	9836464,77	3186	146,27
45	718035,435	9836622,31	3194	202,14
46	717936,707	9836746,04	3208	158,91
47	717862,007	9836839,89	3242,463	124,8
48	717845,067	9836895,26	3241	57,93
49	717683,394	9837423,75	3240,29	552,66
50	717635,744	9838227,96	3262,27	805,92
51	717640,467	9838355,35	3279,195	128,6
52	717665,32	9839030,05	3289,464	675,23
53	717688,759	9839671,74	3307,739	642,38
54	717691,184	9839736,1	3300,798	64,78
55	717702,392	9840029,29	3261,663	296

56	717717,901	9840455,32	3298,213	427,87
57	717725,721	9840664,76	3332,841	212,43
58	717730,745	9840801,83	3320,23	137,74
59	718136,151	9841637,32	3445,048	937
60	718003,185	9841363,17	3420,818	305,66
61	718349,866	9842076,08	3544,84	802,38
62	718420,693	9842223,36	3581,336	167,45
63	718444,64	9842272,66	3583,984	54,87
64	718499,224	9842384,63	3570,262	125,32
65	718706,807	9842809,93	3572,247	473,27
66	718741,842	9842884,96	3575,565	82,88
67	718912,736	9843408,64	3582,012	550,89
68	718959,333	9843550,15	3578,557	149,03
69	719320,581	9844656,61	3657,102	1166,59
70	719402,944	9844909,78	3623,824	268,3
71	719523,64	9845179,12	3593,777	296,67
72	719590,034	9845331,44	3596,214	166,18
73	719756,586	9845709,49	3617,949	413,69
74	719930,061	9846101,91	3689,182	434,92
75	720155,036	9846611,95	3788,988	566,32
76	720265,876	9846729,69	3809,218	162,96
77	720375,106	9846845,71	3829,07	160,59
78	720478,308	9846955,35	3859,727	153,66
79	720657,453	9847145,67	3897,548	264,09
80	720791,76	9847287,41	3917,675	196,3
81	720884,313	9847386,68	3920,352	135,75
82	721107,105	9847654,95	3913,088	348,8
83	721166,006	9847725,98	3911,938	92,28
84	721263,769	9847843,63	3904,581	153,14
85	721510,043	9848139,81	3939,571	386,78
86	721576,886	9848220,57	3957,305	106,32
87	721798,908	9848487,99	3991,662	349,27
88	721902,046	9848613,21	4013,806	163,73
89	721970,454	9848651,25	4012,795	78,28
90	722017,033	9848749,22	3994,095	110,08
91	722069,924	9848872,92	3961,959	138,31
92	722208,017	9849180,07	3897,432	342,89
93	722276,559	9849331,58	3883,95	166,84
94	722436,768	9849690,09	3869,31	392,96
95	722485,774	9849798,46	3862,825	119,11
96	722930,627	9850786,9	3712,283	1094,34
97	723046,972	9851045,84	3688,95	284,83
98	723218,682	9851430,15	3688,65	420,93
99	723345,367	9851712,43	3707,329	309,97
100	723380,987	9851791,91	3708,343	87,1
101	723514,877	9852089,17	3715,321	326,1
102	723620,568	9852324,49	3732,891	258,56
103	723697,928	9852497,07	3757,977	190,78
104	723732,227	9852576,01	3764,174	86,3
105	723772,183	9852662,72	3775,143	96,1
106	723861,735	9852858,93	3801,132	217,24
107	723898,245	9852943,05	3811,94	92,33

Fuente: Postulantes.

Anexo 2: Materiales por estructuras.

Rubro: Acero de refuerzo f'y= 4200 Kg/cm2					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Acero de refuerzo	Kg	1,05	1,75	1,84
2	Alambre galvanizado No. 18	kg	0,05	2,39	0,12
3	Separadores y espaciadores metálicos	Kg	0,01	0,99	0,01
TOTAL (A)					1,97
Rubro: Estructura tipo AU-1-30°-G					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Adaptador Y "CLEVIS BALL" de acero galvanizado	u	3	11,00	33,00
2	Adaptador "U" grillete de acero galvanizado con pasador	u	1	8,50	8,50
4	Aislador porcelana tipo suspensión, ANSI 52-3	u	18	22,00	396,00
14	Conjunto de suspensión para cable OPGW	u	1	125,00	125,00
17	Grapa de suspensión de aluminio para conductor	u	3	35,00	105,00
23	Perno ojo de hierro galvanizado de 3/4 x 14"	u	1	14,00	14,00
33	Varilla armar preform. para cond. ACAR 500 MCM	u	3	24,00	72,00
58	Bastidor angular de 19 mm	U	3	15,00	45,00
TOTAL (A)					798,50
Rubro: Estructura tipo AU-1-60°-G					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Adaptador Y "CLEVIS BALL" de acero galvanizado	u	3	11,00	33,00
2	Adaptador "U" grillete de acero galvanizado con pasador	u	1	8,50	8,50
4	Aislador porcelana tipo suspensión, ANSI 52-3	u	18	22,00	396,00
14	Conjunto de suspensión para cable OPGW	u	1	125,00	125,00
17	Grapa de suspensión de aluminio para conductor	u	3	35,00	105,00
22	Perno ojo de hierro galvanizado de 3/4 x 12"	u	2	13,00	26,00
23	Perno ojo de hierro galvanizado de 3/4 x 14"	u	2	14,00	28,00
33	Varilla armar preform. para cond. ACAR 500 MCM	u	3	24,00	72,00
TOTAL (A)					793,50
Rubro: Estructura tipo AU-1-90°-G					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Adaptador Y "CLEVIS BALL" de acero galvanizado	u	6	11,00	66,00
2	Adaptador "U" grillete de acero galvanizado con pasador	u	2	8,50	17,00
3	Aislador de porcelana tipo line post para 69 KV	u	36	355,00	12.780,00
4	Aislador porcelana tipo suspensión, ANSI 52-3	u	3	22,00	66,00
8	Conector ranuras paralelas cond. ACAR 500 MCM	u	1	25,00	25,00
15	Conjunto de retención pasante para cable OPGW.	u	6	160,00	960,00
16	Grapa de retención para conductor de aluminio	u	4	65,00	260,00
18	Grapa de suspensión para aislador LINE POST	u	4	35,00	140,00
22					
TOTAL (A)					14.314,00

Rubro: Conjunto de doble retención (aisladores y accesorios) para torres metálicas					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Adaptador Y "CLEVIS BALL" de acero galvanizado	u	6	11,00	66,00
2	Adaptador "U" grillete de acero galvanizado con pasador	u	2	8,50	17,00
4	Aislador porcelana tipo suspensión, ANSI 52-3	u	36	22,00	792,00
8	Conector ranuras paralelas cond. ACAR 500 MCM	u	3	25,00	75,00
15	Conjunto de retención pasante para cable OPGW.	u	1	160,00	160,00
16	Grapa de retención para conductor de aluminio	u	6	65,00	390,00
TOTAL (A)					1.500,00
Rubro: Conjunto de suspensión (aisladores y accesorios) para torres metálicas					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Adaptador Y "CLEVIS BALL" de acero galvanizado	u	3	11,00	33,00
2	Adaptador "U" grillete de acero galvanizado con pasador	u	1	8,50	8,50
4	Aislador porcelana tipo suspensión, ANSI 52-3	u	18	22,00	396,00
14	Conjunto de suspensión para cable OPGW	u	1	125,00	125,00
17	Grapa de suspensión de aluminio para conductor	u	3	35,00	105,00
TOTAL (A)					667,50
Rubro: Puesta a tierra con una varilla Copperweld					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
7	Cable copperweld 3 x N° 8	m	10	3,20	32,00
9	Conector ranuras paralelas para cond. hasta 1/0 AWG	u	2	6,00	12,00
34	Varilla de copperweld de 3/4" x 12" de longitud	u	1	25,00	25,00
35	Suelda exotérmica cadweld	u	1	7,00	7,00
TOTAL (A)					76,00
Rubro: Puesta a tierra con dos varillas Copperweld					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
7	Cable copperweld 3 x N° 8	m	20	3,20	64,00
9	Conector ranuras paralelas para cond. hasta 1/0 AWG	u	2	6,00	12,00
34	Varilla de copperweld de 3/4" x 12" de longitud	u	2	25,00	50,00
35	Suelda exotérmica cadweld	u	2	7,00	14,00
TOTAL (A)					140,00
Rubro: Puesta a tierra con tres varillas Copperweld					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
7	Cable copperweld 3 x N° 8	m	30	3,20	96,00
9	Conector ranuras paralelas para cond. hasta 1/0 AWG	u	2	6,00	12,00
34	Varilla de copperweld de 3/4" x 12" de longitud	u	3	25,00	75,00
35	Suelda exotérmica cadweld	u	3	7,00	21,00
TOTAL (A)					204,00

Rubro: Puesta a tierra con cuatro varillas Copperweld					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
7	Cable copperweld 3 x N° 8	m	40	3,20	128,00
9	Conector ranuras paralelas para cond. hasta 1/0 AWG	u	2	6,00	12,00
34	Varilla de copperweld de 3/4" x 12" de longitud	u	4	25,00	100,00
35	Suelda exotérmica cadweld	u	4	7,00	28,00
TOTAL (A)					268,00
Rubro: Conductor desnudo de aluminio ACSR 266,8 MCM, 26/7					UNIDAD: km
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
44	Conductor desnudo de aluminio ACSR 266,8 MCM, 26/7	km	1	3.950,00	3.950,00
46	Varilla empal. para conductor tipo ACSR 266,8 MCM	u	1	30,00	30,00
TOTAL (A)					3.980,00
(B)	MANO DE OBRA	NUMERO DE PERSONAS	SALARIO REAL (DIA)	RENDIMIEN. DIA	COSTO TOTAL
1	Jefe de cuadrilla	1	21,70	2,00	10,85
2	Liniero	2	20,65	2,00	20,65
3	Ayudante de liniero	4	20,45	2,00	40,90
4	Peón	10	20,45	2,00	102,25
5	Chofer de camioneta	2	30,24	2,00	30,24
6	Chofer de camión	2	31,26	2,00	31,26
TOTAL (B)					236,15
Rubro: Cable OPGW de 24 fibras tipo ITU-T-G 652					UNIDAD: km
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
45	Cable OPGW de 24 fibras tipo ITU-T-G 652	km	1	4.490,00	4.490,00
TOTAL (A)					4.490,00
Rubro: Torre metálica reticulada autosoportante					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Perfilería y accesorios de acero galvanizado para estructuras metálicas para línea a 69 kV	Kg	1,00	2,65	2,65
TOTAL (A)					2,65
Rubro: Amortiguador para conductor ACAR 500 MCM					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
47	Amortiguador STOCKBRIDGE para conductor	u	1	20,00	20,00
TOTAL (A)					20,00
Rubro: Amortiguador para cable OPGW					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
48	Amortiguador STOCKBRIDGE para cable OPGW	u	1	15,00	15,00
TOTAL (A)					15,00

Rubro: Caja de empalme para cable OPGW y fusión de fibras					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
49	Caja de empalme para cable OPGW	u	1	200,00	200,00
56	Cruceta (bobina) para escolta de cables OPGW	U	1	45,00	45,00
TOTAL (A)					245,00
Rubro: Distribuidor óptico (ODF)					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
55	Distribuidor óptico (ODF)	U	1	250,00	250,00
TOTAL (A)					250,00
Rubro: Señal de peligro					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
50	Señal de peligro	u	1	50,00	50,00
TOTAL (A)					50,00
Rubro: Señal de numeración					UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
51	Señal de numeración	u	1	12,00	12,00
TOTAL (A)					12,00
(B)	MANO DE OBRA	NUMERO DE PERSONAS	SALARIO REAL (DIA)	RENDIMIEN. DIA	COSTO TOTAL
1	Jefe de cuadrilla	1	21,70	12,00	1,81
2	Liniero	1	20,65	12,00	1,72
3	Ayudante de liniero	1	20,45	12,00	1,70
4	Peón	1	20,45	12,00	1,70
5	Chofer de camioneta	1	30,24	12,00	2,52
TOTAL (B)					9,46
(C)	EQUIPO	CANTIDAD	COSTO DIA	RENDIMIENTO DIA)	COSTO TOTAL
1	Herramienta menor (5% mano obra)				0,47
2	Camioneta	1	35,00	12,00	2,92
TOTAL (C)					3,39

(D)	COSTO UNITARIO DIRECTO (A+B+C)			24,85
I	(E) DIRECCION TECNICA	10,00% (D)		2,48
N	(F) GASTOS ADMINISTRATIVOS	5,00% (D)		1,24
D	(G) IMPREVISTOS	3,00% (D)		0,75
I	(H) UTILIDAD	10,00% (D)		2,48
R	(I) GASTOS FINANCIEROS Y GARANTIAS	2,00% (D)		0,50
E	(J) IMPUESTOS Y OTROS	1,00% (D)		0,25
C				
TOTAL COSTOS INDIRECTOS				7,70
PRECIO UNITARIO TOTAL \$:				32,55
PRECIO ADOPTADO \$:				32,55
Rubro: Baliza				UNIDAD: U
(A)	MATERIALES:	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
52	Baliza	u	1	110,00
TOTAL (A)				110,00

Fuente: Postulantes.

