



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN Y VINCULACIÓN
CON LA COLECTIVIDAD**

**MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS
IV PROMOCIÓN**

TESIS DE GRADO MAESTRÍA DE GESTIÓN DE PROYECTOS

**TEMA: “OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA
SUMINISTRADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL
COTOPAXI S.A., A LOS ABONADOS DE LOS CANTONES LATACUNGA,
PUJILÍ, SAQUISILÍ Y SIGCHOS, A TRAVÉS DE LA SUBESTACIÓN
MULALÓ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”**

AUTOR: MORENO GAVILÁNEZ, PABLO RENÉ

DIRECTOR: ING. HUGO ORTIZ

SANGOLQUÍ, JULIO 2014

CERTIFICACIÓN DE TUTORIA
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

CERTIFICACIÓN

ING. HUGO ORTIZ (DIRECTOR)
ING. GEOVANNY SALAZAR (OPONENTE)

CERTIFICAN:

Que el proyecto de grado titulado “OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., A LOS ABONADOS DE LOS CANTONES LATACUNGA, PUJILÍ, SAQUISILÍ Y SIGCHOS, A TRAVÉS DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”, fue realizado por el señor MORENO GAVILÁNEZ PABLO RENÉ, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, el mencionado trabajo consta con un empastado y un disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil Acrobat (pdf). Autorizamos al señor MORENO GAVILÁNEZ PABLO RENÉ que lo entregue al Ec. Gustavo Moncayo en calidad de Coordinador de la Maestría.

Sangolquí, julio del 2014.

Ing. Hugo Ortiz,
DIRECTOR

Ing. Geovanny Salazar
OPONENTE

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Moreno Gavilánez Pablo René

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., A LOS ABONADOS DE LOS CANTONES LATACUNGA, PUJILÍ, SAQUISILÍ Y SIGCHOS, A TRAVÉS DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO” ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que se referencian, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría. Las ideas, comentarios y criterios expuestos en el presente proyecto de grado en mención, son de absoluta responsabilidad del autor.

Sangolquí, julio de 2014.

MORENO GAVILÁNEZ PABLO RENÉ

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

AUTORIZACIÓN

Yo, Moreno Gavilánez Pablo René

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., A LOS ABONADOS DE LOS CANTONES LATACUNGA, PUJILÍ, SAQUISILÍ Y SIGCHOS, A TRAVÉS DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Sangolquí, julio de 2014.

MORENO GAVILANEZ PABLO

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación dedico a Dios, mis Padres que me han sabido guiar por el camino del bien, a mis hijos que no les he podido dar el tiempo requerido para estar junto a ellos por cumplir uno de mis objetivos y a mi esposa por ser la persona que me supo comprender y ayudarme para conseguir uno de mis sueños.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser mi guía en este duro camino, por darme la fuerza y la fe para no rendirme y culminar cada uno de mis proyectos. A mi esposa e hijos, quienes me han impulsado y apoyado en cada una de mis decisiones. A mi tutor, el Ing. Hugo Ortiz Ms. y al Ing. Geovanny Salazar, por su ayuda constante en cada uno de los pasos para realizar este proyecto. A la Universidad de las Fuerza Armadas ESPE por abrirme las puertas del conocimiento y brindarme las bases fundamentales para la vida profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Contenido	pág.
CERTIFICACIÓN.....	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD.....	iii
AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ÍNDICE DE GRÁFICOS:.....	xiii
ANEXOS.....	xv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRaCT.....	xvii
INTRODUCCIÓN:.....	xx
Objetivo general:.....	xxi
Objetivos Específicos:.....	xxi
justificación:.....	xxi
Alcance:.....	xxii
CAPÍTULO I	
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 Optimizar la calidad.....	1
1.1.1 Generación de energía eléctrica.....	1
1.1.1.1 Central eléctrica de generación hidráulica.....	1
1.1.1.2 Central eléctrica de generación solar.....	2
1.1.1.3 Central eléctrica de generación con combustible fósil.....	2
1.1.2 Energía eléctrica.....	4
1.1.2.1 Electricidad.....	4
1.1.2.2 Potencia eléctrica.....	5
1.1.3 Sistema interconectado de electricidad.....	5

1.1.4	Sistema de transmisión ecuatoriano.	6
1.1.5	Sistema de distribución ecuatoriano.....	8
1.1.6	Subestación eléctrica.....	9
1.1.7	Subestación Mulaló.....	9
1.2	Mejoramiento continuo de la capacidad de transmisión.	10
1.3	Planificación.....	10
1.3.1	Planificación en el consumo de energía eléctrica.	11
1.3.1.1	Proyección adecuada de índices eléctricos.	12
1.4	Metodología de marco lógico.....	12
1.4.1	Introducción.	12
1.4.2	La matriz de marco lógico.....	14
1.5	Marco legal.	14
1.6	Sistema nacional interconectado (SNI).	17
1.7	Consideraciones especiales de diseño líneas de transmisión.....	18
1.7.1	Factores de seguridad de estructuras.....	18
1.7.1.1	Distancias mínimas del conductor al suelo.	19
1.7.1.2	Distancias mínimas en cruces con líneas de comunicación o de potencia.	19
1.7.2	Conductor.	20
1.7.2.1	Límite térmico.	21
1.7.3	Demanda eléctrica:.....	23
1.7.4	Limites operativos:.....	24
1.7.5	Oferta eléctrica:.....	24
1.8	Marco metodológico.....	24

CAPÍTULO II

2.	DIAGNÓSTICO.....	27
2.1	Situación problemática.	27
2.2	Identificación de los involucrados.....	27
2.2.1	Caracterización de los involucrados.....	27
2.2.2	Posición de los involucrados.	29
2.3	Análisis del problema.....	31

2.3.1	Definición del problema.	32
2.4	Árbol de problemas.....	32
2.5	Análisis de objetivos.....	33
2.5.1	Validación de árbol objetivo.....	33
2.6	Selección de la estrategia óptima.....	35
2.6.1	Identificación de acciones.....	35
2.6.2	Postura de alternativas.....	36
2.7	Selección de alternativas.....	37
2.7.1	Análisis técnico.....	37
2.7.2	Análisis económico.....	42
2.7.2.1	Costo de mantenimiento.....	43
2.7.2.2	Costo de operación.....	44
2.7.2.3	Costos de inversión.....	45
2.7.2.4	Flujo de caja.....	45
2.7.3	Análisis Ambiental.....	50
2.7.3	Evaluación técnico - económica - ambiental.....	54
2.8	Estructura analítica del proyecto.....	55

CAPÍTULO III

3.	PROPUESTA.....	57
3.1	Datos generales del proyecto.....	57
3.2	Diagnóstico del problema.....	58
3.2.1	Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto.....	58
3.2.2	Identificación, descripción y diagnóstico del problema.....	62
3.2.2.1	Identificación del problema.....	62
3.2.2.2	Descripción del problema.....	62
3.2.2.3	Diagnóstico del problema.....	63
3.3	Objetivos del proyecto.....	68
3.3.1	Objetivo general.....	68
3.3.2	Objetivos Específicos.....	69
3.3.3	Indicadores de resultado.....	69

	x
3.3.4 Matriz de marco lógico:.....	70
3.4 Viabilidad y plan de sostenibilidad.....	71
3.4.1 Viabilidad técnica.....	71
3.3.5 Descripción de la ingeniería del proyecto.....	73
3.3.5.1 Topografía del terreno:	74
3.3.5.2 Diseño:.....	74
3.3.5.3 Lista inicial de materiales y selección de proveedores.	84
3.4.2.3 Flujos financieros.....	143
3.5 Presupuesto.....	146
3.6 Estrategia de ejecución.	147
3.6.1 Estructura operativa.....	147
3.6.2 Manual de Funciones	147
3.6.3 Arreglos institucionales y modalidad de ejecución.....	154
3.6.4 Cronograma valorado por componentes y actividades.....	154
3.6.5 Origen de los insumos.....	155
3.7 Estrategia de seguimiento y evaluación.....	156
3.7.1 Monitoreo de la ejecución.....	156
3.7.2 Evaluación de resultados e impacto.....	157
3.7.2 Análisis de línea base.....	157
 CAPÍTULO IV	
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	158
4.1 CONCLUSIONES:	158
4.2 RECOMENDACIONES:.....	159
BIBLIOGRAFÍA.....	161

ÍNDICE DE TABLAS

	pág.
CAPITULO I	
Tabla No. 1.1:	15
Tabla No. 1.2:	18
Tabla No. 1.3:	19
Tabla No. 1.4:	20
Tabla No. 1.5:	24
Tabla No. 1.6:	24
CAPITULO II	
Tabla No. 2.1:	28
Tabla No. 2.2:	30
Tabla No. 2.3:	32
Tabla No. 2.4:	39
Tabla No. 2.5:	42
Tabla No. 2.6:	44
Tabla No. 2.7:	45
Tabla No. 2.8:	45
Tabla No. 2.9:	47
Tabla No. 2.10:	48
Tabla No. 2.11:	49
Tabla No. 2.12:	51
Tabla No. 2.13:	55
CAPITULO III	
Tabla No. 3.1:	58
Tabla No. 3.2:	61
Tabla No. 3.3:	63
Tabla No. 3.4:	65
Tabla No. 3.5:	67

Tabla No. 3.6:	68
Tabla No. 3.7:	69
Tabla No. 3.8:	70
Tabla No. 3.9:	71
Tabla No. 3.10:	71
Tabla No. 3.11:	81
Tabla No. 3.12:	84
Tabla No. 3.13:	102
Tabla No. 3.14:	105
Tabla No. 3.15:	109
Tabla No. 3.16:	140
Tabla N° 3.17:	141
Tabla No. 3.18:	142
Tabla No. 3.19:	143
Tabla No. 3.20:	144
Tabla No. 3.21:	145
Tabla No. 3.22:	146
Tabla No. 3.23:	148
Tabla No. 3.24:	149
Tabla No. 3.25:	150
Tabla No. 3.26:	151
Tabla No. 3.27:	152
Tabla No. 3.28:	153
Tabla No. 3.29:	154
Tabla No. 3.30:	154
Tabla No. 3.31:	156

ÍNDICE DE GRÁFICOS:

	pág.
CAPITULO I	
Figura No. 1.1: Generación hidráulica.....	2
Figura No. 1.2: Generación Solar.....	2
Figura No. 1.3: Central de generación de combustible fósil.	3
Figura No. 1.4: Central de generación eólica.....	3
Figura No. 1.5: Central nuclear.	4
Figura No. 1.6: Ilustración de energía eléctrica.....	4
Figura No. 1.7: Electricidad	5
Figura No. 1.8: Sistema de trasmisión	6
Figura No. 1.9: Sistema Nacional Interconectado.....	7
Figura No. 1.10: Concesiones de empresas distribuidoras	9
Figura No. 1.11: Ciclo de vida de un proyecto	13
Figura No. 1.12: Estructura metodológica de marco lógico	14
Figura No. 1.13: Consumo de la S/E Mulaló	23
Figura No. 1.14: Secuencia de investigación.....	26
 CAPITULO II	
Figura No. 2.1: Mapa de involucrados.....	28
Figura No. 2.2: Árbol de problemas.....	33
Figura No. 2.3: Árbol de objetivos.	34
Figura No. 2.4: Árbol de acciones.	35
Figura No. 2.5: Flujo de la subestación Mulaló.	38
Figura No. 2.6: Plantillado de la L/T.	40
Figura No. 2.7: Estructura analítica del proyecto.	56
 CAPITULO III	
Figura No. 3.1: Demanda histórica anual de energía (GWh).....	59
Figura No. 3.2: Consumo eléctrico por empresas distribuidoras	59
Figura No. 3.3: Localización geográfica, provincia de Cotopaxi.	60
Figura No. 3.4: Cantones de la provincia de Cotopaxi.....	61

Figura No. 3.5: Demanda Histórica anual de energía (GWh)	67
Figura No. 3.6: Diagrama de flujo de la subestación Mulaló.....	72
Figura No. 3.7: Plantillado de la L/T.	72
Figura No. 3.8: Concepto de flecha.....	75
Figura No. 3.9: Organigrama del proyecto	147

ANEXOS

- ANEXO 1: Árbol de cargas de estructuras.
- ANEXO 2: Cargas a soportar las estructuras.
- ANEXO 3: Tabla de tendido para conductor.
- ANEXO 4: Planos de montaje de estructuras.
- ANEXO 5: Fotografías.

RESUMEN

Utilizando la metodología de marco lógico, y el formato de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) de normas para la ejecución de proyectos y programas en los planes de inversión pública, se define la mejor alternativa para mejorar la entrega de energía eléctrica a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.), a través de la subestación (S/E) Mulaló del sistema nacional interconectado (SNI). Empleando la ML se analiza el problema, identificando los involucrados directos e indirectos relacionados al proyecto se determina sus intereses y la posición del programa, lo cual permite dar mayor objetividad al mismo, siendo CELEC EP el de mayor involucramiento. Se identifica el problema central plenamente para proponer alternativas de solución y determina que la S/E Mulaló no entrega la suficiente energía eléctrica a ELEPCO S.A., identificando sus efectos de la gravedad y sus consecuencias, también se determinan las causas del porque se originó el problema, para posteriormente presentar el árbol de problemas y luego cambiar las condiciones negativas a condiciones positivas viables, determinando el árbol de objetivos. Utilizando el árbol de objetivos se identifica las acciones a tomar para la solución del problema, el cual se investiga mediante un análisis técnico – económico - ambiental, determinando la mejor alternativa de solución, estableciendo la estrategia óptima del proyecto, y construir la matriz de marco lógico (MML). En el formato de la SENPLADES, para la ejecución de proyectos y programas en los planes de inversión pública, se presenta la solución que satisface las necesidades de los involucrados; solucionando el problema planteado.

PALABRAS CLAVE – OPTIMIZACIÓN DE ENERGÍA, CALIDAD DE ENERGÍA, INVOLUCRADOS, ENERGÍA ELÉCTRICA, MEJOR ALTERNATIVA.

ABSTRACT

Using the logical framework methodology and format of the National Secretariat for Planning and Development (SENPLADES) standards for the implementation of projects and programs in the public investment plans, the best alternative is defined to improve the delivery of electricity Provincial electric company S.A. Cotopaxi (ELEPCO SA) through the substation (S / E) Mulaló the national grid (SNI). Using the ML the problem is analyzed, identifying the direct and indirect stakeholders related to the project its interests and position of the program is determined, which allows greater objectivity to it, being the largest CELEC EP involvement. The central problem is identified fully to propose solutions and determines that the S / E Mulaló not deliver enough electricity to ELEPCO SA, identifying the effects of gravity and its consequences, the causes are also determined that the problem originated , then present the problem tree and then change the negative conditions viable positive conditions, determining the objectives tree. Using the objective tree identifies the actions to take to resolve the problem, which is investigated through technical analysis - economic - environmental, determining the best alternative solution, establishing the optimal strategy of the project and build the logical framework matrix (LFM). In SENPLADES format for the implementation of projects and programs in the public investment plans, the solution meets the needs of those involved; solving the stated problem is presented.

**KEYWORDS - POWER OPTIMIZATION, POWER QUALITY,
INVOLVED, ELECTRICITY, BEST ALTERNATIVE.**

INTRODUCCIÓN:

La Constitución de la República del Ecuador señala que el Estado será el responsable de la provisión de ciertos servicios públicos, entre los que se cita la energía eléctrica, en el artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) establece como uno de los objetivos fundamentales de la política nacional en materia de electricidad, el proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social, y el de asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad (CONELEC, 2008).

Además, en el Objetivo 1 del Plan Nacional del Buen Vivir, específicamente en el literal “De la planificación con enfoque de derechos a la planificación del Buen Vivir” párrafo sexto se indica que:

“Los servicios públicos dejan de ser simples prestaciones sociales para convertirse en medios para la garantía de derechos. El ejercicio de los derechos humanos y de la naturaleza es consustancial a la planificación nacional, en primer lugar, porque la política pública los garantiza, de acuerdo al marco constitucional del Ecuador y, en segundo lugar, porque ellos son en sí mismos los pilares de la sociedad del Buen Vivir.” (SENPLADES, 2013), en tal virtud, es obligación del Estado y sus empresas abastecer con energía eléctrica a la colectividad manteniendo la disponibilidad, confiabilidad y cumpliendo con la Regulación No. CONELEC - 003/08 de calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En el contexto anteriormente citado y utilizando como herramienta el enfoque de Marco Lógico, el presente proyecto pretende establecer la mejor alternativa para garantizar el óptimo abastecimiento de energía eléctrica en un importante sector del país.

OBJETIVO GENERAL:

Mejorar la calidad de energía eléctrica suministrada por CELEC EP – TRASELECTRIC a través de la subestación de Mulaló a los pobladores de los cantones de Latacunga: Pujilí, Sigchos, Saquisilí y sus industrias.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Determinar la calidad de la energía eléctrica suministrada actualmente al sector.
- Establecer alternativas técnicas para mejorar la energía eléctrica suministrada por la subestación Mulaló.
- Determinar la mejor alternativa técnica – económica para mejorar la calidad de energía eléctrica en la subestación Mulaló.
- Diseñar la ingeniería básica y de detalle de la mejor alternativa encontrada.

JUSTIFICACIÓN:

Disponer de la suficiente energía eléctrica del sistema nacional interconectado en la subestación Mulaló, para cubrir con el requerimiento eléctrico de los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos.

Cumplir con los límites operativos establecidos en la Regulación No. CONELEC – 004/01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

ALCANCE:

El presente proyecto tiene el siguiente alcance:

- Establecer la mejor alternativa de solución para optimizar la calidad de energía eléctrica suministrada por la empresa eléctrica provincial Cotopaxi s.a., a los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos, a través de la subestación Mulaló del sistema nacional interconectado, utilizando la metodología de Marco Lógico y plantear la solución por medio de las norma para la inclusión de programas y proyectos en las planes de inversión público de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SEMPLADES).
- Analizar técnica – económica - ambiental, las alternativas de solución.
- Describir la ingeniería básica y de detalle de la mejor alternativa encontrada.

CAPÍTULO I

1. MARCO TEÓRICO.

1.1 Optimizar la calidad.

Es buscar la mejor alternativa de realizar una actividad. En lo referente a energía eléctrica, es un esfuerzo que debe equilibrar los recursos energéticos, con relación al producto obtenido, para reducir los desperdicios de energía.

1.1.1 Generación de energía eléctrica.

Es la transformación de alguna clase de energía, sea esta química, mecánica, térmica o lumínica, entre otras, en energía eléctrica.

Por otra parte la generación de energía eléctrica en Ecuador, utilizan centrales de tipo Hidroeléctricas, Térmicas Turbogas, Térmicas con Motor de Combustión Interna (MCI), Térmicas Turbovapor, Solar, Eólicas, y biomasa (bagazo de caña).

En Ecuador para el 2012 existieron 213 centrales, 94 en el S.N.I (45 Hidroeléctricas, 45 térmicas, 1 eólica) y 123 en Sistemas No Incorporados (7 Hidroeléctricas, 114 térmicas, 1 fotovoltaica y 1 Eólica) (TRASELECTRIC, 2013).

Por su parte el Centro de Control de Energía, indica que en el 2012 dispuso de una potencia nominal o instalada, incluyendo las interconexiones, de 5091,52 MW de las cuales 4.274,19 MW son para servicio público y 817,33 MW para servicio no público (CENACE, 2012).

1.1.1.1 Central eléctrica de generación hidráulica.

La energía eléctrica hidráulica es la producida por agua retenida en embalses, para luego convertirse en energía cinética y posteriormente a través de un generador eléctrico en energía eléctrica (Newton, 2010), en la figura No. 1.1 se identifica gráficamente.

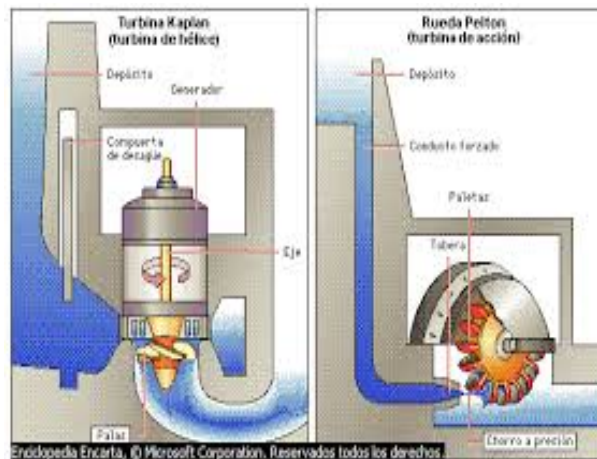


Figura No. 1.1: Generación hidráulica

1.1.1.2 Central eléctrica de generación solar.

Los centrales generadoras eléctricos solares transforman los rayos solares en energía eléctrica (Newton, 2010). La energía es producida por módulos fotovoltaicos, en la figura No. 1.2 muestra gráficamente de energía solar.

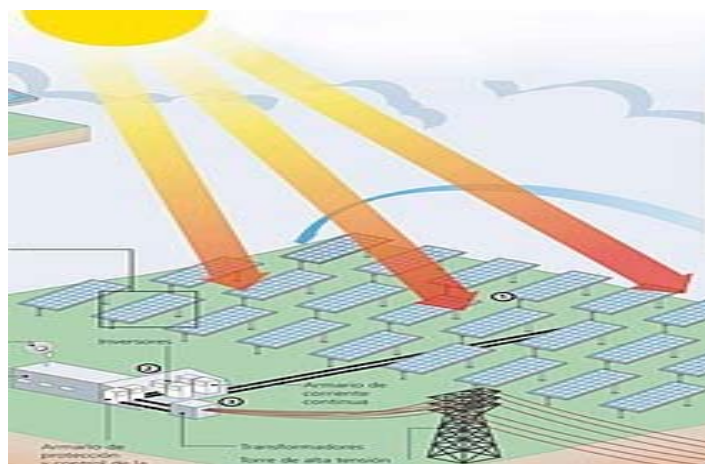


Figura No. 1.2: Generación Solar

1.1.1.3 Central eléctrica de generación con combustible fósil.

Produce electricidad a partir de la combustión de: Gas, Petróleo o Carbón, se quema el combustible para calentar calderas de agua y

producir vapor de agua, éste vapor a alta presión es disparado contra las aspas de grandes turbinas, moviéndolos y produciendo la energía mecánica necesaria para convertirla posteriormente en energía eléctrica (Mastrángelo, 2010), en la figura No. 1.3 se aprecia una gráfica de la central de generación indicada.



Figura No. 1.3: Central de generación de combustible fósil.

1.1.1.4 Central eléctrica de generación eólica.

Produce electricidad a partir de la fuerza del viento, usan los denominados molinos de vientos, para la generación de movimiento mecánico y luego para la producción de energía eléctrica (Ardila, 2011), en la figura No. 1.4 se identifica la central eólica.

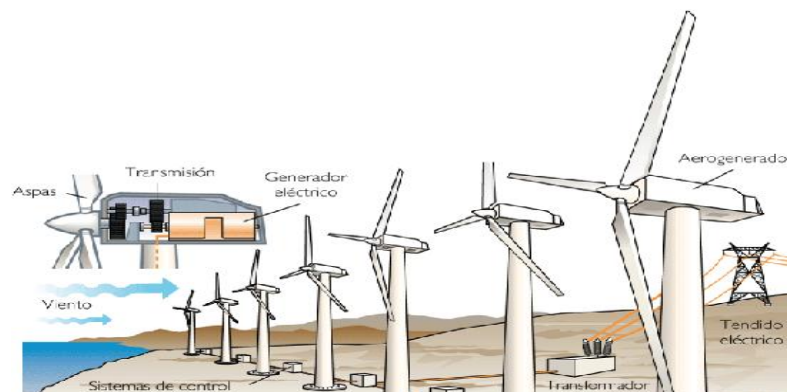


Figura No. 1.4: Central de generación eólica.

1.1.1.5 Central eléctrica de generación nuclear.

Las centrales eléctricas de generación nucleares, produce energía calórica a través de la fusión de átomos de uranio, calentando agua y

produciendo vapor a través de una turbina generador eléctrico (Ciencias de la Tierra y del Medio Ambiente, 2012), en la figura No. 1.5, se indica la producción de energía nuclear.

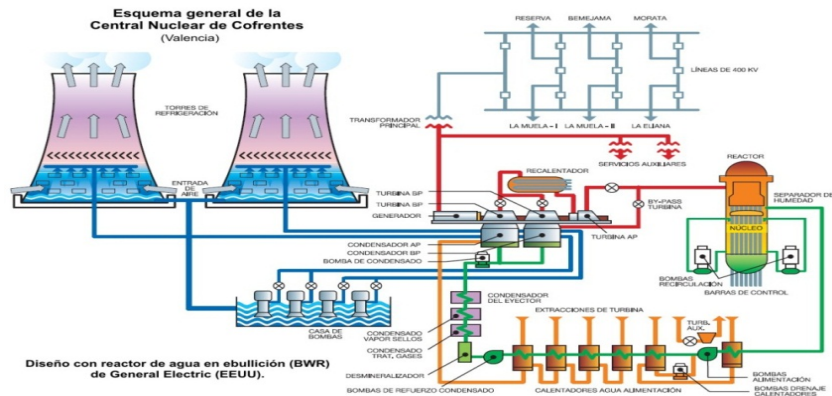


Figura No. 1.5: Central nuclear.

1.1.2 Energía eléctrica.

Es una forma de energía que resultará de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre los dos, para obtener algún tipo de trabajo (Moscoso, 2009), en la figura No. 1.6 se ilustra de mejor manera.

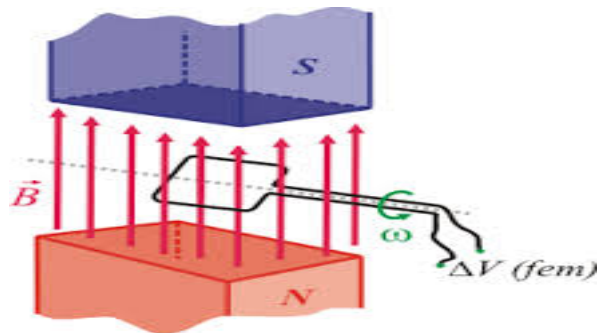


Figura No. 1.6: Ilustración de energía eléctrica.

1.1.2.1 Electricidad.

Fenómeno físico derivado del efecto producido por movimiento y la interacción entre cargas eléctricas positivas y negativas (Moscoso, 2009), en la figura No. 1.7 se indica.



Figura No. 1.7: Electricidad

1.1.2.2 Potencia eléctrica.

La potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado (Moscoso, 2009).

1.1.3 Sistema interconectado de electricidad.

Es el sistema de suministro eléctrico que comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica (Moscoso, 2009), en la figura No. 1.8 se visualiza lo indicado . Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.



Figura No. 1.8: Sistema de trasmisión

1.1.4 Sistema de transmisión ecuatoriano.

La Corporación Eléctrica del Ecuador E.P. (CELEC E.P.), a través de su unidad de negocio TRASELECTRIC, es la encargada de planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), por consiguiente, su actividad principal es la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano

En tal virtud el SNT tiene como objetivo atender la demanda de calidad, seguridad y confiabilidad conforme a la normativa vigente. En la figura No. 1.8 se muestra topología del Sistema de Transmisión del año 2012.

CELEC E. P - TRASELECTRIC, en el 2012 dispuso de "46 subestaciones, de las cuales 45 subestaciones son fijas y 2 móviles, con una capacidad instalada de 8211,68 MVA". (2013). Para el transporte de la energía dentro del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), CELEC E.P - TRASELECTRIC utilizó 1249 km de L/T simple circuito y 673 km de L/T doble circuito de 138 kV; 841 km de líneas de transmisión simple

circuito y 1032 km de L/T a doble circuito a 230 kV (TRASELECTRIC, 2013).



Figura No. 1.9: Sistema Nacional Interconectado.

Dentro de estos valores se consideran los enlaces de interconexión, con la República de Colombia mediante dos línea de transmisión de doble circuito a 230 kV que parte desde la subestación Pomasqui hasta la frontera ecuatoriano-colombiana (Rumichaca), con una longitud de 163,70 km, y; a través de un circuito a 138 kV de tipo radial de 7,50 km de longitud, que arranca desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca (a partir de la frontera

con Colombia hacia las subestaciones Jamondino e Ipiales, respectivamente, con líneas de propiedad de la empresa ISA de Colombia) y el otro enlace con la República de Perú mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, la cual recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la frontera con Perú; y desde esta hasta la subestación Zorritos, la correspondiente línea de transmisión es de propiedad de la empresa Red de Energía del Perú REP, filial de ISA.

Las líneas de transmisión de CELEC EP - TRANSELECTRIC, están dispuestas en un anillo troncal de 230 kV cuyo recorrido cierra el circuito Molino (Paute) – Milagro - Pascuales (Guayaquil) –Quevedo - Sto. Domingo - Santa Rosa (Quito) – Totoras (Ambato) - Riobamba – Molino (Paute); de dichas subestaciones se derivan líneas radiales a 230 y 138 kV para unir el resto de subestaciones que también cumplen la función de recibir y entregar la energía generada; con esto se completa el sistema nacional de transmisión.

1.1.5 Sistema de distribución ecuatoriano

Una de las fases de mayor importancia en el flujo de la energía es la distribución, ya que de esta depende la entrega de energía a los clientes finales para su consumo.

Las empresas eléctricas distribuidoras, tienen como objetivo principal suministrar energía a los clientes dentro de su área de concesión, para la cual deben proveerse de la energía (utilizando las subestaciones y líneas de transmisión y subtransmisión de CELEC EP - TRANSELECTRIC, figura No. 1.10), o por aprovisionamiento con generación propia (en especial en los sistemas de distribución que no están conectados al SNT).

En el Ecuador existen 10 empresas eléctricas distribuidoras de las cuales 9 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SIN). Asimismo la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de

concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se mantendrá como no incorporada al SNI.

1.1.6 Subestación eléctrica.

Es una instalación eléctrica destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, que facilita el transporte y distribución de la energía eléctrica de los centros de generación y los centros de distribución.



Figura No. 1.10: Concesiones de empresas distribuidoras

1.1.7 Subestación Mulaló.

La Subestación (S/E) Mulaló está ubicada en la provincia de Cotopaxi, en el cantón Latacunga, parroquia Mulaló, Barrio Rumipamba de Espinoza, frente a NOVACERO, Km. 17 de la vía Latacunga - Quito.

La capacidad de esta subestación es de 66.7 MVA, con voltajes de 138, 69, 13.8kV, sirve a los pobladores de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos a través de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., a nivel de 138 kV existen 5 bahías, en 69 kV se encuentran 4 bahías y 6 bahías en 13.8kV (TRASELECTRIC, 2013).

De estas, las bahías de 138 kV y la bahía de transformador de 69kV, pertenecen a CELEC EP – TRASELECTRIC, las tres restantes de 69 kV y las de 13.8 kV pertenecen a ELEPCO S.A. (TRASELECTRIC, 2013).

1.2 Mejoramiento continuo de la capacidad de transmisión.

Fadi Kabboul (1994), define el Mejoramiento Continuo como una conversión en el mecanismo viable y accesible al que las empresas de los países en vías de desarrollo cierran la brecha tecnológica que mantienen con respecto al mundo desarrollado. Por otra parte, L.P. Sullivan (1994), define el Mejoramiento Continuo, como un esfuerzo para aplicar mejoras en cada área de la organización a lo que se entrega a clientes. Sin embargo, Eduardo Deming (1996) indica que, según la óptica de este autor, la administración de la calidad requiere de un proceso constante, que será llamado Mejoramiento Continuo, donde la perfección nunca se logra pero siempre se busca.

Para el efecto de mejoramiento de la capacidad de transmisión, se define como el incremento de la capacidad efectiva de la potencia transmitida, eficiente y adaptable, qué cambiar y cómo cambiar depende del enfoque específico del empresario y del proceso.

1.3 Planificación.

La Planificación es la primera función de la administración, y consiste en determinar las metas u objetivos a cumplir; es decir, seleccionar entre diversas acciones futuras.

La planificación cumple dos propósitos principales: el protector que consiste en minimizar el riesgo, reduciendo la incertidumbre que rodea al mundo de los negocios y definiendo las consecuencias de una acción administrativa determinada; y el afirmativo que consiste en elevar el nivel de éxito organizacional (Helden, 2009).