Anexo 3: Ubicación de estructuras.

ESTRUCTURA			ABSCISA	COTA	DIFERENCIA COTA TERRENO	APA	Vano adelante	VANO MEDIO	diferencia de cota al APA	Vano Peso (m)	Angulo de Deflexión	Angulo de cadena	Pesas	Amortiguador/ase/vano
N°	VERTICE No.	TIPO	MTS		MTS	MTS	MTS							
S/E		S/E	0,0	2970,0	0,00	12,00	30,00	15	0,5					
1	V1	TAR	0,0	2963,0	-7,00	12,50	241,00	121	-21,8	294		23,3		2
2		TSL	241,0	2970,0	7,00	12,50	132,00	187	-4,2	130		40,7	50,0	2
3		TSL	373,0	2982,0	12,00	12,50	127,00	130	18,9	77		71,6		2
4	V2	A10	500,0	2997,0	15,00	12,50	172,00	150	-6,8	171	6°52'02"	40,7		2
5		TSL	672,0	3024,0	27,00	12,50	129,00	151	-22,2	293		28,4		2
6	V3	A60	801,0	3043,0	19,00	12,50	117,00	123	-4,4	69	44°31'55"	55,1		2
7		TSL	918,0	3043,0	0,00	12,50	119,00	118	-9,5	82		50,4		2
8		TSP	1037,0	3001,0	-42,00	12,50	417,00	268	117,8	51		75,2		2
9		TSP	1454,0	3001,0	0,00	12,50	62,00	240	14,3	813				2
10		TSL	1516,0	3001,0	0,00	12,50	136,00	99	78,2	-887		-7,7		2
11	V4	A10	1652,0	2976,0	-25,00	12,50	411,00	274	56,6	449	8°03'01"	33,6		2
12	V5	TSP	2063,0	2964,0	-12,00	12,50	109,00	260	64,0	430	5°12'11"	25,1	100,0	2
13		TSL	2172,0	2958,0	-6,00	12,50	296,00	203	4,1	353	63°01'25"	39,7		2
14	V6	TAR	2468,0	2930,0	-28,00	12,50	157,00	227	15,4	147		55,9		2
15		TSL	2625,0	2995,0	65,00	12,50	156,00	157	-58,2	625		15,5		2
16		TSP	2781,0	2930,0	-65,00	12,50	586,00	371	-24,2	190		62,9		2
17		TSP	3367,0	2980,0	50,00	12,50	196,00	391	-198,1	944		25,0		2
18		TSL	3563,0	3017,0	37,00	12,50	253,00	225	4,1	-640		-31,5	100,0	2
19		TSL	3816,0	3043,0	26,00	12,50	281,00	267	-179,1	1.066		22,4		2
20		TSP	4097,0	3100,0	57,00	12,50	418,00	350	-34,5	-136		-88,1	50,0	2
21		TSP	4515,0	3182,0	82,00	18,50	122,00	270	-90,0	576		27,4		2
22	V7	A30	4637,0	3224,0	42,00	15,50	55,00	89	-45,0	59	27°40'25"			4
23		TSL	4692,0	3218,0	-6,00	18,50	106,00	81	-89,0	98		35,9		4
24		TSL	4798,0	3224,0	6,00	15,50	143,00	125	-71,7	148				4
25		TSL	4941,0	3252,0	28,00	18,50	135,00	139	-73,7	270		28,3		4
26		TSL	5076,0	3269,0	17,00	12,50	218,00	177	-271,6	416		24,6		4
27		TSL	5294,0	3278,0	9,00	12,50	73,00	146	25,0	-574				4
28		TSL	5367,0	3271,0	-7,00	12,50	73,00	73	33,0	-206		-25,9		4
29		TSP	5440,0	3257,0	-14,00	12,50	568,00	321	-104,1	762		30,2		4
30		TSP	6008,0	3212,0	-45,00	12,50	92,00	330	-59,5	432		39,6		4
31		TSL	6100,0	3213,0	1,00	12,50	434,00	263	16,1	176		55,8		4
32		TSL	6534,0	3202,0	-11,00	15,50	99,00	267	-144,7	583				4
33		TSP	6633,0	3203,0	1,00	12,50	451,00	275	-41,8	-227		-58,5		4
34	V8	A30	7084,0	3208,0	5,00	12,50	312,00	382	-13,0	399	23°50'18"	45,9		4
35		TSL	7396,0	3202,0	-6,00	15,50	339,00	326	58,7	-91		72,0	100,0	4
36		TSL	7735,0	3234,0	32,00	12,50	50,00	195	27,9	407		38,2		4
37		TSL	7785,0	3249,0	15,00	12,50	393,00	222	-34,7	518		25,1		4
38		TSL	8178,0	3181,0	-68,00	15,50	482,00	438	81,6	31		73,2	50,0	4
39		TSL	8660,0	3234,0	53,00	15,50	124,00	303	85,5	442		36,7		4
40		TSL	8784,0	3244,0	10,00	12,50	102,00	113	-321,0	1.130				4
41		TSL	8886,0	3236,0	-8,00	18,50	355,00	229	-62,6	-503		-42,6	100,0	4
42		TSL	9241,0	3216,0	-20,00	18,50	305,00	330	-68,6	392		42,2		4
43		TSL	9546,0	3204,0	-12,00	18,50	145,00	225	-76,7	344		34,9		4
44		TSL	9691,0	3186,0	-18,00	12,50	202,00	174	-62,7	80		61,1		4
45		TSL	9893,0	3194,0	8,00	15,50	158,00	180	-11,5	-26		65,2	50,0	4
46		TSL	10051,0	3208,0	14,00	15,50	120,00	139	3,8	122		46,6		4
47	V9	A30	10171,0	3242,0	34,00	12,50	58,00	89	38,4	-119	21°36'19"	88,2	50,0	4
48		TSL	10229,0	3241,0	-1,00	12,50	553,00	306	-81,1	695				4
49	V10	A30	10229,0	3240,0	-1,00	12,50	806,00	432	-88,5	695	13°37'08"			4
50	V11	TAR	11035,0	3262,0	22,00	12,50	127,00	467	-52,8	628	5°30'17"	35,9	50,0	4
51		TSP	11162,0	3279,0	17,00	12,50	675,00	401	-97,3	273		56,9		4
52		TSP	11837,0	3289,0	10,00	12,50	642,00	659	14,8	300		61,1	50,0	4
53		TSP	12479,0	3307,0	18,00	15,50	64,00	353	21,4	601		33,0		4
54		TSL	12543,0	3300,0	-7,00	18,50	293,00	179	15,9	47		69,4		4
55		TSP	12836,0	3261,0	-39,00	15,50	426,00	360	-55,7	586		39,8		4

56		TSP	13262,0	3298,0	37,00	12,50	210,00	318	-14,7	216		56,2		4
57		TSL	13472,0	3332,0	34,00	12,50	137,00	174	-147,1	695		17,7		4
58	V12	A30	13609,0	3320,0	-12,00	12,50	624,00	381	-2,4	-481	23°46'37"			4
59		TSP	14233,0	3420,0	100,00	18,50	305,00	465	-94,5	1.101		25,5		4
60		TSP	14538,0	3445,0	25,00	18,50	488,00	397	-85,1	273		56,6		4
61		TSP	15026,0	3544,0	99,00	12,50	163,00	326	-41,6	326		46,7		4
62		TSL	15189,0	3581,0	37,00	12,50	55,00	109	-39,2	213		27,4		4
63		TSL	15244,0	3583,0	2,00	15,50	125,00	90	-84,6	222		22,5		8
64		TSP	15369,0	3570,0	-13,00	12,50	473,00	299	-87,6	83		71,9		8
65		TSP	15842,0	3572,0	2,00	12,50	83,00	278	-21,3	221		52,1		8
66	V13	A10	15925,0	3575,0	3,00	12,50	551,00	317	-35,0	258	07°48'32"	51,9		8
67		TSP	16476,0	3582,0	7,00	12,50	149,00	350	-22,0	622		31,9		8
68		TAR	16625,0	3578,0	-4,00	18,50	1.164,00	657	17,5	-385		-47,9		8
69		TAR	17789,0	3657,0	79,00	12,50	266,00	715	-119,7	1.790				8
70	V14	A10	18055,0	3623,0	-34,00	12,50	295,00	281	-46,3	27	05°45'22"	70,7		8
71		TSL	18350,0	3593,0	-30,00	12,50	166,00	231	-13,9	167		34,8		8
72		TSP	18516,0	3596,0	3,00	12,50	413,00	290	-1,2	-39		-87,5		8
73		TSP	18929,0	3617,0	21,00	12,50	429,00	421	-7,2	507				8
74		TSP	19358,0	3689,0	72,00	12,50	558,00	494	-8,8	480		30,0		8
75	V15	A30	19916,0	3788,0	99,00	12,50	162,00	360	-10,4	499	19°25'52"	22,1		8
76		TSL	20078,0	3809,0	21,00	12,50	159,00	161	-30,6	381		29,0		8
77		TSL	20237,0	3829,0	20,00	12,50	151,00	155	-3,1	-52		-77,3		8
78		TSL	20388,0	3859,0	30,00	12,50	261,00	206	9,4	209		27,1		8
79		TSL	20649,0	3897,0	38,00	12,50	195,00	228	7,1	181		32,6		8
80		TSL	20844,0	3917,0	20,00	12,50	136,00	166	-15,1	325		15,5		8
81	V16	TSP	20980,0	3920,0	3,00	12,50	349,00	243	-33,4	118	03°35'03"	44,2		8
82		TSP	21329,0	3913,0	-7,00	12,50	92,00	221	0,0	258		24,5		8
83		TSL	21421,0	3911,0	-2,00	12,50	153,00	123	0,0	622		6,4		8
84		TSP	21574,0	3904,0	-7,00	12,50	386,00	270	0,0	-385		-24,5		8
85		TSP	21960,0	3939,0	35,00	12,50	105,00	246	0,0	1.790		4,6		8
86		TSL	22065,0	3957,0	18,00	12,50	348,00	227	0,0	27		66,6		8
87		TSL	22413,0	3991,0	34,00	12,50	162,00	255	0,0	167		37,5		8
88	V17	A30	22575,0	4013,0	22,00	12,50	78,00	120	0,0	-39		-84,1		8
89	V18	A60	22653,0	4012,0	-1,00	12,50	108,00	93	0,0	507		5,9		8
90		TSL	22761,0	3994,0	-18,00	12,50	135,00	122	0,0	480		8,1		8
91		TSL	22896,0	3961,0	-33,00	12,50	335,00	235	0,0	499		14,8		8
92		TSP	23231,0	3897,0	-64,00	12,50	166,00	251	0,0	381		19,9		8
93		TSP	23397,0	3883,0	-14,00	12,50	393,00	280	0,0	-52		-82,9		8
94		TSL	23790,0	3869,0	-14,00	12,50	119,00	256	0,0	209		32,4		8
95		TAR	23909,0	3862,0	-7,00	12,50	1.084,00	602	0,0	181		59,4		8
96		TAR	24993,0	3712,0	-150,00	12,50	284,00	684	0,0	325		48,9		8
97		TSP	25277,0	3688,0	-24,00	12,50	421,00	353	0,0	118		54,7		8
98		TSP	25698,0	3688,0	0,00	12,50	309,00	365	0,0	325		31,4		8
99		TSP	26007,0	3707,0	19,00	12,50	87,00	198	-3,1	480		13,0		8
100		TSP	19916,0	3708,0	19,00	12,50	326,00	442	0,0	499		26,4		8
101		TSL	20078,0	3715,0	-73,00	12,50	258,00	210	0,0	381		16,9		8
102		TSL	20237,0	3732,0	-77,00	12,50	189,00	174	0,0	-52		-78,7		8
103		TSL	20388,0	3757,0	-72,00	12,50	86,00	119	12,5	209		16,4		8
104		TSL	20474,0	3764,0	7,00	12,50	95,00	91	-2,3	6		55,3		8
105		TSL	20569,0	3775,0	11,00	12,50	216,00	156	-22,2	225		55,6		8
106		TSL	20785,0	3801,0	26,00	12,50	92,00	154	-18,3	198		21,9		8
107	V19	TAR	20877,0	3811,0	10,00	12,50	30,00	61	-0,5	-146				8
S/E	PORTICO	S/E	20907,0	3812,0		12,00								