Según (Stoner, 1996) planificación "Es el proceso de establecer metas y elegir medios para alcanzar dichas metas", al mismo tiempo (Ortiz, s/f) expresa "Es el proceso que se sigue para determinar en forma exacta lo que la organización hará para alcanzar sus objetivos". Sin embargo (Murdick, 1994) menciona que la planificación "Consiste en decidir con anticipación lo que hay que hacer, quién tiene que hacerlo, y cómo deberá hacerse" Se erige como puente entre el punto en que nos encontramos y aquel donde queremos ir.

1.3.1 Planificación en el consumo de energía eléctrica.

La planificación en el ámbito eléctrico, comprende todos los cambios en la estructura del sistema eléctrico (Generación Transmisión y Distribución). La potencia máxima que será requerida por los consumidores representa el incremento básico para una adecuada planificación del crecimiento del sistema. Se requiere conocer la demanda de partida y su evolución esperada en el tiempo pronosticado, los períodos planificados incluyen varios años hacia el futuro (2 a 20 años), para lo cual se necesita una representación de la demanda a nivel mensual, estacional y en algunos casos anuales.

Debe preverse tanto un sistema de generación que permita satisfacer la demanda máxima, más la reserva de potencia en calidad suficiente para garantizar niveles mínimos de calidad, como también un sistema que posibilite el transporte de la energía desde los centros de generación hasta los consumidores al mínimo costo.

1.3.1.1 Proyección adecuada de índices eléctricos.

La proyección adecuada de índices eléctricos se determina estadísticamente determinado el consumo de potencia anual, en el Ecuador lo realiza el CENACE. La demanda de potencia, se debe en general a factores estocásticos, clásicamente de tipo meteorológico a los que agregaremos las producidas por situaciones atípicas de profundo desbalance socioeconómico del país.

La situación macro-económica del país de los últimos años, permite un mejor tratamiento metodológico de las proyecciones de la demanda eléctrica. Adicionalmente, siguen participando con mayor protagonismo las empresas distribuidoras, las cuales por la cercanía y conocimiento del mercado de su área de concesión, deben estar, mejor preparadas para determinar la previsión de sus necesidades futuras de energía y potencia eléctricas, tanto en el plano global como en el geográfico.

1.4 Metodología de marco lógico.

1.4.1 Introducción.

El marco lógico (ML) es una metodología que comunica los objetivos de un proyecto en una sola matriz. Reside en que puede incorporar todas las necesidades y puntos de vista de los actores involucrados en el proyecto y su entorno (stakeholders).

El marco lógico es una herramienta que resume las características principales de un proyecto, desde el diseño e identificación (¿cuál es el problema?), la definición (¿qué debemos hacer?), la valoración (¿cómo debemos hacerlo?), la ejecución y supervisión (¿lo estamos haciendo bien?), hasta la evaluación (¿lo hemos logrado?) (CEDEC, 2010).

Se exponen secuencialmente el análisis de involucrados, el árbol de problemas, la estructura analítica del proyecto y se detallan los componentes básicos de la matriz. De igual manera, se detallan todas

las ideas que comprenden el monitoreo y la evaluación de proyectos y programas. Se ha privilegiado la sencillez en la exposición de las ideas sobre la extensión analítica, con el objeto de que se convierta en una herramienta de apoyo para todas las actividades de capacitación, investigación y asistencia técnica que se desarrolla.

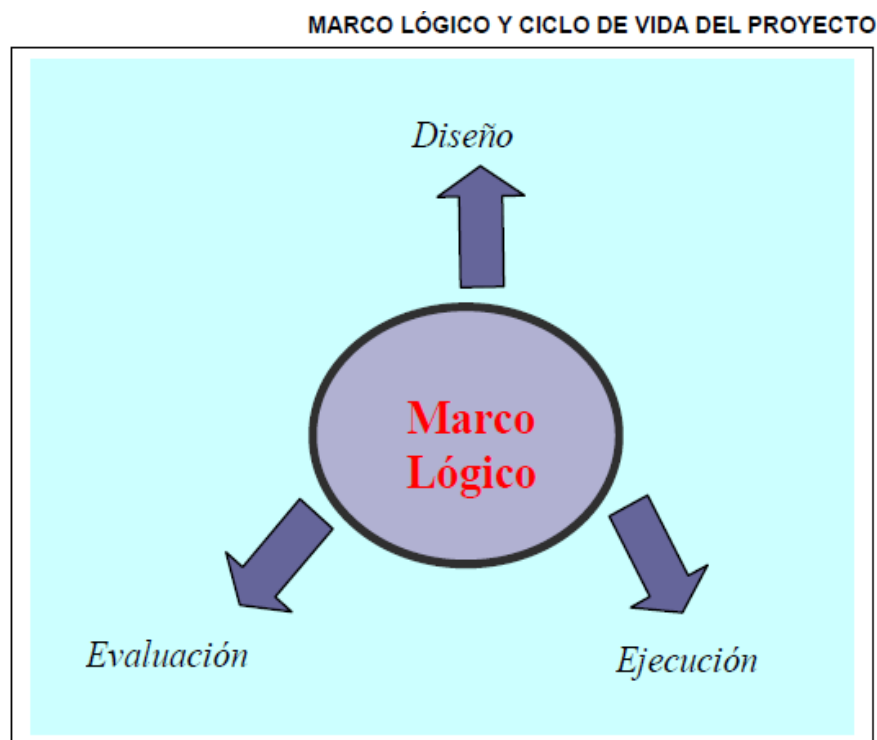


Figura No. 1.11: Ciclo de vida de un proyecto

Con el ML se ha intentado visualizar las relaciones de la metodología de marco lógico con los niveles estratégicos, programáticos y operativos del diseño de las políticas y programas con el objeto de articular y coordinar los niveles macro, meso y micro del sistema de planificación. Se hace también hincapié en el aporte de este instrumento a la gestión estratégica de los proyectos y programas y su invaluable contribución al seguimiento, control y evaluación de los mismos.

La Metodología de Marco Lógico propone una estructura que busca comunicar e integrar los elementos esenciales sobre un proyecto o programa. Dicha estructura se puede ver en la figura No. 1.12. El siguiente

esquema o mapa global caracteriza los componentes principales y su secuencia para alcanzar el resultado de la metodología. (Ortegón, Edgar, 2005, pág. 69).

1.4.2 La matriz de marco lógico.

La estructura del marco lógico es una matriz de 4 filas por 4 columnas, la tabla No. 1.1 muestra una estructura típica de marco lógico.

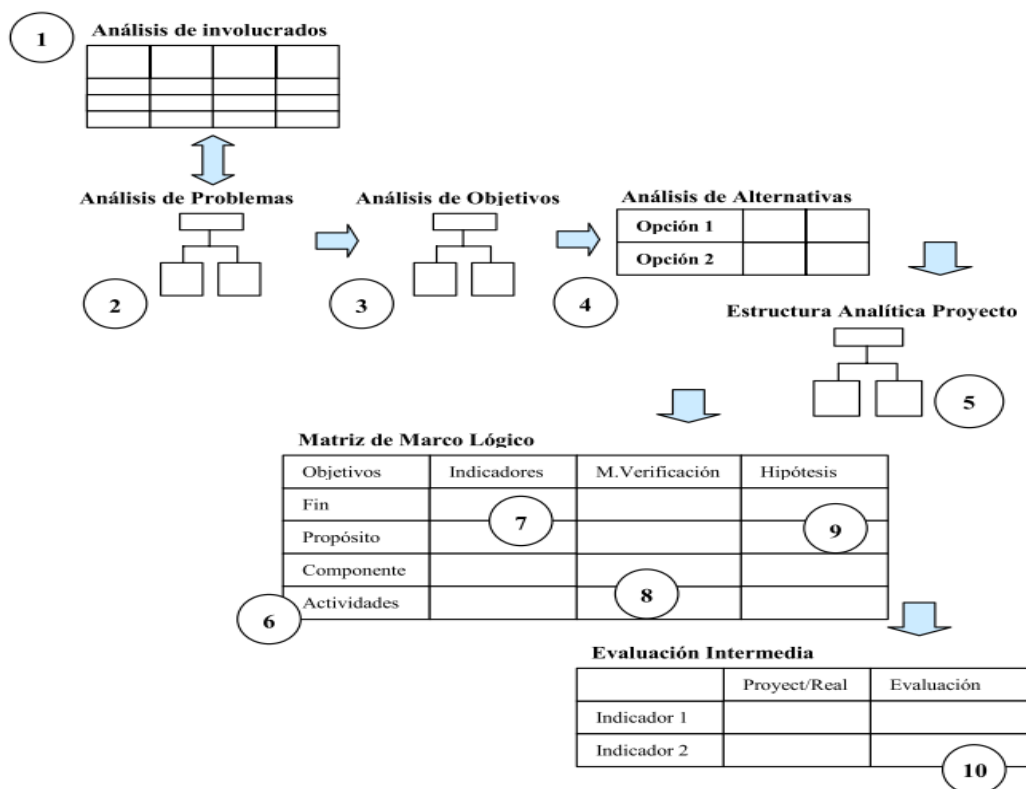


Figura No. 1.12: Estructura metodológica de marco lógico

1.5 Marco legal.

En el Art. 314 de la Constitución de la República del Ecuador indica que el Estado será responsable de la provisión de ciertos servicios públicos, entre los que se cita la energía eléctrica. Según el texto constitucional (Art. 315) el Estado constituirá empresas públicas para la prestación de tales servicios (Constituyente, 2008:159).

Tabla No. 1.1:
Componentes de la matriz de marco lógico.

SÍNTESIS NARRATIVA	INDICADORES (Medidas de verificación)	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	FACTORES EXTERNOS
FIN El objetivo del proyecto; la solución al problema.	Identifica el cumplimiento del objetivo y su impacto (logro del cambio deseado).	Fuentes de información para verificar el estado de los indicadores del Objetivo.	Factores para mantener el objetivo a largo plazo o impacto real del proyecto.
PROPOSITO Son los objetivos inmediatos: El efecto o impacto inmediato del proyecto.	Verifica el logro de los objetivos inmediatos.	Fuentes de información para verificar el estado de los indicadores de los objetivos inmediatos	Factores externos importantes para lograr el objetivo, una vez logrados los objetivos inmediatos.
COMPONENTES Los resultados directos de las acciones del proyecto; son obras, servicios, y capacitación.	Medidas para comprobar la obtención de los productos esperados. (Medida de la eficacia del proyecto)	Fuentes de información para verificar el estado de los indicadores de los productos o resultados	Factores externos importantes para obtener los objetivos inmediatos.
ACTIVIDADES Son las tareas ejecutadas para obtener los componentes	Medidas para verificar la eficiencia de las actividades, referidas al cronograma y presupuesto. (Medida de la eficiencia del Proyecto)	Fuentes de información para verificar el estado de los indicadores de las actividades (desempeño)	Factores externos importantes necesarios para obtener los productos a través de las actividades.

Fuente: (Edgar Ortigón, 2005)

El Art. 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) indica que el Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, solo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, “puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica” (Decreto ejecutivo, 1996:3).

El Art. 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) establece como uno de los objetivos fundamentales de la política nacional en materia de electricidad, el proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social, y el de asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad; (CONELEC, 2008)

- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas;
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.
- El Sector Eléctrico ecuatoriano está estructurado de la siguiente manera:
- El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que es el encargado de formular la política nacional, la gestión y el control de proyectos del sector eléctrico, garantizar el abastecimiento energético mediante la promoción de la energía renovable, la eficiencia energética y la aplicación pacífica de la energía atómica.

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que es el organismo público regulador.
- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), una corporación civil de derecho privado que se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque y que debe garantizar una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.
- CELEC -EP: Es la empresa eléctrica concesionaria de generación y transmisión.
- Distribuidora: Son empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Adicionalmente la Regulación No. CONELEC - 003/08 de calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado, establece normas de calidad.

En la Tabla No. 1.2 constan las leyes vigentes que rigen el sector eléctrico.

1.6 Sistema nacional interconectado (SNI).

Es un sistema integrado por elementos eléctricos conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad. El SNI está conformado de generadores, transmisor de energía, administrador del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y empresas distribuidoras.

Según el informe anual del CENACE del 2012, la demanda máxima de potencia producida, al nivel de bornes de generación alcanzó los 3206,73

MW. La energía suministrada a partir del SNI al país alcanzó los 19652,21 GWh teniendo un crecimiento del 4,68 % con respecto al 2012.

Tabla No. 1.2:
Leyes vigentes del sector eléctrico.

Código	Documento	Detalle	Estatus	Relacionado	Vigente desde
R.O.S. 116	Ley Orgánica de Defensa del Consumidor	Contiene disposiciones de defensa al consumidor para los servicios públicos domiciliarios.	Vigente	Distribución	10/07/2000
R.O.S. 43	Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento.	Vigente	Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas	10/10/1996
R.O. 472	Ley para la Constitución de Gravámenes y Derechos Tendientes a Obras de Electrificación		Vigente	Transmisión, Ambiental	28/11/1977

Fuente: Empresa Eléctrica Regional del Sur, 2011

Adicionalmente el Plan Nacional del Buen Vivir indica que el crecimiento anual para el periodo 2013-2030, se proyecta un incremento promedio anual de la demanda de energía del 2,1% (SENPLADES, 2013).

1.7 Consideraciones especiales de diseño líneas de transmisión.

Para el diseño se toma en cuenta las normas del EX INICEL, de la que se tiene:

1.7.1 Factores de seguridad de estructuras.

A más de las cargas anteriormente descritas, se aplican los siguientes factores de seguridad o sobrecarga:

- Cargas verticales: 1.40
- Sobrecarga vertical: 1.20
- Viento: 1.50

- Efecto de ángulo: 1.40
- Sobrecarga longitudinal: 1.20
- Desequilibrio longitudinal: 1.20
- Remate: 1.40

1.7.1.1 Distancias mínimas del conductor al suelo.

En la tabla No. 1.3 se indica las distancias mínimas a considerar.

Condición 1: Distancias mínimas considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión potencia máxima de la línea, con una temperatura de 45 °C sin viento (INECEL, 1977).

Condición 2: Distancias mínimas considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de la transmisión de la potencia de emergencia de la línea.

Tabla No. 1.3:

Distancias mínimas del conductor al suelo.

Descripción	Condición 1 (m)	Condición 2 (m)
Terreno normal	6,8	5,5
Terreno transitado y caminos de segunda importancia	8,3	7
Caminos de primera importancia	9,5	8,2
Ferrocarriles distancia al riel	9,5	8,2

Fuente: CELEC EP-TRANSELECTRIC.

1.7.1.2 Distancias mínimas en cruces con líneas de comunicación o de potencia.

La distancia mínima viene dado por la fórmula:

$$D_m = 1.5 + (V_{ff}/150).$$

Dónde:

D_m = Distancia mínima.

V_{ff} = Voltaje fase - fase en kV de la línea de menor votaje.

Sin embargo para este proyecto las distancias verticales mínimas admisibles en cruces con las líneas a 13.8 kV, 22 kV y 69 kV las establece la norma del EX – INECEL, la cual indica:

- Cruce con líneas hasta 15 kV: 2.5 m
- Cruce con líneas de potencia mayores de 15 kV y hasta 138 kV: 3.2 m
- Con líneas de 230 kV: 3.2 m

La norma de diseño establece que la línea de mayor voltaje está siempre arriba de la más baja y que la línea inferior está a la temperatura ambiente y para la línea a 138 kV (superior) a flecha máxima corresponde a la condición de transmisión de la potencia de emergencia.

1.7.2 Conductor.

La línea de transmisión a 138 kV Pucará – Mulaló es simple circuito, se le repotencia con conductor desnudo de aleación de aluminio tipo ACAR, calibre 750 MCM.

Las características del conductor se indican en la tabla No. 1.4.

Tabla No. 1.4:
Descripción del conductor.

Descripción	Unidad	Valor
Tipo	N/A	ACAR
Calibre	MCM	750
Composición	c/u	18/19
Diámetro	Mm	25,32
Sección total	mm ²	380
Resistencia	Ohm/km	0,0817
Peso	Kg/km	1,048
Tensión de rotura	Kg	8,651
Módulo de elasticidad	Kg/mm ²	6,400
Coefficiente de dilatación lineal	1/°C	2,30E-05

Fuente: ELECTROCABLES C.A., 2011

1.7.2.1 Límite térmico.

La temperatura del conductor no podrá ser superior a 80°C en régimen permanente, además se considerara que la tensión normal de los conductores deben estar a una temperatura ambiental de:

Zona 1: 25° C sin viento

Zona 2: 12° C sin viento

Considerando que las líneas de transmisión cruzan por todo el país, estas se han dividido en dos zonas:

Zona I: Pertenece a la parte baja del territorio nacional hasta una altura de 1000 metros sobre el nivel del mar.