Fuente: Postulantes.

Anexo 4: Calculo de tensiones mecánicas del conductor.

CALCULO DE TENSIONES MECANICAS DEL CONDUCTOR						
Tipo de Conductor:		ACSR			Partridge	
DATOS BASICOS DEL CONDUCTOR						
Calibre	266800		Composición		Al/Ac	26/7
Peso	kg/m	0,5465	Tensión de rotura		kg	5140
Diámetro	m	0,0163	Area total		mm ²	157,24
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	8360,468	Coeficiente de dilatación		1/°c	1,9E-05
Estados de carga	Mínima temperatura	Máxima carga	De todos los días	Máxima temperatura	Zona	SIERRA
Temperatura(°c)	-5	5	25	45	PARAMETRO	FLECHA
Velocidad de viento(km/h)	0	90	0	0		
Porcentaje de la tensión de rotura	29%	29%	18%	18%		
Tensión máximas (kg)	1.491	1.491	925	925		
VANO(m)	Tensión (kg)	Tensión (kg)	Tensión (kg)	Tensión (kg)	m	m
150	5241	4572	925	2487	4550	0,6
200	5176	4570	925	2557	4678	1,1
250	5112	4569	925	2622	4799	1,6
300	5049	4568	925	2684	4911	2,3
350	4987	4567	925	2742	5017	3,1
400	4928	4565	925	2796	5117	3,9
450	4872	4564	925	2847	5210	4,9
500	4818	4563	925	2895	5298	5,9
550	4766	4562	925	2941	5381	7,0
600	4718	4562	925	2983	5459	8,2
650	4672	4561	925	3024	5532	9,5
700	4629	4560	925	3061	5602	10,9
750	4589	4559	925	3097	5667	12,4
800	4551	4559	925	3131	5729	14,0
850	4516	4558	925	3163	5787	15,6
900	4483	4557	925	3193	5843	17,3
950	4452	4557	925	3222	5895	19,1
1000	4423	4556	925	3249	5944	21,0
1050	4396	4556	925	3274	5991	23,0
1100	4371	4555	925	3298	6035	25,1
1150	4347	4555	925	3321	6077	27,2
1200	4326	4554	925	3343	6117	29,4
1250	4305	4554	925	3364	6155	31,7
1300	4286	4553	925	3383	6191	34,1
1350	4268	4553	925	3402	6225	36,6
1400	4251	4553	925	3420	6258	39,2
1450	4235	4552	925	3437	6289	41,8
1500	4220	4552	925	3453	6318	44,5
1550	4207	4552	925	3468	6346	47,3
1600	4193	4552	925	3483	6373	50,2
1650	4181	4551	925	3497	6398	53,2
1700	4169	4551	925	3510	6422	56,2
1750	4159	4551	925	3522	6445	59,4
1800	4148	4551	925	3534	6467	62,6
1850	4138	4550	925	3546	6489	65,9
1900	4129	4550	925	3557	6509	69,3
1950	4121	4550	925	3568	6528	72,8
2000	4112	4550	925	3578	6546	76,4
2050	4104	4550	925	3587	6564	80,0
2100	4097	4550	925	3596	6581	83,8

Fuente: Software SEDEMI

Anexo 5: Vano medio, regular y viento.

N° Est.	Armado Primario	Estructura					
	Principal	Vano Peso (m)	Vano Viento (m)	Vano Regulador (m)	Tipo Soporte	Tipo PAT	
1	TAR	294	186,13	131,8	TORRE	PAT-1C	241,00
2	TSL	130	149,16	171,41	TORRE	PAT-1C	132,00
3	TSL	77	150,22	129,03	TORRE	PAT-1C	127,00
4	A10	171	123,33	117,63	TORRE	PAT-1C	172,00
5	TSL	293	118,32	119	TORRE	PAT-1C	129,00
6	A60	69	267,91	416,81	TORRE	PAT-1C	117,00
7	TSL	82	239,26	61,72	TORRE	PAT-1C	119,00
8	TSP	51	99,06	136,4	TORRE	PAT-1C	417,00
9	TSP	813	260,35	109,34	TORRE	PAT-1C	62,00
10	TSL	-887	147,58	185,82	TORRE	PAT-1C	136,00
11	A10	449	148,01	110,2	TORRE	PAT-1C	411,00
12	TSP	430	133,09	155,98	TORRE	PAT-1C	109,00
13	TSL	353	155,98	155,98	TORRE	PAT-1C	296,00
14	TARE	147	200,72	245,46	TORRE	PAT-1C	157,00
15	TSL	625	292,92	340,38	TORRE	PAT-1C	156,00
16	TSP	190	268,19	196	TORRE	PAT-1C	586,00
17	TSP	944	224,64	253,27	TORRE	PAT-1C	196,00
18	TSL	-640	252,49	251,72	TORRE	PAT-1C	253,00
19	TSL	1066	140,57	29,43	TORRE	PAT-1C	281,00
20	TSP	-136	223,57	417,71	TORRE	PAT-1C	418,00
21	TSP	576	269,76	121,81	TORRE	PAT-1C	122,00
22	A30	59	88,56	55,32	TORRE	PAT-1C	55,00
23	TSL	98	123,85	142,62	TORRE	PAT-1C	106,00
24	TSL	148	139,11	135,59	TORRE	PAT-1C	143,00
25	TSL	270	162,8	190	TORRE	PAT-1C	135,00
26	TSL	416	109,03	28,05	TORRE	PAT-1C	218,00
27	TSL	-574	320,66	567,83	TORRE	PAT-1C	73,00
28	TSL	-206	329,87	91,92	TORRE	PAT-1C	73,00
29	TSP	762	263,17	434,42	TORRE	PAT-1C	568,00
30	TSP	432	266,81	99,2	TORRE	PAT-1C	92,00
31	TSL	176	267,54	435,87	TORRE	PAT-1C	434,00
32	TSL	583	225,46	15,04	TORRE	PAT-1C	99,00
33	TSP	-227	163,3	311,57	TORRE	PAT-1C	451,00
34	A30	399	325,15	338,74	TORRE	PAT-1C	312,00
35	TSL	-91	221,3	392,78	TORRE	PAT-1C	339,00
36	TSL	407	376,39	360	TORRE	PAT-1C	50,00
37	TSL	518	240,82	121,64	TORRE	PAT-1C	393,00
38	TSL	31	122,35	123,07	TORRE	PAT-1C	482,00
39	TSL	442	112,45	101,83	TORRE	PAT-1C	124,00
40	TSL	1130	228,09	354,36	TORRE	PAT-1C	102,00
41	TSL	-503	267,18	180	TORRE	PAT-1C	355,00
42	TSL	392	152,97	125,94	TORRE	PAT-1C	305,00
43	TSL	344	135,52	145,09	TORRE	PAT-1C	145,00
44	TSL	80	88,69	58,52	TORRE	PAT-1C	202,00
45	TSL	-26	195,97	333,42	TORRE	PAT-1C	158,00
46	TSL	122	276,15	218,88	TORRE	PAT-1C	120,00
47	A30	-119	245,22	271,56	TORRE	PAT-1C	58,00
48	TSL	695	317,61	363,66	TORRE	PAT-1C	553,00
49	A30	695	266,94	170,21	TORRE	PAT-1C	806,00
50	TAR	628	149,15	128,1	TORRE	PAT-1C	127,00
51	TSP	273	258,26	388,42	TORRE	PAT-1C	675,00
52	TSP	300	337,73	287,05	TORRE	PAT-1C	642,00
53	TSP	601	227,57	168,09	TORRE	PAT-1C	64,00
54	TSL	47	257,39	346,7	TORRE	PAT-1C	293,00
55	TSP	586	236,66	126,62	TORRE	PAT-1C	426,00

Fuente: Postulantes.

Anexo 6: Calculo Cargas Mecánicas.

DATOS								
Conductor	tipo	Nombre						
	ACSR	Partridge						
Velocidad del Viento		90						
EDS como porcentaje de la tension de		18,0%						
Cable de Guardia		OPGW (Fibra Optica)						
TIPO DE ESTRUCTURA			Vano Maximo	Vano Peso	Vano Viento	Ang. Linea		
Torre de Suspensión Liviana TSL			553	695	306	0		
Presion del Viento		90	Numero de Aisladores			6		
	Peso Unitario	Diametro	Tension de Rotura	Viento Unitario	Tension de EDS	Tension Maxima		
	kg/km	mm	kg	kg/m	Kg	Kg		
Cable de Guardia	406	13,5	4900	0,5265	588	784		
Conductor	546,5	16,3	5140	0,6357	925,2	1182,2		
Factores de Seguridad	Viento	Normales	Eventuales					
	1,5	1,4	1,2					
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 90°								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TSL	620	315	0	405	245	0		
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 45°								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TSL	620	165	165	405	125	125		
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 0°								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TSL	620	0	50	405	0	0		
Hipotesis: Sobre-Carga Vertical								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg	V'c	V'cg
TSL	620	95	0	405	65	0	460	345
Hipotesis: Rotura de Cable de Guardia								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TSL	620	95	0	405	65	675		
Hipotesis: Des-Equilibrio Longitudinal								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TSL	620	170	225	405	125	145		