Zona II: Corresponde básicamente a la meseta andina y comprende terrenos desde los 1.000 hasta los 3.500 metros sobre el nivel del mar

De acuerdo con esta clasificación, la línea de transmisión Pucará - Mulaló, se ubica en la zona II, se diseña con los parámetros definidos en las normas del ex INECEL exclusivamente para la zona II.

De acuerdo a la norma 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 de los conductores, al igual que una de las condiciones para definir la tensión máxima de los conductores. 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.

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

Zona II

- Temperatura: 5° 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 STREES), es el que define las tensiones y flechas normales. Las condiciones que se aplican para el cálculo son:

Zona II

- Temperatura: 12° C
- Viento: 0 Km / h

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. Para este caso, la tensión mecánica de partida en el estado III (EDS), se establece para los conductores en el 22% de la tensión de rotura, siendo esta la tensión inicial.

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

Zona II

- Temperatura: 45° C
- Viento: 0 Km / h

1.7.3 Demanda eléctrica:

La demanda eléctrica es una medida que referencia la cantidad de energía necesaria en un determinado tiempo y viene dado en kW.

En la figura No. 1.13 se visualiza el consumo de la subestación Mulaló por día; cabe indicar que la demanda vendría dada por el consumo máximo; esto sería 37MW para NOVACERO y 42 MW para ELEPCO S.A.

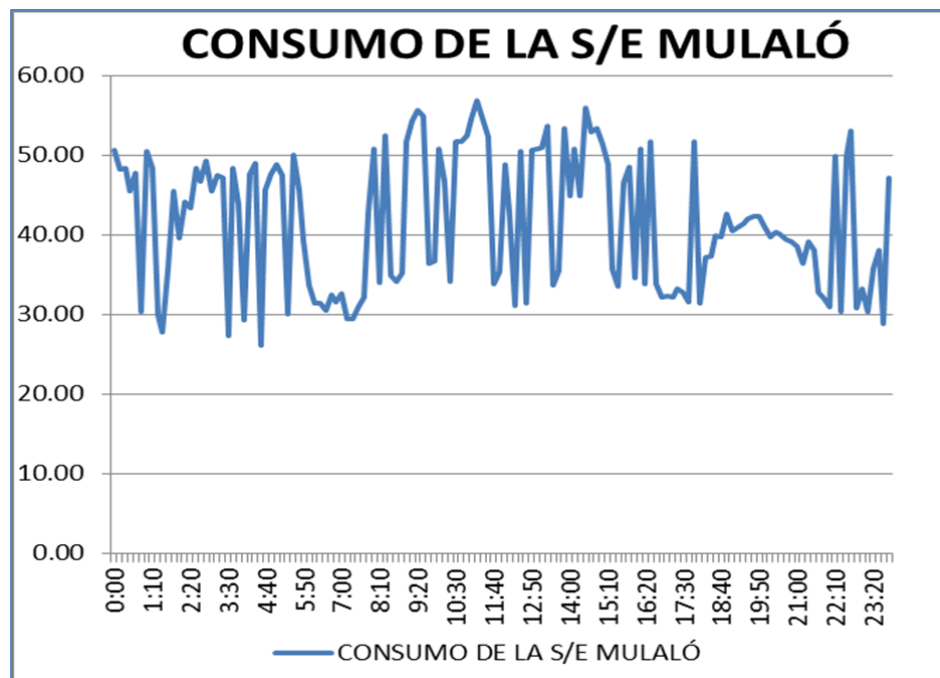


Figura No. 1.13: Consumo de la S/E Mulaló

1.7.4 Límites operativos:

En la tabla No. 1.5 se indica los límites operativos de voltaje en el servicio eléctrico de distribución conforme lo establece la REGULACION No. CONELEC – 004/01.

Tabla No. 1.5:

Límites operativos de voltaje.

Descripción	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

Fuente: CONELEC.

Conforme lo indica CELEC EP – TRANSELECTRIC los parámetros y límite operativo de la línea de transmisión Pucará Mulaló y su transformador se presentan en la tabla No. 1.6.

Tabla No. 1.6:

Límites operativos

Descripción	Capacidad continua (MVA)	Capacidad emergencia (MVA)
Línea de trasmisión	112	160
Transformador	60	67,7

Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC

1.7.5 Oferta eléctrica:

La oferta eléctrica es la cantidad de energía eléctrica en kW, que tiene disponible un punto de conexión y viene dado por el equipo de mínima capacidad.

1.8 Marco metodológico

La Observación es una estrategia que permite obtener información desde la pertenencia al lugar donde se ejecuta el problema, por lo que el investigador desarrolla la investigación desde la postura que valora la experiencia como punto de partida para la generación del conocimiento, al

trabajar en la Corporación Eléctrica del Ecuador; Empresa Pública en su Unidad de Negocio TRASELECTRIC, por ende conoce las debilidades fortalezas, oportunidades y amenazas de la empresa a desarrollar la investigación.

Dentro de la observación se ocupará algunas metodologías, las cuales fueron adquiridas en el Marco lógico de la CEPAL utilizada por el SENPLADES, la cual que permite presentar en forma resumida y estructurada cualquier iniciativa de inversión. La Metodología contempla análisis del problema, análisis de los involucrados, jerarquía de objetivos y selección de una estrategia de implementación óptima. El producto de esta metodología analítica es la Matriz (el marco lógico), la cual resume lo que el proyecto pretende hacer y cómo, cuáles son los supuestos claves y cómo los insumos y productos del proyecto serán monitoreados y evaluados (Edgar Ortegón, 2005).

Se ha desarrollado desde la postura que valora la experiencia como punto de partida para la generación del conocimiento, en la figura No. 2.1, se identifica la secuencia de investigación.

En la mayoría de la investigación se desarrolla desde una revisión bibliográfica-documental y de campo, de los registros operativos diarios de TRANSELECTRIC, tales como: información del consumo de ELEPCO S.A., datos transmitidos por las líneas que se asocian a la subestación Mulaló.

Utilizando la metodología deductiva, con una serie de pasos sistemáticos e instrumentos que nos lleva a garantizar la solución, ayudándonos con reglas y normas, unidas con la experiencia, la obtención y la bibliográfica-documental, se desarrolla el presente proyecto.



Figura No. 1.14: Secuencia de investigación

CAPÍTULO II

2. DIAGNÓSTICO

2.1 Situación problemática.

Ante el crecimiento anual de la demanda del país, y debido a la entrada en funcionamiento de una nueva carga correspondiente a la compañía Novacero en la subestación Mulaló, se requiere entregar mayor cantidad de energía eléctrica, a los usuarios de los catones Latacunga, Pujilí, Saquisilí, Sigchos y sus industrias, que se abastecen de energía eléctrica a través de la subestación Mulaló; dicha entrega ha disminuido en calidad y cantidad de energía eléctrica.

2.2 Identificación de los involucrados.

Conjuntamente con expertos en coordinar los diferentes trabajos de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión de CELEC EP, con los entes relacionados, en el servicio de transmisión, distribución, grandes consumidores, agentes de control del país y facturación del servicio del servicio de electricidad, y con el soporte de una información bibliográfica – documental, se determinó los involucrados asociados en el abastecimiento de energía eléctrica a la subestación Mulaló, en la figura No. 2.1 se identifica los involucrados relacionados directamente o indirectamente con el proyecto.

2.2.1 Caracterización de los involucrados.

Con la ayuda de los expertos, y una análisis bibliográfico- documental, se identifican los roles de cada involucrado, identificando los intereses, problemas percibidos y los recursos o mandatos que posean cada involucrado en el proyecto, estos se presentan en la tabla No. 2.1.

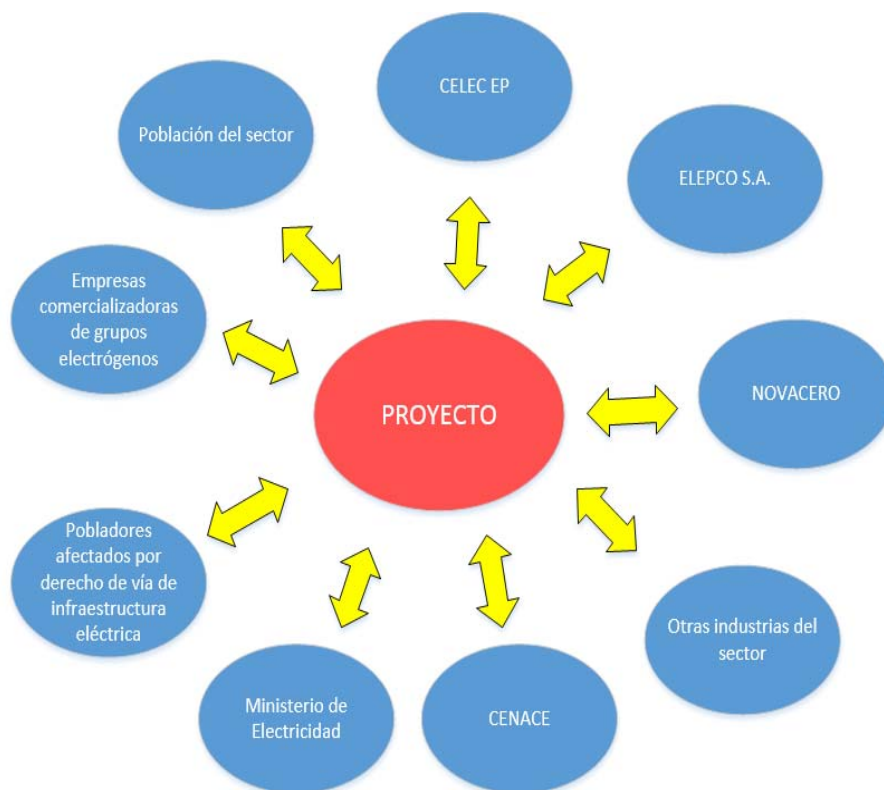


Figura No. 2.1: Mapa de involucrados.

Tabla No. 2.1:
Caracterización de involucrados.

Grupo	Intereses	Problemas percibidos	Recursos / Mandatos
CELEC E.P.	- Cumplir con la ley, y reglamentos y resoluciones. -Garantizar disponibilidad, confiabilidad del servicio de generación y trasmisión de energía eléctrica.	- Incumplimiento de regulaciones - Disponibilidad financiera. - Injerencia política.	- Disponibilidad presupuestaria. - Personal necesario. - Regulación No. CENACE 03/08.
Población del sector	- Buena calidad de energía eléctrica.	- Daños a electrodomésticos. - Incremento de robos. - Congestión vehicular.	N/A
ELEPCO S.A.	- Mayor disponibilidad de energía eléctrica de buena calidad.	- Reclamos por los abonados al no cumplir con la entrega de energía necesaria. - Injerencia política.	- Cumplir con la Regulación No. CONELEC 03/08.
NOVACERO	- Incremento de la productividad. - Demanda satisfecha de potencia eléctrica para cumplir con su productividad. - No suministro de energía eléctrica en horas de mayor consumo.	- Baja productividad. - Daño de equipamientos.	- Solicitar el cumplimiento de las leyes y regulaciones.

Continúa 

Grupo	Intereses	Problemas percibidos	Recursos / Mandatos
Otras industrias	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento de la productividad. - Demanda satisfecha de potencia eléctrica para cumplir con su productividad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja productividad. - Daño de equipamientos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar el cumplimiento de las leyes y regulaciones.
CENACE	<ul style="list-style-type: none"> - Hacer cumplir con las leyes y reglamentos. - Mantener la calidad y confiabilidad del suministro de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> - No cumple con su misión. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar el cumplimiento de las leyes y regulaciones. - Regulación No. CONELEC 008-2008.
Ministerio de Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> - Cumplir con el Plan del Buen Vivir. - Cumplir con la matriz de producción. - Cumplir con la matriz energética. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reclamos por los abonados al no cumplir con la entrega de energía necesaria. - Presión política. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disponibilidad financiera. - Plan del Buen Vivir.
Pobladores afectados por derechos de vía de nueva infraestructura eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> - No afectación de sus propiedades. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja la plusvalía. - Afectación de la salud por cercanía de infraestructura eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Protestas. - Impedimento en la construcción.
Empresas comercializadoras de grupos electrógenos	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementar la venta de grupos electrógenos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja demanda de grupos electrógenos. 	N/A

2.2.2 Posición de los involucrados.

Mediante entrevistas a personal que trabajan en el medio eléctrico y con la ayuda de expertos en construcción de líneas de transmisión y subestaciones, se puede recoger información sobre la posición de cada uno de los involucrados, para lo cual se calificó la postura de los involucrados frente al problema; se evalúa su fuerza y expectativa. Para su calificación se utiliza una escala del 1 a 5, donde el 1 indica el menor grado de importancia del involucramiento para el proyecto y el menor grado de involucrado del mismo; por su parte el 5, indica el mayor grado de importancia del involucrado para el proyecto y el mayor grado de involucramiento. Se califica con valores negativos aquellos involucrados que muestran oposición a solucionar el problema, y con valor positivo a aquellos que muestran apoyo.

Tabla No. 2.2:
Posición y Caracterización de involucrados.

Involucrados	Expectativa	Fuerza	Resultados
CELEC EP	5	4	20
ELEPCO S.A.	5	3	15
NOVACERO	5	3	15
Población del sector	3	2	6
Pobladores afectados por derecho de vía de infraestructura eléctrica	2	- 3	- 6
Otras industrias	5	2	10
CENACE	3	4	12
Ministerio de electricidad	5	3	15
Empresas comercializadoras de grupos electrógenos	3	- 2	- 6

En la tabla No. 2.2 se indican los involucrados con su respectiva valoración, siendo los más relevante CELEC EP, ELEPCO S.A., Industrias y, población, respectivamente. Esta valoración se realiza tomando en cuenta:

Expectativa: Es lo más probable que suceda a futuro que afecte a cada involucrado.

Fuerza: Es la intensidad de cada involucrada con relación al proyecto y la influencia sobre este.

CELEC EP: Es la empresa encargada de la generación y la trasmisión de energía eléctrica en el país, propietaria del abastecimiento eléctrico en la S/E Mulaló, conforme lo dispone el marco legal; lo más probable será que esta tome las acciones para mejorar el servicio de energía previo a un análisis de técnico.

ELEPCO S.A.: Empresa encargada de la distribución de energía eléctrica a su concesión establecida, es la encargada de fortalecer el servicio y solicitar el incremento de potencia eléctrica, y ser capaz de distribuir el incremento de energía solicitada a sus abonados.

NOVACERO e industrias: Tienen una expectativa de crecimiento programada y en base a su programación solicitando a ELEPCO S.A. la potencia eléctrica necesaria para planificar su crecimiento.

Población: La expectativa de la población es tener energía eléctrica las 24 horas del día y los 365 días del año, para lo que tienen una fuerza moderada.

2.3 Análisis del problema.

El presente análisis se realiza por medio de un análisis bibliográfico – documental, obteniendo la información de datos operativos de la subestación Mulaló, de lo que se establece que ELEPCO S.A. se abastece de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado a través de la subestación Mulaló perteneciente a CELEC EP – TRASELECTRIC. Dicha subestación no abastece la suficiente energía eléctrica para satisfacer al consumo de los usuarios de los cantones Latacunga, Pujilí, Sigchos, Saquisilí.

Adicionalmente, los parámetros eléctricos de la energía suministrada por esta subestación no cumplen con las regulaciones respectivas.

CELEC EP – TRASELECTRIC ha declarado que la subestación Mulaló tiene una potencia instalada en transformador de 66,7 MVA, esta S/E tiene cinco bahías en 138 kV (Pucará, Vicentina, Transformador, transferencia y Novacero) y 69 kV una bahía de transformador la cual entregan la energía eléctrica a ELEPCO S.A., en la tabla No. 2.3, presenta las potencias máximas consumidas por cada bahía de la subestación.

La L/T Pucará - Mulaló puede transmitir una potencia de 112 MW (TRASELECTRIC, 2013), en tal virtud la línea de transmisión Pucará – Mulaló se encuentra transmitiendo 121.51 MW, lo cual identifica que se encuentra sobrecargada en un 8.5 % de su capacidad de transmisión.