DATOS						
Conductor	tipo	Nombre				
	ACSR	Partridge				
Velocidad del Viento		90				
EDS como porcentaje de la tension de			18,0%			
Cable de Guardia		OPGW (Fibra Optica)				
TIPO DE ESTRUCTURA			Vano Maximo	Vano Peso	Vano Viento	Ang. Linea
Torre de Anclaje Liviano TAL			624	-481	381	23
Presion del Viento		90	Numero de Aisladores		6	
	Peso Unitario	Diametro	Tension de Rotura	Viento Unitario	Tension de EDS	Tension Maxima
	kg/km	mm	kg	kg/m	Kg	Kg
Cable de Guardia	406	13,5	4900	0,5265	588	784
Conductor	546,5	16,3	5140	0,6357	925,2	1182,2
Factores de Seguridad	Viento	Normales	Eventuales			
	1,5	1,4	1,2			
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 90°						
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg
TAL	-284,0131	1045	0	-266,4004	745	0
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 45°						
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg
TAL	-284,0131	860	200	-266,4004	595	155
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 0°						
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg
TAL	-284,0131	665	50	-266,4004	445	0
Hipotesis: Sobre-Carga Vertical						
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg
TAL	-284,0131	775	0	-266,4004	520	0
Hipotesis: Rotura de Cable de Guardia						
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg
TAL	-284,0131	775	0	-266,4004	520	900
Hipotesis: Des-Equilibrio Longitudinal						
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg
TAL	-284,0131	865	560	-266,4004	595	360

DATOS								
Conductor	tipo	Nombre						
	ACSR	Partridge						
Velocidad del Viento		90						
EDS como porcentaje de la tension de		18,0%						
Cable de Guardia		OPGW (Fibra Optica)						
TIPO DE ESTRUCTURA			Vano Maximo	Vano Peso	Vano Viento	Ang. Linea		
Torre de Anclaje y Retención TAR			1164	-385	657	0		
Presion del Viento		90	Numero de Aisladores			6		
	Peso Unitario	Diametro	Tension de Rotura	Viento Unitario	Tension de EDS	Tension Maxima		
	kg/km	mm	kg	kg/m	Kg	Kg		
Cable de Guardia Conductor	406	13,5	4900	0,5265	588	784		
	546,5	16,3	5140	0,6357	925,2	1182,2		
Factores de Seguridad	Viento	Normales	Eventuales					
	1,5	1,4	1,2					
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 90°								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TAR	-210,5635	650	0	-211,834	525	0		
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 45°								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TAR	-210,5635	330	330	-211,834	265	265		
Hipotesis Normal: Viento Maximo a 0°								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TAR	-210,5635	0	50	-211,834	0	0		
Hipotesis: Sobre-Carga Vertical								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg	V'c	V'cg
TAR	-210,5635	180	0	-211,834	135	0	-252,483	-187,572
Hipotesis: Rotura de Cable de Guardia								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TAR	-210,5635	180	1575	-211,834	135	1050		
Hipotesis: Des-Equilibrio Longitudinal								
	Vc	Tc	Lc	Vcg	Tcg	Lcg		
TAR	-210,5635	335	560	-211,834	265	360		

Fuente: Software SEDEMI.

Anexo 7: Tabla de tendido de conductores.

Tabla de Flechado del Conductor Principal, Hipótesis 1: Templado, Temperatura: 12.0°C, EDS: 18.0%																						
Nº Derivación	Nº Vano	Línea	Vano Regulador (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Elevación media del tramo(m)	Temp (°C)\	-11	-5	0	5	10	15	20	25	30	31	32	33	34		
1	Ruta1	1	->PSH-3	240,4703724	240,4703724	10,51472511	2969,848691	Flecha (m)	4,839358221	5,038790336	5,202528348	5,363962728	5,52301071	5,679695975	5,83391116	5,98578425	6,13531186	6,16493968	6,19447548	6,22392006	6,25327368	
1	Ruta1	1						Tiro Extremo Ini (kg)	642,1522958	616,8491112	597,5294176	579,643332	563,047737	547,615334	533,233075	519,800644	504,810865	502,42337	500,065955	497,738057	495,42332	
1	Ruta1	1						Tiro H. (kg)	641,6400042	616,2720917	596,89806	578,957458	562,307309	546,820427	532,383857	518,897357	506,271957	503,843095	501,4449	499,0768	496,738232	494,42332
1	Ruta1	1						Tiro Extremo Fin (kg)	646,3289219	621,0257373	601,7060436	583,819958	567,224363	551,717914	537,409701	523,97727	511,40564	508,987491	506,559997	504,225881	501,914683	
1	Ruta1	2	PSH-3->S-1-G	131,7952958	131,7952958	6,50812553	2978,360116	Flecha (m)	1,176052366	1,297402485	1,404968785	1,51694166	1,63155936	1,74773174	1,86411963	1,97984607	2,09420963	2,11687415	2,13946195	2,16170044	2,18439710	
1	Ruta1	2						Tiro Extremo Ini (kg)	793,2481073	719,0331709	663,9811177	615,005505	571,772136	533,787624	500,477182	471,250722	445,548015	440,784722	436,138201	431,604814	427,18103	
1	Ruta1	2						Tiro H. (kg)	793,1516707	718,9821376	663,9562568	614,969693	571,771227	533,786818	500,470241	471,232579	445,514632	440,747885	436,097789	431,560714	427,133132	
1	Ruta1	2						Tiro Extremo Fin (kg)	796,1469141	721,9319778	666,8799245	617,904312	574,670943	536,666431	503,375989	474,149529	448,466822	443,683529	439,037008	434,503621	430,079837	
1	Ruta1	3	S-1-G->S-1-5°-G	126,9054766	126,9054766	19,56632857	2991,397343	Flecha (m)	1,080095188	1,196037977	1,299979433	1,40911215	1,52186784	1,63670728	1,75227614	1,86748432	1,98151797	2,00413003	2,0266663	2,04912962	2,07151108	
1	Ruta1	3						Tiro Extremo Ini (kg)	810,9224488	732,0668346	673,3396988	621,011408	574,83682	534,356371	498,962947	468,084655	441,046077	436,050847	431,183085	426,438722	421,813803	
1	Ruta1	3						Tiro H. (kg)	806,85921	728,658117	670,4109947	618,503435	572,693145	532,525312	497,418632	466,747311	439,901765	434,941543	430,107684	425,396155	420,803038	
1	Ruta1	3						Tiro Extremo Fin (kg)	818,2439037	739,3882896	680,6611538	628,332863	582,158275	541,677826	506,304402	475,40611	448,367532	443,372302	438,50454	433,760177	429,132589	
Tabla de Flechado del Conductor Principal, Hipótesis 1: Templado, Temperatura: 8.0°C, EDS: 18.0%																						
Nº Derivación	Nº Vano	Línea	Vano Regulador (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Elevación media del tramo(m)	Temp (°C)\	-15	-9	-4	1	6	11	16	21	26	27	28	29	30		
1	Ruta1	4	S-1-5°-G->S-1-G	171,4059509	171,4059509	17,65083093	3010,005923	Flecha (m)	2,210898103	2,377756672	2,51814768	2,6587015	2,79662145	2,9372918	3,07425791	3,20920016	3,34190719	3,36816793	3,39433327	3,42042064	3,44637554	
1	Ruta1	4						Tiro Extremo Ini (kg)	719,2318293	668,6164631	631,2345171	597,771322	567,804507	540,928699	516,769344	494,989372	475,290882	471,577437	467,934828	464,361202	460,854758	
1	Ruta1	4						Tiro H. (kg)	717,6676511	667,3277032	630,1418901	596,847956	567,026757	540,275953	516,223746	494,535506	474,91546	471,216276	467,587483	464,027241	460,533764	
1	Ruta1	4						Tiro Extremo Fin (kg)	727,8676538	677,2611696	639,8792236	606,416029	576,449213	549,573405	525,41405	503,634078	483,935889	480,222144	476,579535	473,005908	469,499465	
1	Ruta1	5	S-1-G->AU-1-60°-G	129,0271289	129,0271289	11,27264515	3024,467661	Flecha (m)	1,120007861	1,238074523	1,34334549	1,45338246	1,56665137	1,68168423	1,79222484	1,91222484	2,02959757	2,04852514	2,07099975	2,09339652	2,11571283	
1	Ruta1	5						Tiro Extremo Ini (kg)	801,6064962	725,0374834	668,1258303	617,458445	572,745029	533,507791	499,16448	469,10311	442,735188	437,856634	433,100249	428,461722	423,936868	
1	Ruta1	5						Tiro H. (kg)	800,386482	724,0748734	667,3407779	616,836425	572,254435	532,025865	498,871343	468,881772	442,571345	437,702788	432,95594	428,326962	423,812124	
1	Ruta1	5						Tiro Extremo Fin (kg)	806,584031	730,0150182	673,1033651	622,43598	577,226562	538,485326	504,142015	474,080644	447,712723	442,834169	437,007784	433,43971	428,916203	
1	Ruta1	6	AU-1-60°-G->S-1-G	117,6307783	117,6307783	11,23106443	3035,719516	Flecha (m)	0,900109734	1,001987505	1,09500386	1,19419559	1,29805708	1,40458656	1,51336091	1,62197801	1,72981561	1,75122293	1,73857757	1,73039891	1,8150191	
1	Ruta1	6						Tiro Extremo Ini (kg)	829,5437156	745,0578606	681,6584531	624,939054	574,848007	531,033722	492,931686	459,870087	431,159838	425,881857	420,746956	415,7504	410,887586	
1	Ruta1	6						Tiro H. (kg)	827,9492974	743,7805121	680,6119821	624,092329	574,170759	530,497876	492,512229	459,545423	430,911734	425,647154	420,525069	415,54077	410,689672	
1	Ruta1	6						Tiro Extremo Fin (kg)	834,2202722	749,7344173	686,3350097	629,615611	579,5264564	535,710279	497,608243	464,546643	435,836394	430,558414	425,423212	420,426956	415,564413	
1	Ruta1	7	S-1-G->S-1-5°-G	119	119	-16,44591812	3033,112089	Flecha (m)	0,92841232	1,033080903	1,128502102	1,23012628	1,33641221	1,44570672	1,55646415	1,6678868	1,77748675	1,79934056	1,82112797	1,84284497	1,86448791	
1	Ruta1	7						Tiro Extremo Ini (kg)	838,618759	754,1190925	690,7518694	634,083625	584,044526	540,269995	502,188935	469,128295	440,401063	435,117633	429,977136	424,97427	420,104661	
1	Ruta1	7						Tiro H. (kg)	826,2526636	742,5527871	679,7781927	623,633053	574,048883	530,665443	492,917992	460,140749	431,653987	426,414299	421,315753	416,353691	411,520566	
1	Ruta1	7						Tiro Extremo Fin (kg)	831,3489601	746,8492936	683,4820705	626,813826	576,747228	533,000196	494,919136	461,858496	433,131264	427,848034	422,707338	417,704791	412,938622	
1	Ruta1	8	S-1-5°-G->S-1-G	416,8117081	416,8117081	-28,8887636	3010,444748	Flecha (m)	16,0049243	16,22380047	16,40440133	16,5834077	16,7608544	16,9367716	17,1120306	17,2841714	17,45571	17,4989488	17,5239332	17,5579597	17,5919432	
1	Ruta1	8						Tiro Extremo Ini (kg)	598,8701078	591,089728	584,8284425	578,758945	572,872165	567,159593	561,613241	556,225604	550,989621	549,960032	548,93619	547,918046	546,905449	
1	Ruta1	8						Tiro H. (kg)	584,570796	576,7148603	570,3908649	564,258896	558,309888	552,535338	546,927262	541,478157	536,180967	535,139168	534,103127	533,072794	532,040818	
1	Ruta1	8						Tiro Extremo Fin (kg)	586,6913282	578,9109485	572,6496629	566,580166	560,693386	554,908014	549,434462	544,046824	538,810842	537,781252	536,754711	535,739267	534,72677	
Tabla de Flechado del Conductor Principal, Hipótesis 1: Templado, Temperatura: 12.0°C, EDS: 18.0%																						
Nº Derivación	Nº Vano	Línea	Vano Regulador (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Elevación media del tramo(m)	Temp (°C)\	-11	-5	0	5	10	15	20	25	30	31	32	33	34		
1	Ruta1	9	S-1-G->S-1-G	61,7170965	61,7170965	-3,705324977	2994,147704	Flecha (m)	0,212267738	0,240889612	0,270238178	0,305806001	0,348888663	0,39953555	0,458006375	0,522276811	0,59138206	0,60535805	0,61937663	0,63342182	0,64747873	
1	Ruta1	9						Tiro Extremo Ini (kg)	966,6333724	851,9018519	759,4971454	671,287089	588,868442	514,074768	448,555908	393,187436	347,725411	339,729571	332,072177	324,740469	317,721424	
1	Ruta1	9						Tiro H. (kg)	964,0118124	849,4742658	757,2230927	669,156371	586,867519	512,18653	446,760402	391,46377	346,05411	338,066663	330,417037	323,092499	316,080588	
1	Ruta1	9						Tiro Extremo Fin (kg)	965,0437879	850,3122675	757,907561	669,697505	587,278857	512,485184	446,966323	391,597852	346,135827	338,139987	330,482593	323,150885	316,13184	
1	Ruta1	10	S-1-G->S-1-5°-G	136,4001466	136,4001466	-25,51886682	2979,535607	Flecha (m)	1,289446885	1,42030638	1,535767719	1,65546331	1,77784547	1,90149761	2,02523245	2,14812564	2,26950286	2,29355252	2,31751975	2,341402	2,36519627	
1	Ruta1	10						Tiro Extremo Ini (kg)	808,0937128	734,2869393	679,6107241	630,989264	588,053729	550,293562	517,13113	487,982695	462,298827	457,533254	452,882659	448,343497	443,912395	
1	Ruta1	10						Tiro H. (kg)	787,761839	715,2078107	661,4519129	613,641767	571,41572	534,272848	501,646243	472,962891	447,683374	442,99219	438,413983	433,94527	429,582671	
1	Ruta1	10						Tiro Extremo Fin (kg)	796,9316181	723,1248445	668,4486294	619,827169	576,891634	539,131467	505,969035	476,8206	451,136732	446,31159	4			

1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	639,5649231	615,3987656	596,9003479	579,73579	563,774488	548,900198	535,009567	522,01073	509,822008	507,474935	505,156929	502,867051	500,605193
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	638,1551892	613,9062134	595,339643	578,107769	562,08002	547,140169	532,009567	520,122269	507,87067	505,511128	503,190551	500,878411	498,604189
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	641,2568134	617,9065599	598,5922382	581,42768	565,466379	550,592088	536,701457	523,70282	511,913989	509,166825	506,848682	504,558929	502,297084
1	Ruta1	18	PSH-3>S-1-G	340,3750345	340,3750345	62,37389369	2956,569856	Flecha (m)	10,52722254	10,75038926	10,93397222	11,1152475	11,2944609	11,4715982	11,6467101	11,8198466	11,9910572	12,0250775	12,0509318	12,0298793	12,1266716
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	601,0514151	588,5213838	578,6040951	569,129083	560,066935	551,390711	543,075702	535,099216	527,440387	525,945022	524,461443	522,989507	521,529073
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	600,140488	587,7112865	577,879236	568,466895	569,470223	558,854363	549,594968	542,096978	537,057927	535,671508	534,036725	532,633435	531,181499
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	627,0586365	614,5286052	604,6113165	595,136304	586,074156	577,397932	569,082923	561,106437	553,447608	551,952243	550,468664	548,996729	547,536294

Tabla de Flechado del Conductor Principal, Hipótesis 1: Templado, Temperatura: 8.0°C, EDS: 18.0%

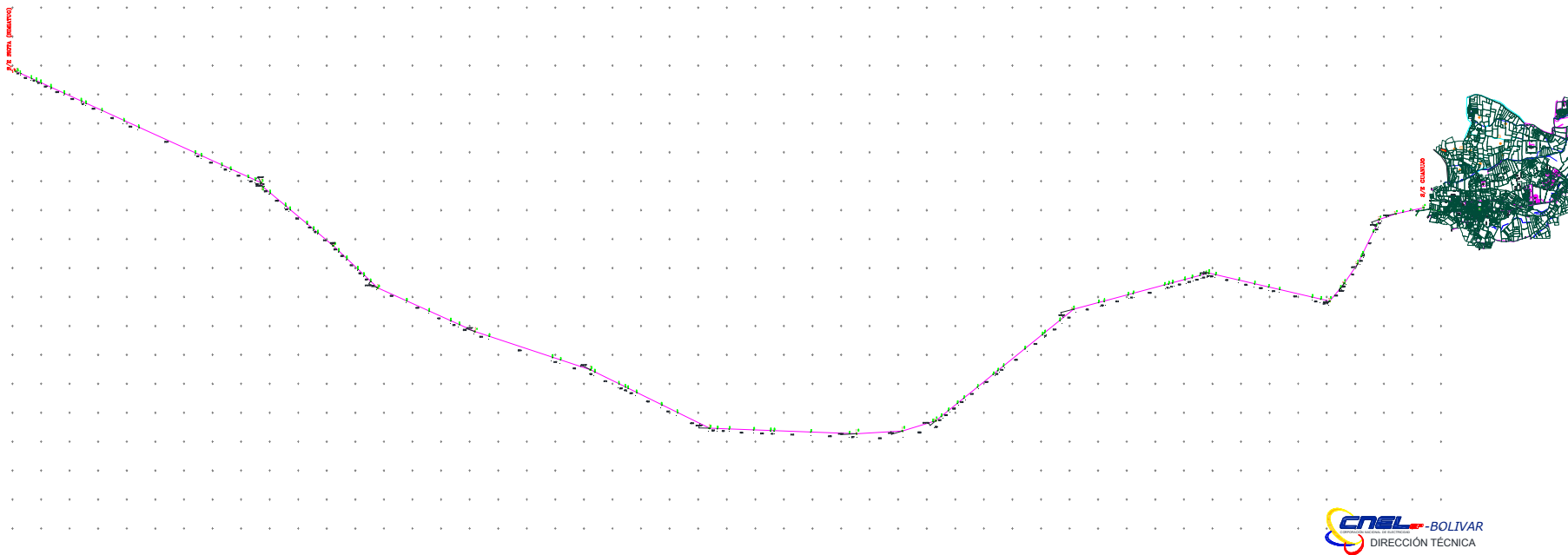
Nº	Derivación	Nº Vano	Línea	Vano Regulador (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Elevación media del tramo(m)	Temp (°C)\	-15	-9	-4	1	6	11	16	21	26	27	28	29	30
1	Ruta1	19	S-1-G>S-1-G	196,002551	196,002551	35,01449499	3005,26405	Flecha (m)	3,052476244	3,240767998	3,396945373	3,551833689	3,70500522	3,85613821	4,00501735	4,15150272	4,29551468	4,32401662	4,35241807	4,38071901	4,40891944
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	690,4268452	650,0557561	619,9736215	592,758891	568,090515	545,676751	525,25668	506,599513	489,502602	486,254447	483,060242	479,91872	476,828649
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	685,7845292	645,9639073	616,2853131	589,429973	565,082023	542,954398	522,790338	504,362707	487,47205	484,262603	481,106307	478,001915	474,948215
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	705,4480636	665,0769745	634,9948398	607,780109	583,111733	560,697969	540,277899	521,620731	504,52382	501,275665	498,08146	494,939939	491,849868
1	Ruta1	20	S-1-G>S-1-G	253,2686321	253,2686321	22,0151361	3033,778865	Flecha (m)	5,450954764	5,655160099	5,822735515	5,98790422	6,15066582	6,31098089	6,4689161	6,62449027	6,77774621	6,80812345	6,83841034	6,86860729	6,89871475
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	633,8028696	610,9458149	593,3917698	577,055862	561,821092	547,586692	534,257796	521,753195	509,99969	507,733244	505,49372	503,280639	501,093537
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	633,8025562	610,9443085	593,3847653	577,03981	561,793784	547,543667	534,19745	521,673499	509,98881	507,627927	505,383903	503,166263	500,974541
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	643,247363	620,3903083	602,8362632	586,500356	571,266486	557,031185	543,70229	531,197689	519,444184	517,177327	514,932913	512,725133	510,550831
1	Ruta1	21	S-1-G>S-1-G	251,718084	251,718084	55,16752614	3072,370197	Flecha (m)	5,456333377	5,617106829	5,8477583	6,02168353	6,19304656	6,36183883	6,52807293	6,69177743	6,8529929	6,89494152	6,91679295	6,94854765	6,98020604
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	643,4604007	618,8267415	599,9664504	582,462801	566,183188	551,009576	536,837009	523,572184	511,132127	508,736441	506,370216	504,032914	501,72401
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	637,8495611	613,6983027	595,2024571	578,032842	562,059942	547,168462	533,255872	520,231023	508,012847	505,695919	503,330508	501,03879	498,77035
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	667,1272694	642,4936102	623,6333191	606,12967	589,850057	574,676445	560,503078	547,239052	534,798996	532,40331	530,370083	527,699783	525,390789
1	Ruta1	22	S-1-G>S-1-G	29,43134249	29,43134249	2,758874899	3101,333397	Flecha (m)	0,045893388	0,05217465	0,058835807	0,06733903	0,07847337	0,09342741	0,113865	0,14157622	0,17710783	0,18500629	0,19314047	0,20137076	0,20977066
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	1020,45716	897,5398132	795,8631765	695,29892	596,571454	501,002915	410,990366	330,454837	264,071663	252,780098	242,161894	232,891622	222,891622
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	1016,572731	894,1892169	792,9535402	692,824604	594,52332	499,365549	409,737182	329,541371	263,432814	252,18717	241,611863	231,695289	222,071604
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	1021,640718	898,7233706	797,0467338	696,482477	597,755011	502,186472	412,173923	331,638394	265,255221	253,963655	243,344541	233,38894	224,075891
1	Ruta1	23	S-1-G>S-1-G	417,714017	417,714017	73,96932029	3139,697495	Flecha (m)	16,26744998	16,49489599	16,68246963	16,8683939	17,0526699	17,235334	17,4162414	17,5959664	17,7740025	17,8094315	17,8448017	17,8801134	17,9153667
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	585,3508247	577,284014	564,5796874	550,7968746	538,42081	525,512976	516,780317	504,214781	492,808806	481,46124	470,098485	458,733833	447,359151
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	585,2042541	577,1659134	570,6996895	564,433724	558,358389	552,464664	546,744088	541,188721	535,7911	534,72988	533,674634	532,625309	531,581851
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	617,0836631	609,0168524	602,5297131	596,245232	590,153648	584,245815	578,513155	572,94762	567,541644	566,478963	565,422323	564,371671	563,326954
1	Ruta1	24	S-1-G>S-1-G	121,8072247	121,8072247	31,83115658	3192,597733	Flecha (m)	0,995496986	1,10671935	1,209952087	1,31897248	1,43278126	1,54909749	1,66899603	1,78745958	1,90543463	1,92885171	1,95219756	1,97546919	1,99858582
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	847,4885764	761,0528522	696,2365314	638,273975	587,09267	542,318897	503,368057	469,551572	440,166778	434,762522	429,504032	424,386502	419,455253
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	826,1550588	742,4820701	679,7309065	623,60651	574,041823	530,671483	492,941644	460,175577	431,697575	426,493991	421,362267	416,401568	411,572724
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	861,1441426	774,7084183	709,8020976	651,929542	600,748236	555,974763	512,92623	483,207138	453,822345	448,418098	443,159598	438,042068	433,060819
1	Ruta1	25	S-1-G>S-1-5°-G	55,31726674	55,31726674	6,6157899	3211,821206	Flecha (m)	0,188928934	0,191840223	0,215554656	0,24488501	0,28049696	0,32105414	0,37567407	0,43434028	0,49783274	0,51087478	0,52398288	0,53713813	0,55032832
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	982,0153514	864,5989684	769,3573169	677,634474	590,984543	514,045247	441,007558	381,319026	332,578322	324,067219	315,940311	308,183288	300,781324
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	977,300299	860,5852736	765,9103459	674,730616	588,590238	509,473669	439,482305	380,128146	331,656578	323,19156	315,108303	307,38267	300,029934
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	984,6390253	867,2228423	771,3809908	680,258148	593,608217	514,028201	443,632432	383,9427	335,201916	326,690893	318,563985	310,806962	303,404998
1	Ruta1	26	S-1-5°-G>S-1-5°-G	105,0809212	105,0809212	15,05073639	3222,65447	Flecha (m)	0,694610173	0,778649604	0,857696101	0,94344081	1,03737998	1,13517083	1,23592207	1,33797328	1,43996825	1,46026642	1,48051498	1,50070814	1,52084056
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	867,0631344	773,2114855	701,7282894	637,129422	579,785618	529,653669	486,309232	449,067863	417,128428	411,305277	405,65572	400,173722	394,853395
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	861,2066225	768,2676357	697,4732365	633,490236	576,686665	527,01991	484,070849	447,162654	415,502854	409,729667	404,128942	398,693807	393,418735
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	873,5199003	779,6882514	708,1805533	643,586008	586,242384	536,110435	492,765998	455,524629	423,585193	417,762043	412,112486	406,630488	401,310161
1	Ruta1	27	S-1-5°-G>S-1-G	142,6183719	142,6183719	19,53998936	3239,949822	Flecha (m)	1,422763691	1,564493096	1,684095206	1,80950058	1,9315081	2,05669788	2,18147394	2,30509046	2,42700652	2,45115111	2,47521056	2,49918291	2,52306638
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	775,7090604	707,4206264	656,9895	612,162712	572,512266	537,522884	506,651207	479,369261	455,190767	450,688437	446,289587	441,991126	437,790052
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	771,8170134	704,1349907	654,1439936	609,701462	570,384154	535,68232	505,058305	477,98959	453,994853	449,526132	445,15992		