Tabla No. 2.3:
Potencias entregadas y recibidas en la S/E Mulaló.

Descripción	Valor (MW)
Bahía Pucará	121,51
Bahía Vicentina	57,86
Bahía NOVACERO	37,00
Bahía Transferencia	0,00
Bahía Transformador (138 kV)	42,00
Bahía Transformador (69 kV; ELEPCO S.A.)	42,00

Fuente: Operación CELEC – EP, marzo 2013.

2.3.1 Definición del problema.

El suministro de energía eléctrica del Sistema Nacional Transmisión a través de la subestación Mulaló a ELEPCO S.A., es insuficiente para satisfacer al consumo de los usuarios de los cantones Latacunga: Pujilí, Sigchos, Saquisilí y sus industrias.

La línea de transmisión Pucará – Mulaló, no permite entregar la suficiente energía a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. por lo cual existe restricciones de servicio eléctrico a sus abonados.

2.4 Árbol de problemas.

Con la ayuda de expertos en planificación de sistemas eléctricos de CELEC EP, se determinaron los efectos que puede producir el problema de análisis, y a partir de este se identifican las causas del origen del déficit en el suministro de energía eléctrica a los usuarios de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos, a través de la subestación Mulaló del sistema nacional interconectado. En consecuencia se identifica que la insuficiente energía eléctrica en la subestación Mulaló por: la falta de abastecimiento eléctrico, y un crecimiento en el consumo eléctrico de los pobladores e industrias, provocan una calidad deficiente en el suministro de energía eléctrica para los abonados de los cantones Latacunga Pujilí, Sigchos y Saquisilí, teniendo efectos de restricciones, con un déficit del suministro eléctrico creando baja producción, disminuyendo el desarrollo económico y social en los pobladores de los cantones en mención, los cuales se

abastecen de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado a través de la subestación Mulaló.

En la figura No. 2.2 se encuentra lo mencionado desarrollado en un árbol de problemas.

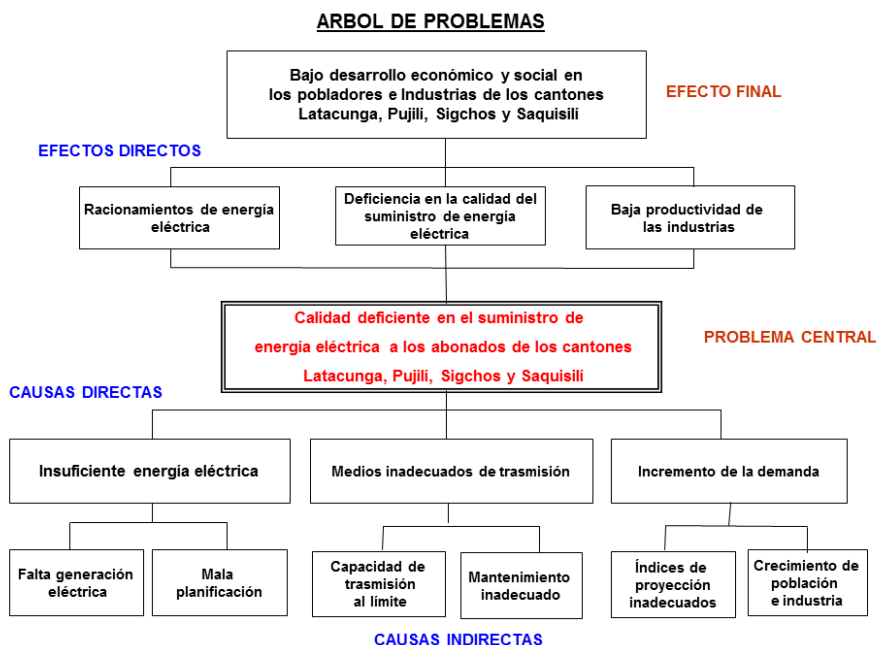


Figura No. 2.2: Árbol de problemas.

2.5 Análisis de objetivos.

Utilizando los estados del árbol de problemas y con la ayuda de expertos en planificación de CELEC EP, se expresaron los problemas identificados en el árbol de problemas de una manera positiva convirtiéndolos en objetivos, con sus diferentes niveles jerárquicos, el cual se presenta en la figura No. 2.3.

2.5.1 Validación de árbol objetivo.

Para validar el árbol de objetivos se examina las relaciones entre medios y fines para garantizar que el esquema sea válido e íntegro, para lo que se tiene:

Medio: Suficiente energía eléctrica.

Fin: Energía eléctrica confiable para sus abonados.

Con el fin de mantener una energía eléctrica confiable es necesario contar con una suficiente energía eléctrica en la S/E Mulaló.



Figura No. 2.3: Árbol de objetivos.

Medio: Sistemas adecuados de transmisión.

Fin: Buena calidad del suministro de energía eléctrica.

Para mantener un buen suministro de energía eléctrica es necesario mantener un normal abastecimiento, a través del sistema de trasmisión de energía eléctrica.

Medio: Incremento planificado del consumo eléctrico.

Fin: Buena productividad en las industrias.

Para mantener una buena producción industrial se debe planificar el consumo eléctrico de las industrias y nuevas inversiones.

Dentro de este análisis el impulso de la transformación de la matriz productiva, se determina como el fin principal.

2.6 Selección de la estrategia óptima.

Con expertos en planificación se identifica la estrategia óptima, utilizando como herramienta el árbol de objetivos (medios) con el objetivo de identificar una acción que solucione el problema planteado, en consecuencia para optimizar y mejorar un buen abastecimiento de energía eléctrica suministrada por CELEC EP – TRASELECTRIC a través de la subestación Mulaló a los pobladores de los cantones de Latacunga, Pujilí, Sigchos y Saquisilí y sus industrias, se identifica la siguiente estrategia:

- Cubrir con el suministro de energía eléctrica incrementando el abastecimiento de energía eléctrica a la subestación Mulaló.

2.6.1 Identificación de acciones.

Planteado la estrategia óptima se determinan las acciones a tomar para mejorar el abastecimiento de energía eléctrica en la subestación Mulaló, para lo cual conjuntamente se identifican tres acciones a tomar, las cuales se identifican en la figura No. 2.4 como el árbol de acciones.

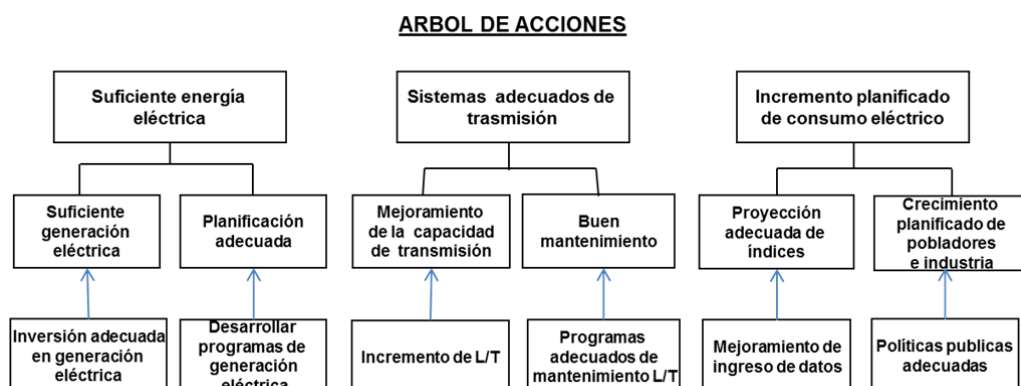


Figura No. 2.4: Árbol de acciones.

2.6.2 Postura de alternativas.

Conociendo las posibles acciones e identificando dos acciones como complementarias, se identifica dos soluciones:

1. Incremento del suministro eléctrico en la subestación Mulaló.
2. Desarrollar programas de alimentación eléctrica conjuntamente con las industrias.

La primera alternativa de solución pretende incrementar el suministro eléctrico en la subestación Mulaló, y las acciones que las componen se consideran complementarias como son:

- a) Inversión adecuada en generación eléctrica, a través de una adecuada planificación.
- b) Mejoramiento en la transmisión, a través de una adecuada planificación y con un buen mantenimiento del sistema eléctrico.

El desarrollo programas de alimentación eléctrica en conjunto con industrias no se incluye en la alternativa de solución puesto que en la Constitución de la República del Ecuador señala que el Estado será el responsable de la provisión de ciertos servicios públicos, entre los que se cita la energía eléctrica; en tal virtud, no se realiza el estudio en las industrias.

Para incrementar el suministro eléctrico en la subestación Mulaló, se puede desarrollar las siguientes alternativas:

- Construcción de una L/T paralela con el mismo calibre del conductor existente, que permita alimentar la potencia necesaria para el abastecer a ELEPCO S.A. y exista equilibrio de potencias en las dos líneas (Alternativa 1: Nueva L/T)

- Cambio de conductor para incremento de la capacidad de trasmisión de la línea de trasmisión Pucará – Mulaló (Alternativa 2: Cambio de conductor).
- Construir una central térmica en las inmediaciones de la subestación Mulaló que cubra el déficit existente y la potencia a incrementarse en los próximos años (Alternativa 3: Generación).

2.7 Selección de alternativas.

Para la selección de alternativas se realizará los siguientes análisis:

- Análisis técnico.
- Análisis económico.
- Análisis ambiental.
- Evaluación técnico - económica - ambiental.

2.7.1 Análisis técnico.

Con la ayuda de un experto en planificación, el presente análisis técnico se realizará mediante las herramienta informática POWER-WORD y PLAS-CAD, las cuales permiten simula flujos de potencia, y diseñar líneas de trasmisión respectivamente, para el análisis de flujos de potencia se toma el periodo 2014 -2024, realizando un equivalente del sistema en la subestación Totoras y un equivalente en la subestación Santa Rosa, como se presenta en la figura No. 2.5, y para el diseño de líneas de trasmisión se toma en cuenta las normas del EX – INECEL.

En la actualidad la carga máxima entregada a ELEPCO S.A. y sus industrias, a través de la S/E Mulaló es de 79 MW, lo cual sobrecarga la línea de trasmisión en un 8.5% esto es de 112 MW a 121.51 MW, en horas pico. Para reducir la sobrecarga en horas pico se disminuyen la potencia consumida por las industrias en especial a NOVACERO, para evitar que la línea de trasmisión se sobrecargué y existan riesgos tanto del sistema como humanos.

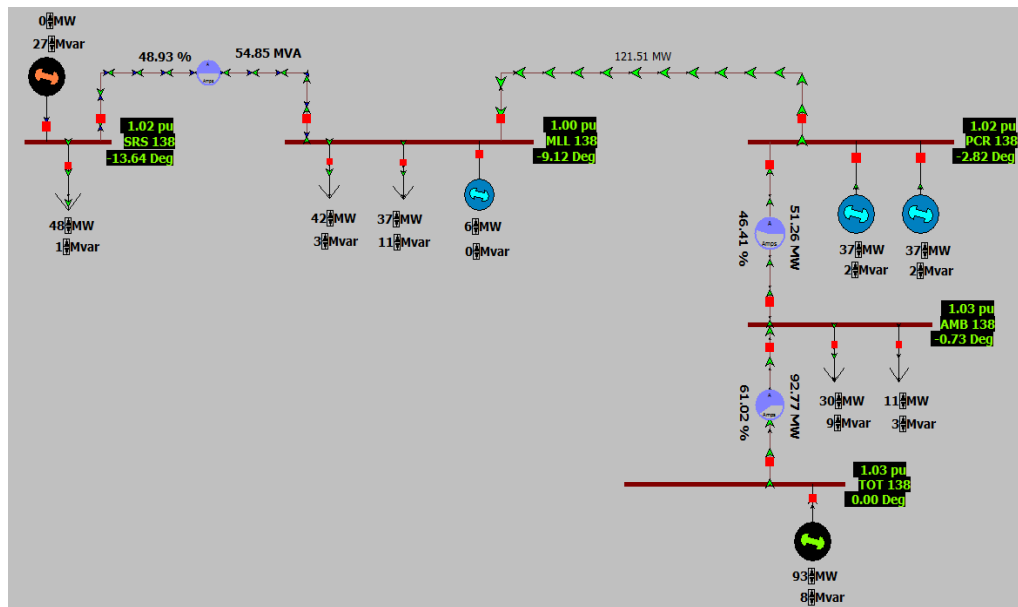


Figura No. 2.5: Flujo de la subestación Mulaló.

Para el análisis de incremento de la capacidad de la línea de transmisión se considerando la publicación del “Estudio para Repotenciación de la Línea de Transmisión Pucará – Mulaló a 138 kV Utilizando el Conductor más Económico” realizado por Joaquín Alfredo Chasipanta González, e Ing. Raúl Antonio Canelos Salazar, del 2011, en donde en su conclusión indica: “Se realiza el estudio técnico económico de varios conductores tales como: el ACCR, ACCC, ACSS, ACAR y se llega a la conclusión de que el conductor convencional ACAR 700 MCM es el más económico, entre los conductores seleccionados para el estudio; sin embargo, en condiciones de flecha máxima no cumple con las distancias de seguridad hacia el suelo quedando descartado para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló.” (Chasipanta González, 2011, pág. 8), pero considerando el levantamiento topográfico de la línea de trasmisión existente en el presente proyecto, el estudio se realizará con el conductor ACAR 700 MCM.

Una vez determinado el tipo de conductor a utilizar para el incrementar la capacidad de transmisión por la L/T existente, se procede a realizar una corrida de flujos de potencia a máxima carga en tomando como año base

2014 con un incremento del 2,1% por año, indicada en el Plan del Buen Vivir 2013-2014 (SENPLADES, 2013).

Tabla No. 2.4:

Análisis de potencia al 2024 con la configuración actual.

Descripción	Potencia consumida		Cargabilidad L/T Pucará Mulaló (MW)	Potencia transmitida por la L/T Pucará Mulaló (MW)	Potencia de salida de barra al sistema (MW)	Potencia generada (MW)
	ELEPCO S.A. (MW)	NOVACERO (MW)				
Alternativa 1	51	45	224,00	139,18	53,79	6,50
Alternativa 2	51	45	148	138,63	58,60	6,50
Alternativa 3	51	45	112,00	111,09	55,64	36,00

Fuente: Consumo de potencia diaria de la S/E Mulaló.

En tal virtud se procede a verificar las distancias de seguridad al suelo a una tensión del 22% para el plantillado (trazado de catenaria) en el perfil topográfico, ayudándonos del programa informático PLS-CADD. En la figura No. 2.6 se indica una parte del plantillado de la L/T, para este análisis se toma en consideración que existen estructuras tipo:

- a) Torre tipo N: De suspensión liviana con un ángulo de hasta 1 grado de deflexión.
- b) Torre tipo R: De suspensión pesada, y de retención para ángulos de hasta 5 grados de deflexión.
- c) Torre tipo T: De retención para ángulos de hasta 15 grados de deflexión.
- d) Torre tipo A: De retención para ángulos de hasta 30 grados de deflexión.
- e) Torre tipo C: De retención y terminales de hasta 60 grados de deflexión.

De las cuales, la torre tipo R puede trabajar como suspensión y retención a la vez, bajo esta consideración y para mejorar la distancia al suelo y cumplir con la norma de diseño, la cual establece: la distancia mínima al

suelo en 138 KV para una altura superior a 1000 metros sobre el nivel del mar es 6.8 metros en condiciones normales de funcionamiento y 5.5 metros en condiciones de sobrecarga, (INECEL, 1977), algunas estructuras tipo R que se encuentran como suspensión se las utilizará como retención mejorando las distancias de seguridad al suelo.