1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	994,941697	875,5854327	777,9047385	682,72935	591,382691	505,83825	428,689705	362,53701	308,775518	299,4913	290,670265	282,296491	274,352466
1	Ruta1	72	S-1-G>AU-1-90°-G	137,0912105	137,0912105	3,649079625	3320,030395	Flecha (m)	1,290969244	1,41904527	1,531448461	1,64747732	1,76570509	1,88485414	2,00387009	2,12194085	2,23947866	2,26156425	2,28456967	2,30749271	2,33033141
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	781,0598666	710,6493383	658,5672639	612,267692	571,357515	535,328394	503,623968	475,692162	451,01856	446,433003	441,956391	437,584525	433,314506
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	780,8492298	710,3911022	658,2662414	611,921726	570,965099	534,888627	501,192176	475,156916	450,435898	445,841217	441,354903	436,973661	432,694291
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	781,9088917	711,4983635	659,4162893	613,116717	572,20654	536,17742	504,472993	476,541188	451,867585	447,282329	442,805416	438,43355	434,163532
1	Ruta1	73	AU-1-90°-G>PSH-3	624,7983675	624,7983675	83,69159852	3363,700734	Flecha (m)	37,32275123	37,55169255	37,74152791	37,9305124	38,1186568	38,3055792	38,4924683	38,6791561	38,8630455	38,8999284	38,9367799	38,9736	39,0103889
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	571,5628223	568,1989551	565,425202	562,70126	560,017171	557,37201	554,764879	552,194909	549,661258	549,158814	548,657784	548,158161	547,659399
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	568,8350439	565,397705	562,5792888	559,801611	557,06378	554,364854	551,703399	549,08017	546,492771	545,597503	545,467771	544,952323	544,448337
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	608,9342277	605,5612598	602,7965067	600,072564	597,388476	594,743314	592,136183	589,566214	587,032563	586,530119	586,029099	585,529466	585,031243
1	Ruta1	74	PSH-3>PSH-3	82,41983152	82,41983152	14,11341736	3412,603242	Flecha (m)	0,400428414	0,452661215	0,50430989	0,56404281	0,63190504	0,70711436	0,78809123	0,87280249	0,95923154	0,97656939	0,99389718	1,0112048	1,0284829
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	924,0706856	817,2154074	733,3250647	655,468518	584,883351	522,491637	468,636454	423,000672	384,754286	377,898124	371,285232	364,906574	358,753216
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	917,9762107	812,0572084	728,8974234	651,713902	581,733111	519,869183	466,462787	421,200497	383,260603	376,458605	369,897698	363,568934	357,463461
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	928,8383416	821,9830634	738,0927208	660,236174	589,651007	527,259293	473,40411	427,768328	389,521942	382,66578	376,052888	369,67423	363,520872
1	Ruta1	75	PSH-3>PSH-3	222,1536407	222,1536407	18,20779773	3428,76385	Flecha (m)	4,050987491	4,246511233	4,40738801	4,56615478	4,72266132	4,87681217	5,02855493	5,1778705	5,32476508	5,35385542	5,38285016	5,4117496	5,44055405
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	656,7225702	626,4655773	603,589774	582,599899	563,295323	545,497409	529,047878	513,806915	499,651221	496,940515	494,268026	491,632972	489,034586
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	656,5540323	626,3507275	603,5099582	582,54748	563,263632	545,480638	529,040945	513,805385	499,651212	496,940387	494,266749	491,632215	489,033325
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	665,8207155	635,5637225	612,6879192	591,699455	572,393468	548,595536	528,146023	522,90506	508,749367	506,036671	500,731117	498,132761	
1	Ruta1	76	PSH-3>S-1-G	434,3076848	434,3076848	83,7278578	3479,731677	Flecha (m)	17,68781169	17,91722978	18,10660194	18,2943666	18,480558	18,6625998	18,8483538	19,0300222	19,2102456	19,2461195	19,281937	19,3176994	19,353404
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	583,3239655	575,8532919	569,831431	563,985669	558,30803	552,791015	547,427564	542,211028	537,135138	536,136311	535,142827	534,15464	533,171706
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	583,1098212	575,6731484	569,6768407	563,854246	558,197513	552,692957	547,35253	542,150782	537,087843	536,091393	535,100217	534,114227	533,133508
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	618,4920375	611,0213639	604,995003	593,554246	583,476102	569,959207	562,596636	577,3791	572,30321	571,304383	570,310899	569,322712	568,339778
1	Ruta1	77	S-1-G>S-1-G	53,63698418	53,63698418	8,371956741	3525,781585	Flecha (m)	0,159159223	0,180775275	0,20320624	0,23086468	0,26506121	0,30698828	0,35713349	0,41466917	0,47739507	0,49031888	0,50331765	0,5163712	0,52946058
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	991,2112277	872,4933139	776,0056493	682,847851	594,551017	513,1466	440,886544	379,516891	329,473311	320,743755	304,505877	296,946214	
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	981,0605511	863,7537928	768,4109963	676,356032	589,10113	508,6294	427,236257	376,576588	327,105311	318,485194	310,261666	302,420177	294,945448
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	994,8027971	876,0848833	779,5972187	686,43942	598,142586	516,781713	444,478113	383,108461	333,064881	324,345891	316,028324	308,497736	300,537783
1	Ruta1	78	S-1-G>S-1-G	163,2482772	163,2482772	22,67968514	3541,307406	Flecha (m)	1,971526151	2,131803515	2,26775197	2,40461675	2,54149122	2,67738191	2,81197165	2,94460385	3,0751533	3,10098926	3,12673173	3,15237829	3,17792967
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	734,9750131	679,503674	638,6073386	602,114161	569,572786	540,532901	514,568461	491,290787	470,354002	466,420177	462,65523	458,78905	456,02621
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	731,9692941	676,9579751	636,393281	600,18947	567,899896	539,078856	513,304607	490,192346	469,399607	465,492295	461,663448	457,91093	454,23267
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	744,704598	689,233259	648,3369235	611,843746	579,302371	550,262486	524,298046	501,020372	480,03587	476,149762	472,259145	468,51749	464,814796
1	Ruta1	79	S-1-G>S-1-G	54,56189146	54,56189146	12,53807276	3558,916285	Flecha (m)	0,164993207	0,187387863	0,210599965	0,23917234	0,27407117	0,31744693	0,36870871	0,42726323	0,49088154	0,50397051	0,51713088	0,53032489	0,54358602
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	989,5079151	871,0540997	774,8672502	682,106613	594,31914	513,527613	441,927906	381,166525	331,588862	322,941949	314,689677	306,817293	299,90669
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	979,3508065	862,3117784	767,2716506	675,614287	588,867493	508,029246	438,26885	378,2134	329,204896	320,656621	312,498036	304,714778	297,291202
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	993,1707483	874,7169329	778,5300835	685,762947	597,981974	517,190446	445,590739	384,829358	335,251515	326,604782	318,35201	310,480156	302,978521
1	Ruta1	80	S-1-G>PSH-3	124,7757989	124,7757989	14,57552814	3572,473085	Flecha (m)	1,037318715	1,150147521	1,251722832	1,35874434	1,46964444	1,58297253	1,69696745	1,81094959	1,92364335	1,94601477	1,96831434	1,99038968	2,01294754
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	815,6435286	735,392187	675,5287076	629,158632	573,031268	523,062073	496,297986	465,101508	437,845044	432,814615	427,914178	423,139543	418,48665
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	811,7833113	732,162535	672,7620612	629,158632	573,031268	523,062073	496,297986	465,101508	437,845044	432,814615	427,914178	423,139543	418,48665
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	822,6476092	742,3962675	682,5327882	619,780392	558,044841	504,774715	450,754451	423,340632	445,899949	440,836183	435,903485	431,097633	426,415426
1	Ruta1	81	PSH-3>PSH-3	472,7303671	472,7303671	-24,83631385	3567,342692	Flecha (m)	20,80247458	21,0223429	21,20406369	21,3844396	21,5636396	21,7415258	21,9187159	22,0936129	22,2678592	22,3025675	22,3372292	22,3718446	22,4064136
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	592,0580695	586,1315241	581,3289594	576,639106	572,063812	567,596752	563,23391	558,971471	554,905805	553,983978	553,165856	552,3514113	551,540623
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	578,1088514	572,0398895	567,2160438	562,455567	557,80797	553,269051	548,834779	544,501332	540,268075	539,429178	538,597004	537,768526	536,943714
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	583,1192909	577,1927454	572,3880908	567,700327	563,125033	558,657973	554,295131	550,032682	545,967026	545,045199	544,207707	543,412634	542,619844
1	Ruta1	82	PSH-3>PSH-3	82,76472679	82,76472679	12,47904298	3561,164057	Flecha (m)	0,402965996	0,455447695	0,507272064	0,56711214	0,63497059	0,71003386	0,79071781	0,87501391	0,96094665	0,97817926	0,99450053	1,01260062	1,02977044
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	919,5179517	813,4006217	730,1643897	652,98399	583,070016	521,307566	468,004532	422,823062	384,931109	378,134723	371,079142	365,252621	359,149218
1	Ruta1							Tiro H. (kg)	916,3681141	810,7809958	727,9561178	651,152131	581,573327	520,100537	467,040727	422,058657	384,327455	377,559127	371,02941	364,72946	358,650534
1	Ruta1							Tiro Extremo Fin (kg)	923,1554611	817,0381131	733,8018991	656,621499	586,70526	524,945075	471,642041	426,460571	388,568619	381,772233	375,215702	368,89013	362,786727
1	Ruta1	83	PSH-3>RU-1-G	551,1959724	551,1959724	0,739171588	3567,773164	Flecha (m)	28,5749099	28,79607169	28,97924239	29,1614021	29,3425663	29,5227502	29,7019686	29,8802361	30,0575667	30,0929217	30,1282398	30,1635212	30,1987661
1	Ruta1							Tiro Extremo Ini (kg)	583,7154631	579,4467405	575,9618987	572,540845	569,181732	565,882798	562,642301	559,458635	556,300211	555,711021			

1	Rutal	90	S-1-G-P>S-1-G	295,8732837	295,8732837	-9,42620121	3604,829569	Flecha (m)	7,671980439	7,881467209	8,053457092	8,22313784	8,39055164	8,55574486	8,71876667	8,87966831	9,03850201	9,07002524	9,10416828	9,13283156	9,16411155
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	618,3669401	602,1913988	585,5443113	571,588876	566,270619	555,539766	545,361677	535,665843	526,44553	524,654339	522,880173	521,122786	519,381935
1	Rutal							Tiro H. (kg)	612,7439636	596,4968309	583,7724353	571,750431	560,366053	549,569834	539,317034	529,567143	520,283423	518,476288	516,692885	514,922945	513,169567
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	614,3230998	598,1475585	585,500471	573,545135	562,226778	551,495925	541,307837	531,622003	522,401689	520,610499	518,836333	517,079496	515,338094
1	Rutal	91	S-1-G>PSH-3	226,111367	226,111367	4,225269632	3602,229104	Flecha (m)	4,204731782	4,399392938	4,599432305	4,7173307	4,8729368	5,02619004	5,1770555	5,32552646	5,47161765	5,50055278	5,52939422	5,56814229	5,59679733
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	653,7693954	625,0136179	603,2162075	583,167939	564,685494	547,605976	531,784332	517,093331	503,419944	500,798398	498,212795	495,662415	493,146554
1	Rutal							Tiro H. (kg)	652,3646039	623,5264204	601,6611853	581,545953	562,997463	545,852676	529,967099	515,212969	501,477436	498,843577	496,245701	493,683086	491,155029
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	654,617215	625,8614376	604,0640272	584,015759	565,533314	548,453616	532,632152	517,941115	504,267764	501,646218	499,060615	496,510723	493,994374
1	Rutal	92	PSH-3>PSH-3	352,8437263	352,8437263	12,62494676	3610,654212	Flecha (m)	11,23148119	11,44641944	11,62330956	11,798227	11,9712186	12,1423306	12,3116085	12,4790969	12,6448399	12,6777828	12,7106579	12,7434656	12,7762602
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	597,7884011	586,7090378	577,9012832	569,454059	561,345141	553,545052	546,061907	538,851262	531,905987	530,547443	529,198799	527,859494	526,530762
1	Rutal							Tiro H. (kg)	595,8786255	584,7195007	575,8457598	567,332995	559,158985	551,303258	543,746928	536,472553	529,464002	528,092856	526,731629	525,380207	524,03848
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	604,9205033	593,841114	585,0333854	576,586161	568,477243	560,686154	553,194009	545,983364	539,03809	537,679545	536,330901	534,992044	533,662865
1	Rutal	93	PSH-3>S-1-G	304,2413857	304,2413857	49,36045422	3641,646912	Flecha (m)	8,231301265	8,448768863	8,627340931	8,80354653	8,97743154	9,14904529	9,31843943	9,4856671	9,65078217	9,68356644	9,71624879	9,74885967	9,7813895
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	611,6424629	595,8480737	583,4780243	571,767306	560,664825	550,124349	540,103996	530,565774	521,475169	519,707948	517,957129	516,222481	514,503774
1	Rutal							Tiro H. (kg)	610,9167442	595,2208147	582,9244075	571,280399	560,238289	549,752383	539,781279	530,287419	521,236683	519,476929	517,733414	516,005909	514,294187
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	632,0669187	616,2725296	603,9024802	592,191762	581,08928	570,548805	560,528452	550,990229	541,899624	540,132404	538,381585	536,646937	534,92823
1	Rutal	94	S-1-G>RU-1-G	124,6408825	124,6408825	13,87120146	3673,26274	Flecha (m)	1,033451032	1,145790934	1,246906094	1,35342514	1,46378916	1,57643783	1,68997959	1,8032841	1,91550233	1,93775936	1,95994485	1,98205446	2,00408817
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	814,3034866	734,2677728	674,569878	621,337442	574,363611	533,20806	497,285784	465,955094	438,58471	433,533644	428,61323	424,81926	419,147649
1	Rutal							Tiro H. (kg)	811,5520502	731,9976133	672,6512594	619,725521	573,015305	532,083948	496,350901	465,179195	437,942083	432,914955	428,017645	423,245977	418,595891
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	820,481602	740,4458882	680,7479033	627,515557	580,540127	539,386175	503,4639	472,13321	444,762825	439,71176	429,997376	426,325764	
1	Rutal	95	RU-1-G>PSH-3	501,980968	501,980968	102,458816	3731,427749	Flecha (m)	24,0027128	24,23649284	24,42984731	24,6218983	24,8126693	25,0021833	25,1904626	25,3775291	25,5634039	25,6004377	25,6374248	25,6743654	25,7112597
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	576,4694622	570,9210786	566,415135	562,010953	557,704162	553,492663	549,372728	545,341226	541,395168	540,615962	539,840025	539,067546	538,291919
1	Rutal							Tiro H. (kg)	576,3850149	570,8550196	566,3614591	561,968244	557,671822	553,468890	549,355979	545,330257	541,388705	540,610246	539,83502	539,063005	538,294179
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	602,9481032	615,4003496	610,8937945	606,489152	602,182803	597,971304	593,851369	589,819867	585,873809	585,094597	583,318667	581,545995	580,77656
1	Rutal	96	PSH-3>AU-1-30°-G	55,44615727	55,44615727	8,089845175	3786,70208	Flecha (m)	0,169375715	0,192343044	0,216107071	0,24528313	0,28112347	0,32467421	0,37621103	0,43471684	0,49797607	0,51096513	0,52401877	0,53711834	0,55024638
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	979,3120003	862,2761011	767,3689219	675,99973	589,722566	510,52528	439,783594	380,603551	332,262786	323,818253	315,753543	308,054574	300,706692
1	Rutal							Tiro H. (kg)	976,7841552	860,1511881	765,5685641	674,509192	588,52095	509,584379	438,73594	380,603551	332,262786	323,818253	315,753543	308,054574	300,706692
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	981,3149439	864,2790357	769,3718564	678,002714	591,7255	512,528215	442,502463	383,138023	334,653255	326,184397	310,376124	303,070857	
1	Rutal	97	AU-1-30°-G>S-1-G	161,3195586	161,3195586	21,55366433	3801,523834	Flecha (m)	1,914280333	2,072094475	2,206187453	2,34134983	2,47657088	2,61104788	2,7441686	2,87549159	3,00471521	3,03028951	3,05570832	3,08115827	3,10645073
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	737,0828098	680,7655776	639,2536884	602,230622	569,242177	539,830998	514,561997	490,036929	468,900807	464,932143	461,04188	457,234729	453,051617
1	Rutal							Tiro H. (kg)	734,8517906	678,9051233	637,6588566	600,866097	568,076592	538,836896	512,715543	489,317573	468,290884	464,342213	460,473663	456,68304	452,96821
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	745,7587618	689,4415296	647,9296404	610,906574	577,918123	548,50695	522,237949	498,712881	477,576759	473,608095	469,72014	465,910681	462,177569
1	Rutal	98	S-1-G>S-1-G	159,8624409	159,8624409	26,17320831	3825,387271	Flecha (m)	1,879425953	2,037437315	2,172045181	2,30797224	2,44414387	2,57969046	2,71396102	2,84644628	2,97687313	3,00268317	3,02839946	3,05402922	3,0795466
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	744,0387185	686,049917	643,3141218	605,225838	571,324337	541,193234	514,218967	490,148282	468,556014	464,505546	460,538672	456,653075	452,646506
1	Rutal							Tiro H. (kg)	739,0143508	681,7211545	639,4903757	601,84549	568,332307	538,486887	511,863977	488,053949	466,690651	462,68257	458,75025	454,911728	451,144461
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	756,2670249	697,2782234	654,542482	616,454144	582,552676	552,36754	525,447273	501,376588	479,78432	475,733852	471,766978	467,81381	464,074812
1	Rutal	99	S-1-G>S-1-G	150,6950563	150,6950563	21,05469567	3849,001223	Flecha (m)	1,631133808	1,778850674	1,906131715	2,035717	2,16634155	2,29694611	2,4266976	2,55497665	2,68134753	2,70636521	2,73129301	2,75619328	2,780873
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	761,2468947	697,7437172	650,9290706	609,288978	572,36438	542,645958	484,872025	461,898761	457,605835	453,406779	449,29988	445,295909	
1	Rutal							Tiro H. (kg)	756,1399836	693,3686404	647,0857933	605,911814	569,339355	537,035179	508,33773	482,832118	460,092965	455,843196	451,686162	447,619184	443,639675
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	771,5663592	708,0631817	661,248535	619,608443	582,683455	549,970976	520,965423	495,191489	472,218226	467,9253	463,726243	459,618344	455,599653
1	Rutal	100	S-1-G>S-1-G	244,7234169	244,7234169	26,23391885	3872,64553	Flecha (m)	5,053182264	5,256379405	5,423187735	5,58761662	5,74962342	5,90919369	6,06633474	6,22107014	6,37343692	6,40362978	6,43373007	6,46373199	6,49365545
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	639,7440768	614,9939301	596,0679449	578,522713	562,221957	547,044415	532,882332	519,639994	507,232363	504,844196	502,458503	500,156635	497,861554
1	Rutal							Tiro H. (kg)	639,5474601	614,8519584	595,9629031	578,447747	562,171005	547,012115	532,863932	519,631275	507,229578	504,842185	502,484435	500,155794	497,855694
1	Rutal							Tiro Extremo Fin (kg)	650,998428	626,2482813	607,3222961	589,770065	573,476308	558,298766	544,136683	530,894345	518,486714	516,098547	513,740154	511,410986	509,110505
1	Rutal	101	S-1-G>S-1-G	16,31489446	16,31489446	1,828984784	3886,676982	Flecha (m)	0,013973355	0,015887044	0,017928638	0,02056211	0,02407836	0,028998047	0,03618324	0,04736007	0,06502887	0,06951803	0,07431618	0,07939645	0,08472122
1	Rutal							Tiro Extremo Ini (kg)	1033,94473	909,3544575	805,7604945	702,515542	599,870834	498,339376	399,066471	304,805241	221,896073	207,546029	194,1253	181,683756	170,245324
1	Rutal							Tiro H. (kg)	1027,892186	904,0766974	801,126758	698,523406	596,516185	495,614697	396,956726	303,277542	220,876997	206,614379			

Anexo 8: Plano en planta de la Línea.