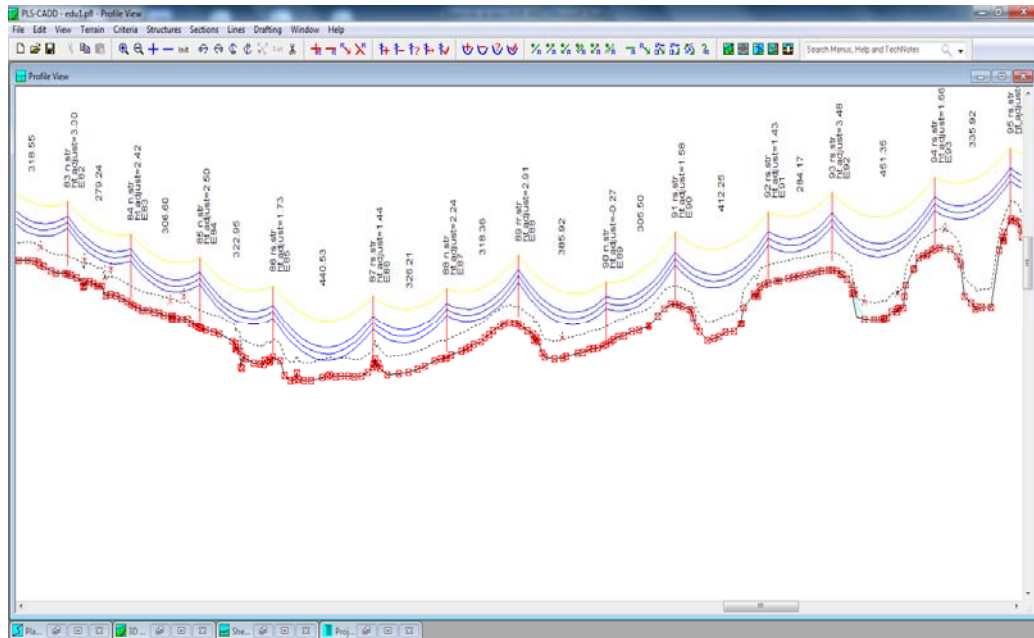


Figura No. 2.6: Plantillado de la L/T.

Adicionalmente a lo indicado en los sitios de las estructuras E005, E022, y E036 se debe incrementar la altura de las estructuras y/o incrementar estructuras intermedias, en tal virtud en la estructura E22 y E05 se debe incrementar la altitud la Altura al Punto de Amarre (APA) y en la E036 se debe colocar dos estructuras intermedias entre las estructuras E035 y E037, en lugar de la E036.

Adicionalmente con la ayuda del programa PLS-CADD, se determinan las nuevas cargas que soportarían las estructuras con el conductor ACAR 750 MCN, las cuales se determinan utilizando los parámetros indicados en la norma del EX – INECEL. En el anexo No. 1 y 2 se indican el árbol de cargas

de las estructuras existentes y las cargas a soportar con el cambio del conductor.

En la tabla No. 2.4 se indican los resultados obtenidos luego de una corrida de flujos de potencia con la máxima carga de las tres alternativas de solución, tomando en consideración que la carga de Novacero es contante; de las cuales se tiene:

Alternativa 1: Esta alternativa puede conducir una potencia de hasta 224 MW, la cual abastece con la potencia requerida por ELEPCO S.A., puede transmitir por la línea de transmisión un 49. % más de la carga requerida por ELEPCO S.A., pero se sobrecargarían las líneas de transmisión Totoras – Ambato y Pucará Ambato, por lo que no se podría transmitir más de 150 MW.

Alternativa 2: En esta alternativa entrega la energía necesaria requerida para satisfacer la carga requerida por ELEPCO S.A. y puede transmitir 9,37 MW adicionales, siendo esto hasta 148 MW, sin sobrecargar las líneas aledañas.

Alternativa 3: La potencia entregada por la línea de transmisión es la máxima a transmitir y aplicando una generación térmica en barras de la subestación, para abastecer con la potencia necesaria a ELEPCO S.A..

De los resultados obtenidos en la corrida de flujos en el programa informático POWER-WORD, el cual identifica las diferentes alternativas de solución las cuales técnicamente son viables; en la tabla No. 2.5 se presenta el análisis técnico, por confiabilidad de servicio, dando cualificándoles de: alta, media y baja:

Alternativa 1: Construcción de una nueva línea de transmisión:

Confiabilidad Media: Al ser una línea de transmisión de doble circuito puede transmitir una potencia de 224 MW, entre los dos circuitos; pero no se puede transmitir más 150 MW, ya que las líneas de transmisión Pucará – Ambato y Pucara – Ambato se sobrecargarían. Por lo expuesto al salir de servicio una de las L/T, se sobrecarga una de las los líneas de transmisión provocando la salida de estas.

Alternativa 2: Cambio de conductor de la línea de trasmisión:

Confiabilidad Media: En el momento de existir una falla en esta línea no entregaría la energía eléctrica a la subestación, presentando el mismo efecto que la alternativa anterior.

Alternativa 3: Incremento de generación térmica en las inmediaciones de la S/E Mulaló:

Confiabilidad Media: La confiabilidad es media por el conjunto de equipamiento que compone una central de generación y el mantenimiento que representa, existiendo paras, y por ende disminución de la confiabilidad del servicio; y si existe fallas en la L/T Pucará – Mulaló los generadores no soportarían la carga y produjera el efecto de las anteriores alternativas.

Tabla No. 2.5:
Análisis técnico de alternativas.

Descripción	Confiabilidad
Construcción de la línea adicional (Alternativa 1)	Media
Cambio de conductor en la L/T (Alternativa 2)	Media
Incremento de generación (Alternativa 3)	Media

2.7.2 Análisis económico.

Por medio del método de investigación bibliográfica-documental, como información de contratos ejecutados por CELEC EP, regulaciones y registros oficiales se identifica el análisis económico.

El mandato Constituyente No. 15, textualmente expresa “Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución” (CONSTITUYENTE, 2008), en esta también indica que el valor de la inversión no se tomará en cuenta para el costo de generación ni transmisión, teniendo una tasa de retorno de capital del cero (0 %) por ciento y el costo de generación tendrán dos componentes, un variable y un fijo, siendo el variable el costo del combustible utilizado para la generación y un valor fijos, de gastos de operación y mantenimiento.

En tal virtud el ámbito económico no es relevante para CELEC EP, sin embargo de una inversión estatal amerita realizar un análisis económico.

2.7.2.1 Costo de mantenimiento.

Utilizando un método de investigación bibliográfico - documental, de los registros de mantenimiento y valores de roles de pago, en la tabla No. 2.6 se muestra el costo de mantenimiento realizado directamente por CELEC EP – TRASELECTRIC. Los costos del mantenimiento de la línea de transmisión se basan en los planes y programas de mantenimiento efectuados por CELEC EP (Área Zona Norte) en lo referente a: gastos del personal, repuestos, suministros y equipamiento para realizar el mantenimiento, para lo que los costos incurridos no se toman en cuenta para este análisis, ya que no se incrementa el gasto que actualmente se está ejecutando en la L/T Pucará - Mulaló.

El mantenimiento preventivo rutinario lo realiza CELEC EP – TRASELECTRIC a través de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento mediante la zona operativa norte, dos veces al año en líneas de transmisión, siendo la primera de inspección visual y la segunda levantamiento de novedades para líneas de transmisión; y, para S/E realizan

un mantenimiento programado una vez al año; para la central el costo de mantenimiento lo indica el manual del fabricante conforme el número de hora de funcionamiento de los equipos.

Tabla No. 2.6:
Costo de mantenimiento.

Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
	Costo anual (USD)	Costo anual (USD)	Costo anual (USD)
Cuadrilla de mantenimiento de L/T	20.250,00	existente	No aplica
Cuadrilla eventuales	10.800,00	existente	21.600,00
Cuadrilla de mantenimiento de S/E o central	654,54	existente	238.050,00
Repuestos y suministros	200,00	existente	300.000,00
Otros (pruebas en equipos cada 5 años y análisis físico químico de aceite en transformadores, etc.)	existente	existente	40.000,00
Movilización	2.020,00	existente	0,00
Gastos administrativos y personal técnico	existente	existente	existente
TOTAL USD \$	33.924,54	00.00	599.650,00

FUENTE: Sueldos y salarios CELEC EP; programas de mantenimiento.

2.7.2.2 Costo de operación.

A través de información obtenida de registros de roles de pago del personal se determinan los costos operativos, para lo cual se debe considerar turnos de 24 horas al día, los 364 días del año; este trabajo lo realizan con cuatro operadores rotativos, un operador por cada 8 horas, adicionalmente se debe incrementar el costo de limpieza y guardianía. En la alternativa 1 y alternativa 2 no se incrementa los costos de operación, debido a que el personal que opera no se incrementa por ende los gastos por este concepto se mantiene, la capacidad que tiene la empresa en personal operativo en los alternativa 1 y 2 son los mismos, en la tabla No. 2.7., se expresa lo indicado. Para el análisis del precio del combustible se toma en cuenta el Decreto ejecutivo No. 338, como referencia en la tabla No. 2.7, se toma un valor para el año 2014, ya que este depende del consumo y despacho de carga programado por el CENACE.

Tabla No. 2.7:
Gastos de operación

Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
	Costo anual (USD)	Costo anual (USD)	Costo anual (USD)
Personal de operación	existente	existente	75600,00
Limpieza de la subestación	existente	existente	existente
Movilización	existente	existente	existente
Guardianía	existente	existente	existente
Combustible (bunker)			1'094.789,76
TOTAL USD \$	00,00	00,00	1'170.389,80

FUENTE: Sueldos y salarios CELEC – EP

2.7.2.3 Costos de inversión.

La tabla No. 2.8 indica el valor de inversión de las tres alternativas analizadas. Los datos obtenidos son tomados de contratos de adquisiciones y construcciones similares, obtenidas de CELEC EP.

Tabla No. 2.8:
Valor de la Inversión

Descripción	Valor
Construcción de una línea adicional	5'913.950,00
Cambio de conductor de la línea existente	2'066.083,00
Construcción de una central térmica	73'608.247,42

Fuente: Contratos de CELEC EP.

2.7.2.4 Flujo de caja.

El análisis de las alternativa 1 y alternativa 2 se obtiene de lo dispuesto por el ente regulador el cual establece el valor del peaje de energía, conforme la Regulación CONELEC No. 008/13 en el que determina "... que deberá ser pagada por cada distribuidora o gran consumidor o consumo propio, por el valor de 1,77 USD/kW mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor y gran consumidor, en el mes que corresponda,...". La Resolución CONELEC 006-08 establece el costo de generación; esta indica dos valores que intervienen para el cálculo de la tarifa de generación, uno fijo y uno variable siendo el fijo de USD 0.05847, y por los gastos de operación y mantenimiento, el valor variable, el cual es sujeto al consumo de combustible por la energía

generada, siendo este USD 0.086 por kW/h, para la alternativa 3, se identifica que por cada galón de combustible genera 15 kW/h.

En el Decreto Ejecutivo No 338 y el 1131 establece el costo del combustible en un valor de USD 0,48 por galón de fuel oíl 4 en las tablas Nos. 2.9, 2.10 y. 2.11, indican un flujo de caja por cada alternativa. Se calculará la Tasa Interna de Retorno de un periodo de diez (10) años a una tasa de descuento anual del 6%.

Análisis del TIR.

Alternativa 1: Se tiene una tasa interna de retorno negativa la misma que es más baja que la tasa de descuento lo que significa que el porcentaje de retorno de la inversión es menor a lo esperado, por ende el proyecto no es viable.

Alternativa 2: En esta alternativa el porcentaje de recuperación de la inversión es mayor al porcentaje esperado de recuperación, por lo tanto el proyecto es viable.

Alternativa 3: Se tiene una tasa interna de retorno negativa la misma que es más baja que la tasa de descuento lo que significa que el porcentaje de retorno de la inversión es menor a lo esperado, por ende el proyecto no es viable.

Análisis del VAN.

Alternativa 1: El resultado del VAN es negativo esto significa que los ingresos que genera el proyecto no cubren los egresos generados, por lo tanto la inversión no es razonable para la construcción de una nueva L/T.

Alternativa 2: El VAN es positivo, en esta alternativa los ingresos son capaces de cubrir los gastos generados, y además se está generando una rentabilidad, por ende la inversión en el cambio de conductor de la L/T Pucará – Mulaló, para incrementar la capacidad de transmisión si es razonable.

Tabla No. 2.9:

Evaluación económica de la construcción de una línea de transmisión adicional.

INFORMACION REFERENCIAL												
Potencia inicial entregada	kW/mes	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29
Incremento de potencia	kW/mes		80,297.38	81,983.62	83,705.28	85,463.09	87,257.81	89,090.23	90,961.12	92,871.31	94,821.60	96,812.86
Diferencia de potencia	kW/mes		2,187.09	3,873.33	5,594.99	7,352.80	9,147.52	10,979.94	12,850.83	14,761.02	16,711.31	18,702.57
Costo por peaje en USD	kW/mes		1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77
Costo al año (x 12)	kW/año		46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
FLUJO DE RECURSOS FINANCIEROS												
AÑO	UNIDAD	0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
INGRESOS												
Peajes	USD		46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
EGRESOS												
Operación	USD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mantenimiento	USD		33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54	33,924.54
Inversión	USD	5,913,950.00										
INGRESOS - EGRESOS	USD	(5,913,950.00)	12,529.21	48,345.05	84,913.03	122,248.93	160,368.89	199,289.36	239,027.17	279,599.47	321,023.79	363,318.02
TIR		-14%										
VAN		(4,703,368.48436675)										

Fuente: Facturación CELEC EP

Tabla No. 2.10:
Análisis económico del cambio de conductor en la línea de transmisión existente

INFORMACION REFERENCIAL												
Potencia inicial entregada	kW/mes	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29
Incremento de potencia	kW/mes		80,297.38	81,983.62	83,705.28	85,463.09	87,257.81	89,090.23	90,961.12	92,871.31	94,821.60	96,812.86
Diferencia de potencia	kW/mes		2,187.09	3,873.33	5,594.99	7,352.80	9,147.52	10,979.94	12,850.83	14,761.02	16,711.31	18,702.57
Costo por peaje en USD	kW/mes		1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77
Costo al año (x 12)	kW/año		46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
FLUJO DE RECURSOS FINANCIEROS												
AÑO	UNIDAD	0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
INGRESOS												
Peajes	USD		46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
EGRESOS												
Operación	USD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mantenimiento	USD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversión	USD	2,066,083.00										
INGRESOS - EGRESOS	USD	(2,066,083.00)	46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
TIR	1%											
VAN	(693,270.40)											

Fuente: Facturación CELEC EP

Tabla No. 2.11:
Análisis económico el incremento de generación.

INFORMACION REFERENCIAL													
Potencia inicial entregada	kW/h - año	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	684'246.173,7	
Incremento de potencia	kW/h - año	718'458.482,43	754'381.406,55	792'100.476,87	831'105.500,72	873'290.775,75	916'955.314,54	962'803.080,27	1'010'943.234,28	1'061'490.396,00	1'114'564.915,8		
Diferencia de potencia	kW/h - año	34'212.308,69	70'135.232,81	107'854.303,14	147'459.326,98	189'044.602,02	232'709.140,80	278'556.906,53	326'197.060,54	377'244.222,26	430'318.742,1		
Potencia Instalada	kW/h - año	525'100.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	525'600.000,00	
Costo fijo	kW/h - año	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	0,05847	
Costo variable	kW/h - año	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	0,02153	
Valor de combustible (Bunker)	Glón	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	0,48000	
Combustible consumido	Glón	2'280.820,579	4'675.682,187	7'190.286,876	9'830.621,799	12'602.973,468	15'513.942,720	18'570.460,435	21'779.804,036	25'149.614,817	28'687.916,137		
FLUJO DE RECURSOS FINANCIEROS													
AÑO	UNIDAD	0	2015	2016	2018	2019	2020	2021	2022	2022	2023	2024	
INGRESOS													
Generación fija	USD		2'000.393,69	4'100.807,06	6'306.241,10	8'621.946,85	11'053.437,88	13'606.503,46	16'287.222,32	19'101.977,13	22'057.469,68	25'160.736,85	
Generación variable			736.591,01	1'510.011,56	2'322.103,15	3'174.799,31	4'070.130,28	5'010.227,80	5'997.330,20	7'033.787,71	8'122.068,11	9'264.762,52	
EGRESOS													
Operación	USD		1'415.889,76	2'565.419,01	3'772.424,72	5'039.780,71	6'370.504,51	7'767.764,50	9'234.887,48	10'775.366,61	12'392.869,71	14'091.247,95	
Combustible			1'094.793,88	2'244.327,45	3'451.337,70	4'718.698,46	6'049.427,26	7'446.692,51	8'913.821,01	10'454.305,94	12'071.815,11	13'770.199,75	
Mantenimiento	USD		599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	599.650,00	
Inversión	USD	73'608.247,42											
INGRESOS - EGRESOS	USD		(73'608.247,42)	(373.348,94)	201.422,17	804.931,83	1'438.616,98	2'103.986,39	2'802.624,26	3'536.194,03	4'306.442,29	5'115.202,96	5'964.401,67
TIR			-12%										
VAN			(57'006.024,49)										

Fuente: Facturación CELEC EP

Alternativa 3: El resultado del VAN es negativo esto significa que los ingresos que genera el proyecto no cubren los egresos generados, por lo tanto la inversión no es razonable para la construcción de generación local.