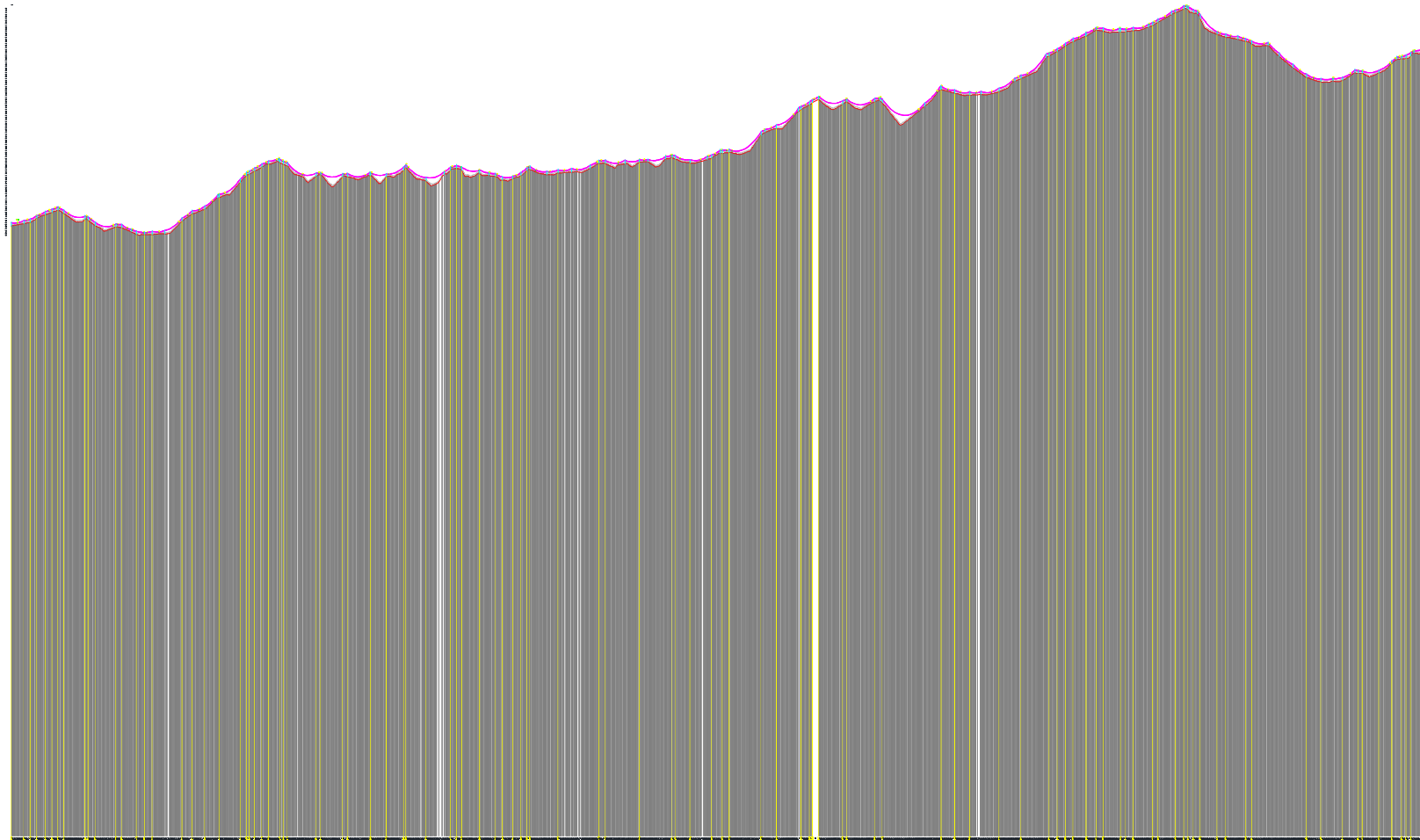
L/ST GUANUJO - S/E SIGTA(SIMIATUG) A 69kV



CNEL-BOLIVAR
DIRECCIÓN TÉCNICA

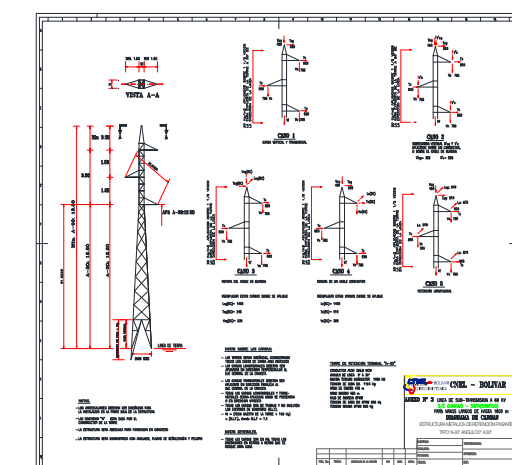
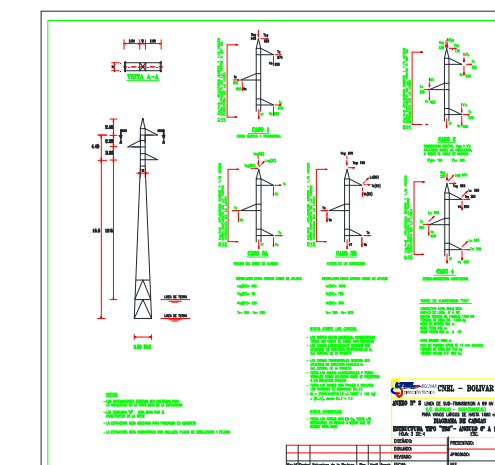
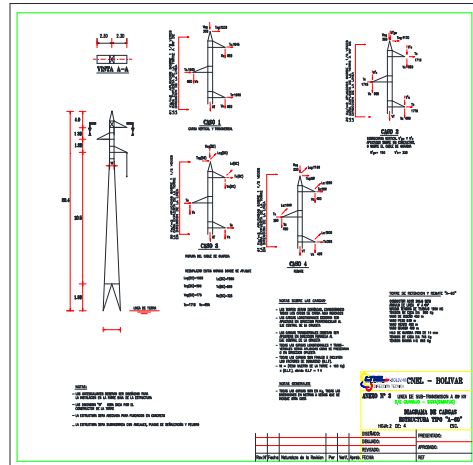
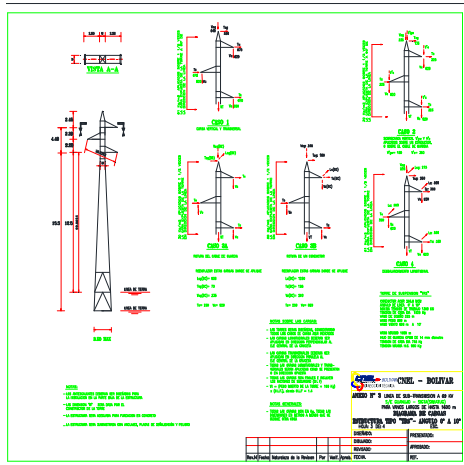
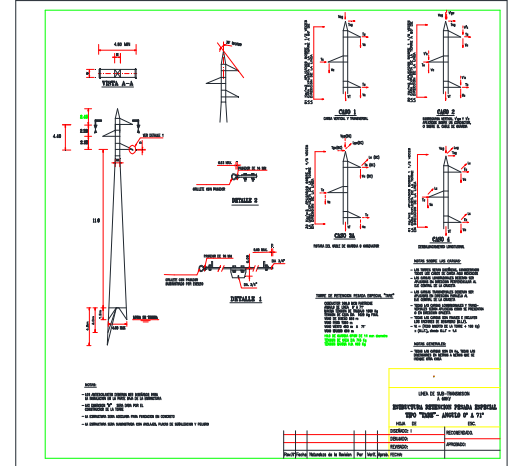
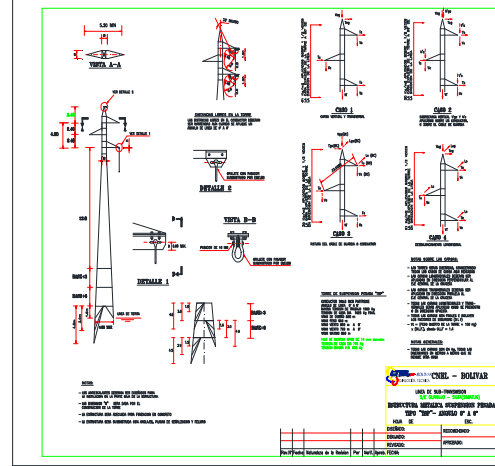
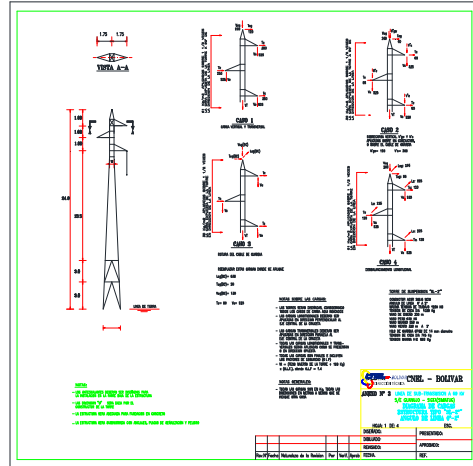
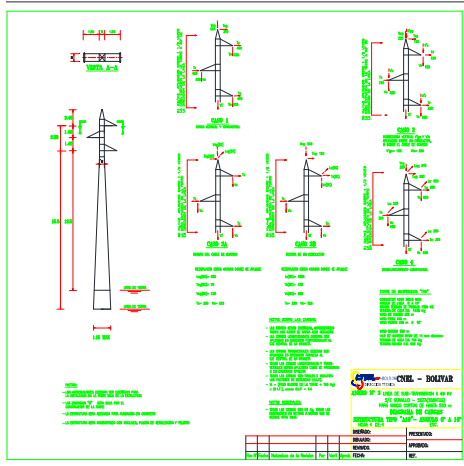
Fuente: Postulantes.

Anexo 9: Perfil de la Línea Guanujo-Simiatug



Fuente: Postulantes.

Anexo 10: Estructuras tipo consideradas.



Fuente: Postulantes.

Anexo 11:

L/T A 69 KV. S/E GUNUJO-S/E SITAG
 CONSTRUCCION DE OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECANICO
 CRONOGRAMA DEL PROYECTO

	DESCRIPCION	PROGRAMACION MESES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SUMINISTRO	MATERIALES Y HERRAJES	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
	SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2							
	POSTES DE HORMIGON ARMADO	1											
OBRAS CIVILES	CAMINOS DE ACCESO						0,5	0,5					
	PLANTADO DE POSTES											1	
	EXCAVACION SUELO NORMAL						0,25	0,25	0,25	0,25			
	EXCAVACION SUELO MAYOR A 3m						0,25	0,25	0,25	0,25			
	HORMIGON SIMPLE $f_c=210$ Kg/cm ²							0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	ACERO DE REFUERZO: $f_y=4200$ Kg/cm ²							0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	HORMIGON PILOTAJE $f_c=210$ Kg/cm ³							0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	ACERO DE REFUERZO PILOTAJE: $f_y=4200$ Kg/cm ³							0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	MEJORAMIENTO DE SUELO								0,25	0,25	0,25	0,25	
	EXPLANACIONES											1	
	OBRAS DE ARTE											0,75	0,25
	REPOSICIÓN MOJONES PERDIDOS						1						
	CONSTRUCCION ELECTROMECHANICA	DESBROCE						0,75	0,25				
MONTAJE DE ESTRUCTURAS									0,25	0,25	0,25	0,25	
VESTIDO DE ESTRUCTURAS									0,25	0,75			
PUESTAS A TIERRA Y CONTRAPESOS								0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
TENDIDO, REGULADO Y ENGRAPADO CONDUCTORES										0,125	0,125	0,125	0,125
EMPALMES DE FIBRA OPTICA													
INSTALACION DE AMORTIGUADORES										0,125	0,125	0,125	0,125
INSTALACIÓN DE PESAS													
INSTALACION DE TENSORES													
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO													
VARIOS	ADECUACIONES LINEAS DE DISTRIBUCION									0,33			
	INDEMNIZACIÓN FRANJA DE SERVIDUMBRE		0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,16				
	CUMPLIMIENTO PLAN DE MANEJO AMBIENTAL						0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	FISCALIZACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN						0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Fuente: Postulantes.