Como conclusión se tiene que la mejor opción de inversión es el cambio de conductor para incrementar la capacidad de trasmisión de la L/T Pucará - Mulaló.

2.7.3 Análisis Ambiental.

Con la ayuda de expertos del área de Gestión Social y Ambiental de CELEC EP, se identificaron los componentes físicos, bióticos, antrópicos y la reacción de los pobladores de los cantones por donde pasan la línea de transmisión.

Factores físicos: Dentro de los componentes físicos se han considerado las características más relevantes de los recursos clima, suelo, agua y aire y que tienen directa interrelación con las actividades de operación y mantenimiento de la L/T.

Factores bióticos: Son los seres de un ecosistema que sobreviven. Pueden referirse a la flora, la fauna, los humanos de un lugar y sus interacciones.

Factores antrópicos: En las interrelaciones entre los distintos elementos - clima, suelo, vegetación y hombre que determinan la desertificación, hay que destacar la relevancia de este último en la medida en que condiciona al resto de elementos, siendo simultáneamente actor desencadenante del problema (como explotador del sistema) y víctima del mismo (como parte del sistema).

En la tabla No. 2.12 se presenta un análisis ambiental y los impactos ocasionados por los componentes físico, biótico y antrópico así como para identificar las amenazas de origen natural y antrópico a los que está sujeta

las alternativas analizadas, dicha calificación se realizó con un experto en el análisis medio ambiental de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

Tabla No. 2.12:
Análisis ambiental.

Componente		Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	
		Impacto	Impacto	Impacto	
Bióticos	Flora	Media	Baja	Baja	
	Fauna	Baja	Nula	Baja	
	Suelo	Medio	Baja	Medio	
	Recurso hídrico	Bajo	Nulo	Medio	
	Aire	Ruido ambiental	Bajo	Bajo	Alto
		Gases	Nulo	Nulo	Alto
		Campos electromagnéticos	Baja	Baja	Bajo
Antrópico	Componente social	Alto	Bajo	Medio	

Análisis:

Alternativa 1:

Flora: La construcción se daría por zonas agrícolas disminuyendo el impacto natural, sin embargo en áreas circundantes sería afectado por la construcción.

Flora: La construcción se daría por zonas agrícolas disminuyendo el impacto natural, sin embargo en áreas circundantes sería afectado por la construcción.

Fauna: Al ser una zona agrícola no afecta la vida silvestre.

Suelo: Para la construcción se remueve el suelo en el lugar donde se coloca la estructura sufriendo destrucción de la cubierta vegetal o la compactación del mismo en fase de obra, lo que disminuiría el crecimiento de las áreas verdes.

Recurso hídrico: Al existir remoción de suelos en la construcción afecta al recurso agua.

Ruido ambiental: Al ser una línea de transmisión de alto voltaje, existe un ruido audible en algunos casos cuando existe humedad en el ambiente.

Gases: Al ser una línea de transmisión eléctrica no produce emisiones de gases a la atmosfera, también se puede contaminar por la polución y manejo de materiales en su construcción

Campos electromagnéticos: Creados por corrientes que circulan en los conductores, estas varían en función de la carga que transmite la línea de transmisión, las cuales no afectan a la salud, ya que se encuentra a distancias de 6,8 m.

Componente social: Por tratarse de la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente cuarenta y tres (43) kilómetros y pasar por dos cantones y diferentes barrios involucrados, el componente siendo el componente social alto.

Alternativa 2:

Flora: Al tener una línea de transmisión construida y al realizar adecuaciones en la línea existente el impacto es bajo o casi nulo.

Fauna: No tiene ningún impacto en la fauna ya que no existen animales silvestres a excepción de las aves propias de la zona y acostumbradas a la línea de transmisión existente.

Suelo: Es calificado con impacto bajo ya que no existe movimiento de tierras.

Recurso hídrico: La calificación de baja se debe al no afectar a ningún paso hídrico, debido a que la L/T ya está construida.

Ruido ambiental: Al ser una línea de transmisión de alto voltaje, existe un ruido audible en algunos casos, en especial por la existencia de humedad en el ambiente y contaminación ambiental.

Gases: Al ser una línea de transmisión eléctrica no produce emisiones de gases a la atmósfera.

Campos electromagnéticos: Creados por corrientes que circulan en los conductores, estas varían en función de la carga que transmite la línea de transmisión, las cuales no afectan a la salud, ya que se encuentra a una distancia de 6,8 m o más.

Componente social: Al existir la línea de transmisión no afecta a los pobladores de los diferentes cantones que atraviesa.

Alternativa 3:

Flora: La construcción se daría en las inmediaciones de la subestación Mulaló, zona agrícola la que disminuye el impacto a la naturaleza sin embargo en áreas circundantes sería afectado por la construcción.

Fauna: Al ser una zona agrícola no afecta la vida silvestre.

Suelo: Para la construcción se remueve el suelo en el lugar donde se coloca la central térmica sufriendo destrucción de la cubierta vegetal o la compactación del mismo en fase de obra, lo que disminuiría el crecimiento de las áreas verdes, adicionalmente puede existir contaminación por derrames de derivados del petróleo.

Recurso hídrico: Al existir remoción de suelos en la construcción afecta al recurso agua y por trabajar con derivados del petróleo podría existir derrames, los cuales contaminaría el recurso hídrico.

Ruido ambiental: Al estar conformada de un conjunto de motores de combustión interna el impacto sería alto.

Gases: Para generar se utilizan motores de combustión interna estos desfogan al ambiente gases de efecto invernadero teniendo un impacto alto en el aire, también se puede contaminar por la polución y manejo de materiales.

Campos electromagnéticos: Creados por corrientes que circulan en los conductores, estas varían en función de la carga, las cuales no afectan a la salud.

Componente social: Por tratarse de la construcción de una central de alta contaminación ambiental, y por afectar a un solo sitio (barrio) el componente social viene a ser medio, también se vería mejorada la economía local.

Como conclusión se puede decir que el cambio de conductor de la línea de transmisión es la de menor impacto.

2.7.3 Evaluación técnico - económica - ambiental.

Utilizando los análisis realizados anteriormente, se realiza este análisis, utilizando una matriz con valoración del 1 al 3, siendo 3 la mayor prelación; tomado esta calificación del análisis anterior realizado, adicionalmente se ponderará un valor del 1 al 5 en cada aspecto evaluado siendo el técnico la ponderación de 4, debido a las condiciones técnicas que debe tener la alimentación de energía en la subestación Mulaló, el componente económico se pondera con 4 debido que la parte económica pondera en cualquier decisión a tomar y por último el aspecto ambiental se lo califica con 3, esta ponderación se debe a que en la actualidad existen gran cuidado en ciertos sectores al ambiente, luego se

multiplicará la calificación de cada alternativa con la ponderación para obtener un resultado, sumado este se obtendrá la alternativa más viable, la la cual se indica en la tabla No. 2.13.

Tabla No. 2.13:
Ponderación de alternativas.

	Técnico		Económico		Ambiental		Total
Calificación	4		4		3		
Descripción	Evalua.	Sub. Total	Evalua.	Sub. Total	Evalua.	Sub. Total	
Alternativa 1	2	8	2	8	2	6	22
Alternativa 2	2	8	3	12	3	9	29
Alternativa 3	2	8	1	4	1	3	15

La evaluación realizada establece que la alternativa 2 es la más viable para el proyecto, la cual es el cambio de conductor de la línea de transmisión Pucará – Mulaló, para incrementar su la capacidad de transmisión.

2.8 Estructura analítica del proyecto.

Una vez identificada la estrategia óptima se construye la estructura del proyecto, que consiste en diagramar un árbol de objetivos ajustado a estructura analítica del proyecto con cuatro (4) niveles jerárquicos: fin, propósito, componentes y actividades. El fin y propósito se lleva del árbol de objetivos original, mientras que los componentes y actividades se sustraen del análisis técnico - económico - ambiental del análisis de alternativas.

En tal virtud conforme con el análisis de alternativas, descrito anteriormente, el incremento del suministro eléctrico en la subestación Mulaló, a través de cambio de conductor de la línea de transmisión Pucará – Mulaló para incrementar su la capacidad de transmisión y manteniendo un adecuado sistema de mantenimiento.

En la figura No. 2.7 se presenta el nuevo árbol de objetivos, como la estructura analítica del proyecto.

El fin y el propósito se determinan a partir del árbol de objetivos, mientras que los componentes y acciones se establecieron considerando la evaluación técnica, económica y ambiental del análisis de alternativas.

El cambio de conductor por uno de mayor capacidad de transmisión y con un buen mantenimiento origina un adecuado sistema de transmisión, se optimiza la calidad de energía eléctrica suministrada por CELEC EP a la subestación Mulaló con el fin de impulsar la matriz productiva.

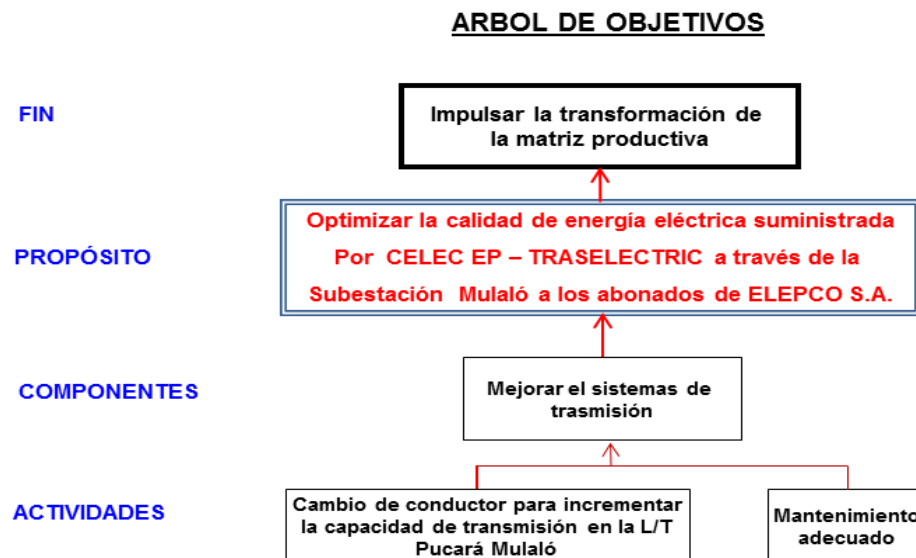


Figura No. 2.7: Estructura analítica del proyecto.

CAPÍTULO III

3. PROPUESTA.

3.1 Datos generales del proyecto.

3.1.1 Nombre del proyecto.

Cambio de conductor de la L/T Pucará Mulaló, para optimizar la calidad de energía eléctrica suministrada por la empresa eléctrica provincial Cotopaxi s.a., a los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos, a través de la subestación Mulaló del sistema nacional interconectado.

3.1.2 Entidad ejecutora.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, a través de CELEC EP, unidad de negocio TRANSELECTRIC.

3.1.3 Cobertura y localización.

El proyecto se ejecutará en los cantones Latacunga y Salcedo, teniendo como oficinas y bodegas la subestación Mulaló ubicada parroquia Mulaló, Barrio Rumipamba de Espinoza, frente a NOVACERO, Km. 17 de la vía Latacunga - Quito, en las coordenadas UTM 9912003,61; 766275,65 con una altura sobre el nivel del mar de 2943.76. Siendo los beneficiarios los pobladores y sus industrias de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos, los cuales se alimentan de energía eléctrica a través de la subestación Mulaló del sistema nacional interconectado.

3.1.4 Monto.

Tiene un presupuesto aproximado de USD: 2'066.083,00, distribuido en dos años, según su implementación.

- Año 2014: USD 1'069.998,00
- Año 2015: USD 996.085,00

3.1.5 Plazo de ejecución

El plazo de ejecución será de veinte (20) meses calendario, contados a partir de la entrega de los recursos.

3.1.6 Sector y tipo de proyecto

De acuerdo a la matriz de clasificación de sectores y subsectores, el proyecto se enmarca en el sector 9 y el subsector 9.3 como se indica en la tabla 3.1:

Tabla No. 3.1:
Clasificación de sectores y subsectores:

Sector	Subsector
9 Recursos naturales y energía	9.3 Generación transformación y distribución de energía eléctrica.

Fuente: (SENPLADES, 2013)

3.2 Diagnóstico del problema.

3.2.1 Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto.

“La potencia instalada en generación hidroeléctrica y termoeléctrica durante el periodo 2012-2021, alcanzaría un valor de 4 371 MW en el año 2012 y se prevé un incremento a 7 472 MW en el año 2021”. (SENPLADES, 2013)

Durante el 2012, la demanda de energía de las Empresas Distribuidoras en subestaciones de entrega, y Consumos Propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú, fue de 18 605,91 GWh, con un incremento del 4,84% con relación al 2011. En la figura No. 3.1 se presenta la demanda de energía del período 1990 – 2012; y en la figura 3.2, se presenta la demanda de energía por empresas distribuidoras. (CENACE, 2012).

Por consiguiente ante el crecimiento anual de la demanda del país, y también debido a la entrada en funcionamiento de una nueva carga correspondiente a la compañía Novacero en la subestación Mulaló, se requiere entregar mayor cantidad de energía eléctrica, a los usuarios de la

subestación Mulaló; dicha entrega ha disminuido en calidad y cantidad de energía eléctrica suministrada y por ende, a los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí, Sigchos y sus industrias.

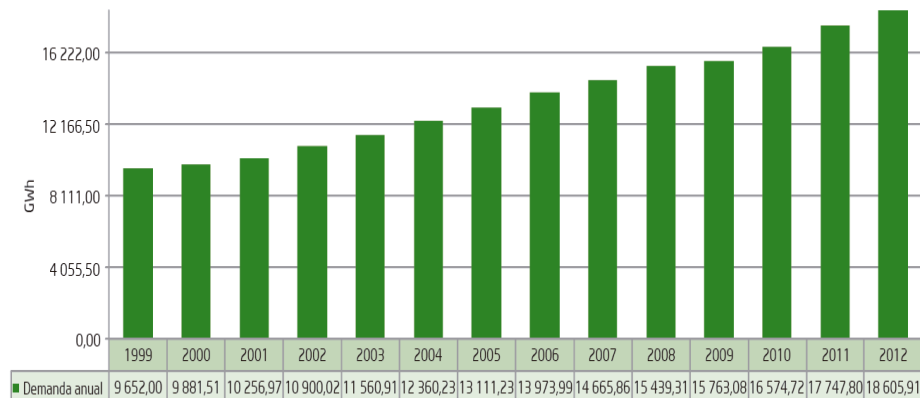


Figura No. 3.1: Demanda histórica anual de energía (GWh)
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE, 2012)

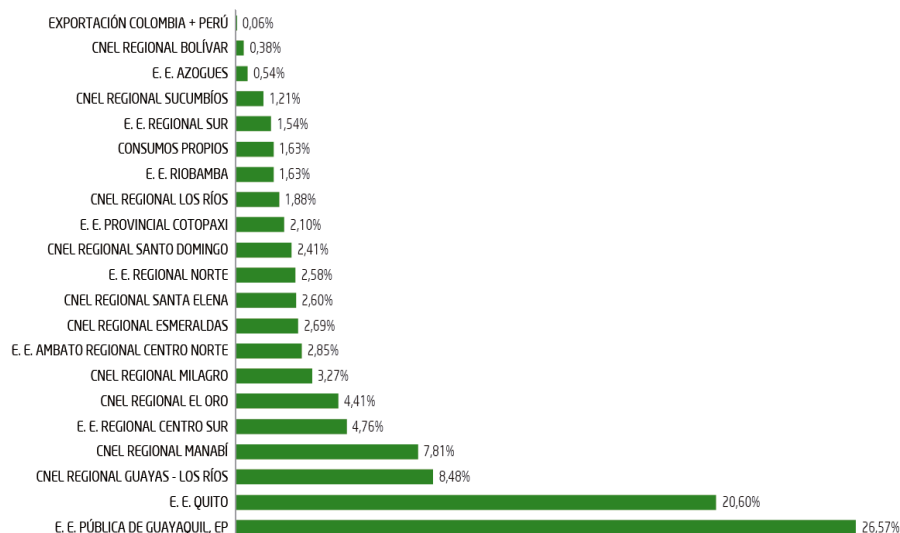


Figura No. 3.2: Consumo eléctrico por empresas distribuidoras
Fuente: (CENACE, 2012)

Localización Geográfica:

La provincia de Cotopaxi, es una de las 24 provincias de la República del Ecuador, localizada en la región sierra centro del país. Su capital

es Latacunga. Cotopaxi se encuentra dividida políticamente en 7 cantones (Latacunga, La Maná, Pujilí, Saquisilí, Salcelo, Sigchos y Pabgua).

Según el último ordenamiento territorial, la provincia de Cotopaxi pertenece a la región centro 3 comprendida también por las provincias de Pastaza, Chimborazo y Tungurahua, en la figura No. 3.3, se presenta lo indicado. (Asociación de Municipalidades Ecuatorianas, 2013)



Figura No. 3.3: Localización geográfica, provincia de Cotopaxi.

En la figura No. 3.4 se indica la localización de la subestación Mulaló y la división geográfica de los cantones de la provincia de Cotopaxi.

Población:

De acuerdo a los últimos datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC, 2010), al censo poblacional llevado a cabo a finales del año 2010, la población ecuatoriana alcanza 14'306.876 habitantes con una densidad demográfica aproximada de 51 hab/km². De esta población el 65% vive en centros urbanos y el 35% en el medio rural. El 49% se concentra en la región de la Costa y el 45% en la región de la Sierra; el resto de la población se reparte entre la región Amazónica y las islas Galápagos.



Figura No. 3.4: Cantones de la provincia de Cotopaxi.

La provincia de Cotopaxi tiene una población de 409.205,00 habitantes, de los cuales 210.580,00 mujeres y 198.625 hombres, de los cuales en la tabla No. 3.2: (INEC, 2010), se determina los habitantes por cantón, con una cobertura eléctrica del 92.42% (CENACE, 2012).

Tabla No. 3.2:
Población de la provincia de Cotopaxi.

CANTÓN	NUMERO DE HABITANTES	PORCENTAJE POR CANTON (%)
Latacunga	170.489,00	41,66
Pujilí	69.055,00	16,80
Salcedo	58.216,00	14,23
La Maná	42.216,00	10,31
Pangua	21.965,00	5,37
Sigchos	21.944,00	5,36
Saquisilí	25.320,00	6,20

Fuente: (INEC, 2010)

Estructura Orgánica del Sector Público:

De acuerdo a la Estructura Orgánica de la Función Ejecutiva del Sector Público Ecuatoriano, actualizada a 2013 y publicada por Senplades, existen 4 Secretarías Nacionales, 6 Ministerios Coordinadores, 5 Secretarías de

Estado y 22 Ministerios, 27 Institutos, 2 Agencias de Regulación y Control, 12 Empresas Públicas, 4 Secretarías Técnicas, (SENPLADES, 2013).

3.2.2 Identificación, descripción y diagnóstico del problema.

3.2.2.1 Identificación del problema.

La S/E Mulaló forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, desde 1999, dicha subestación ingresó seccionando la línea de transmisión Pucará – Vicentina a 138 KV y simple circuito de 112 MW, construida en 1977 y se origina en la Subestación Pucará, ubicada junto a la central Hidroeléctrico Pucará localizada en los límites de las provincias de Tungurahua y Cotopaxi.

Conforme al crecimiento de la demanda de energía eléctrica anual del país del 2.1%, y además debido al incremento de carga de la compañía Novacero alimentada a 138 kV desde la subestación Mulaló, la L/T Pucará – Mulaló de 138 kV, que puede transmitir una potencia de 112 MW (SUBGERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, 2013), se encuentra sobrecargada en un 8.5 % de su capacidad de transmisión, en ciertos horarios, disminuyendo la calidad y cantidad de energía entregada a los usuarios de ELEPCO S.A..

En tal virtud en la actualidad se requiere transportar 122.02 MW de potencia eléctrica, desde el SNT hacia la subestación Mulaló. Por ende para evitar que produzca riesgos humanos como materiales, se realizan cortes de servicio eléctrico a las industrias del sector en especial a Novacero en horas de máximo consumo eléctrico.

3.2.2.2 Descripción del problema.

La falta de alimentación hacia la subestación Mulaló desde el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, es la causa del déficit calidad y cantidad de energía eléctrica, la Empresa Regional Cotopaxi S.A..

En consecuencia se identifica que la insuficiente energía eléctrica por un crecimiento en el consumo eléctrico de los pobladores e industrias, provocan

una calidad deficiente en el suministro de energía eléctrica para los abonados de los cantones Latacunga: Pujilí, Sigchos y Saquisilí, teniendo efectos de disminución en la entrega, con un déficit del suministro eléctrico creando baja producción, disminuyendo el desarrollo económico y social en los pobladores de los cantones mencionados, los cuales se abastecen de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado a través de la subestación Mulaló, esta subestación no puede entregar mayor potencia debido a que la línea que lo alimenta está operando a su máxima capacidad.

3.2.2.3 Diagnóstico del problema.

CELEC EP – TRANSELECTRIC ha declarado que la subestación Mulaló tiene una potencia instalada en transformador de 66,7 MVA y con voltajes de 138/69 kV y la L/T Pucará - Mulaló de 138 kV que la alimenta puede transmitir una potencia de 112 MW (TRANSELECTRIC, 2012), en la tabla No. 3.3, se presenta las potencias de ingreso, salida y de consumo de la subestación Mulaló.

La subestación Mulaló posee cuatro bahías de 138 kV, de las cuales la bahía Pucará alimenta a la subestación y entrega a las bahías Vicentina, NOVACERO y transformador, teniendo una potencia de consumo de 79 MW y una potencia de salida de 57.86 MW; esto quiere decir que la línea de transmisión transmite 121 MW, lo que se identifica que esta línea se sobrecarga en un 8.5%, disminuyendo la calidad y capacidad de la energía eléctrica, a los cantones Latacunga: Pujilí, Sigchos y Saquisilí.

Tabla No. 3.3:

Potencias entregadas y recibidas en la S/E Mulaló

Descripción	Valor (MW)
Bahía Pucará (138 kV)	121.51
Bahía Vicentina (138 kV)	57.86
Bahía NOVACERO (138 kV)	37.00
Bahía Transferencia (138 kV)	0.00
Bahía Transformador (138 kV)	42.00
Bahía Transformador (69 kV)	42.00

Fuente: Operación CELEC – EP, marzo 2013

3.2.3 Línea base del proyecto.

Como línea base del proyecto se ha considerado el año 2013 donde se ha realizado algunas operaciones en las subestaciones, mismas que se prevé un mejoramiento propuesto para el año 2015. A continuación se detalla la línea base del proyecto:

- La S/E Mulaló forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, desde 1999, dicha subestación ingresó seccionando la línea de transmisión Pucará – Vicentina a 138 KV y simple circuito de 112 MW, construida en 1977 y se origina en la Subestación Pucará, ubicada junto al Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo localizada en los límites de las provincias de Tungurahua y Cotopaxi.
- La subestación Mulaló fue construida por el EX-INECEL, para abastecer a la provincia de Cotopaxi y sus industrias localizadas especialmente en el sector de Laso y sus alrededores.
- La energía comprada mediante Contratos Regulares ascendieron a 371,64 GWh para el año 2013, el crecimiento que representan durante el año fue de un porcentaje mínimo de 0,36% positivo; los meses que presenta menores crecimientos es en el mes de febrero con respecto a enero, otra disminución relevante es en el mes de septiembre con respecto a agosto y de mayo con respecto a abril; por lo contrario los incrementos más altos se dan en los meses de marzo con respecto a febrero y de mayo con respecto a abril.
- Las importaciones de bienes primarios basados en recursos naturales no petroleros en el 2012 llegaron a 2 616,9 miles de dólares (SENPLADES, 2013).

- La participación de la industria manufacturera en el Producto interno bruto del país en el 2012 fue del 12,8%, de acuerdo a indicado por el banco central del Ecuador (SENPLADES, 2013).

Tabla No. 3.4:

Energía comprada mediante contratos regulados. GW.

Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
31,37	25,74	32,26	29,63	33,09	31,64	32,66	32,87	29,55	31,8	30,49	30,53	371,64
	-17,95%	25,33%	-8,15%	11,68%	-4,38%	3,22%	0,64%	-10,10%	7,61%	-4,12%	0,13%	0,36%

Fuente: CENACE - Informe Anual de energía 2013

- En el caso de los índices de seguridad, calidad y desempeño de la operación, se tuvo que para el año 2013, el total de energía no servida fue de 11,74 GWh, que corresponde al 0,063% del consumo anual. La energía máxima desconectada fue de 50 MW que afectaron de manera global al SNI durante dicho año. El sistema de alivio de carga se dio en 0,015 GWh. La máxima variación de voltaje se registró en 230 KV, pues este tuvo un desvío positivo de 6,53% y un negativo de -8,36%. (CELEC EP).
- Para el año 2013 la energía eléctrica suministrada por CELEC EP – TRANSELECTRIC fue de 79 MW, misma que es abastecida a los cantones a ELEPCO S.A.
- Por la variación de carga, baja el voltaje a 133,14 kV en 138 kV y 66.57 kV en 69 kV, en el 2013.
- CELEC EP – TRANSELECTRIC tiene una capacidad de transmisión de energía eléctrica de 112 MV.
- La entrega de la energía eléctrica a las industrias y pobladores alcanza el 87% del consumo real de energía en los cantones de Cotopaxi, por lo que significa que un 13% queda con una demanda insatisfecha y que

sería necesaria regular y coordinar el máximo porcentaje del 100%. Por otro lado los cortes de energía eléctrica por los mantenimientos en el año 2013 fue del 0%, lo que es un buen indicador para mantenerlo a futuro.

- Los costos de mantenimiento ascienden a un monto de 50.662,05 USD para el año 2013, ya que se realiza un eficiente uso de recursos dentro de la planta y además se incrementan los costos de mantenimiento al existir cortes, y dejar sin energía a los pobladores por mantenimiento.
- Adicional se puede acotar que el Plan de mantenimiento que se han venido realizando hasta el año 2013, se han ejecutado un 90% como máximo.
- La falta de presupuesto y altercados que se presentan con la población como son los dueños de los predios, influyen significativamente en la no realización y prestación de un buen servicio eléctrico, pues tampoco hace que se avance con las obras civiles para dar mejoramiento continuo del servicio.

3.2.4 Análisis de oferta y demanda.

3.2.4.1 Demanda de Energía.

A nivel nacional la demanda de energía en GWh está creciendo al 2.1% anual, representando para el año 2013 un consumo de 19.513,88 GWh; en la provincia de Cotopaxi al representar el 2,10% de participación a nivel nacional, se tiene un consumo de 409,79 GWh. (CENAE, 2013)

A cotinuación se presenta un gráfico del consumo de energía desde el año 2007 hasta el año 2013.

Conforme al crecimiento de la demanda de energía eléctrica anual del país del 2.1%, y además debido al incremento de carga de la compañía Novacero alimentada desde la subestación Mulaló, se tiene que, la L/T

Pucará - Mulaló puede transmitir una potencia de 112 MW (SUBGERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, 2013), en tal virtud la línea de transmisión Pucará – Mulaló se encuentra sobrecargada en un 8.5 % de su capacidad de transmisión, en la tabla No. 3.5, presenta las potencias consumidas por cada bahía de la subestación.

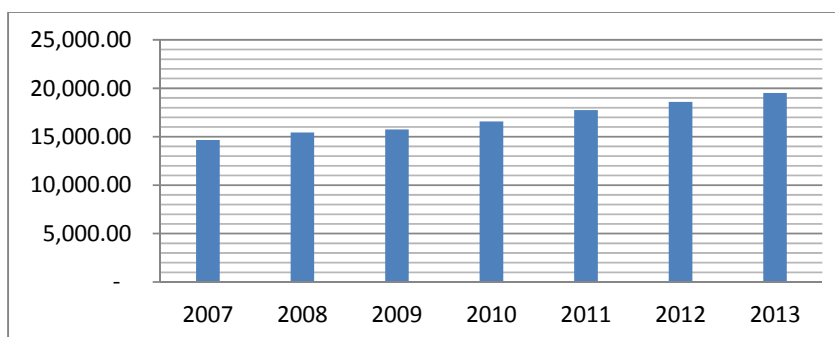


Figura No. 3.5: Demanda Histórica anual de energía (GWh)
Realizado por: CENAE, 2013.

Tabla No. 3.5:

Potencias entregadas y recibidas en la S/E Mulaló.

Descripción	Valor (MW)
Bahía Pucará	121,51
Bahía Vicentina	57,86
Bahía NOVACERO	37,00
Bahía Transferencia	0,00
Bahía Transformador (138 kV)	42,00
Bahía Transformador (69 kV)	42,00

Fuente: Operación CELEC – EP, marzo 2013

3.2.4.2 Oferta de Energía.

Tomado en consideración que CELEC EP-TRANSELECTRIC es una empresa monopólica en la transmisión de energía eléctrica desde los grandes centros de generación a los de consumo, esta debe dotar de los medios necesarios para satisfacer la demanda.

Considerando que la oferta de energía eléctrica, a nivel nacional se ha registrado una producción neta de 19.303,66 GWh de los cuales al tener la provincia de Cotopaxi una participación del 2,10% en el mercado, significa que se tiene una oferta de 18.898,3 GWh. Pero como la demanda estimada por la potencia que pasa por la L/T Pucará – Mulaló viene a ser 112 MW.

3.2.4.3 Estimación del déficit o demanda Insatisfecha.

Tomado en cuenta que la oferta es de 112 MW y la demanda es de 121.51, por ende la demanda insatisfecha es del 8.5 %, lo que significa 9.5 MW.

3.2.5 Identificación y caracterización de la población objetivo.

La población ecuatoriana alcanza 14'306.876 habitantes con una densidad demográfica aproximada de 51 hab/km². De esta población el 65% vive en centros urbanos y el 35% en el medio rural. (INEC, 2010).

Tabla No. 3.6:

Población de los cantones beneficiarios de Cotopaxi.

CANTÓN	NUMERO DE HABITANTES	PORCENTAJE POR CANTÓN (%)
Latacunga	170.489,00	41,66
Pujilí	69.055,00	16,8
Sigchos	21.944,00	5,36
Saquisilí	25.320,00	6,20
TOTAL	286.808,00	100,00

Fuente: (INEC, 2010)

Por su lado, la provincia de Cotopaxi tiene una población de 409.205 habitantes, de los cuales los beneficiarios de este proyecto son los residentes de los siguientes cantones:

Los cantones y su población antes citados corresponden al 70,02% de los habitantes de la provincia de Cotopaxi y 2% a nivel nacional.

3.3 Objetivos del proyecto.

3.3.1 Objetivo general.

Mejorar la calidad de energía eléctrica suministrada por CELEC EP – TRASELECTRIC a través de la subestación de Mulaló a los pobladores de los cantones de Latacunga: Pujilí, Sigchos, Saquisilí y sus industrias.

3.3.2 Objetivos Específicos.

- Determinar la calidad de la energía eléctrica suministrada actualmente al sector.
- Establecer alternativas técnicas para mejorar la energía eléctrica suministrada por la subestación Mulaló.
- Determinar la mejor alternativa técnica – económica para mejorar la calidad de energía eléctrica en la subestación Mulaló.
- Diseñar la ingeniería básica y de detalle de la mejor alternativa encontrada.

3.3.3 Indicadores de resultado.

En la tabla No. 3.7 se muestra los indicadores de resultados y las metas a cumplir para el proyecto.

Tabla No. 3.7:
Indicadores de Resultado

Indicadores	Metas
P.1 Incremento en el consumo de energía eléctrica de 79 MW en el 2013 a 83 MW por parte de los abonados de ELEPCO S.A.	Incremento en el consumo de energía eléctrica a 82 MW por parte de los abonados de ELEPCO S.A.
C.1 Incremento de la capacidad de transmisión en la energía eléctrica por la L/T Pucará Mulaló de 112 MV en el 2014 a 183 MV en el 2015.	Incremento de la capacidad de transmisión en la energía eléctrica por la L/T Pucará Mulaló a 183 MV en el 2015.
C.2 Entrega del 100 % de energía eléctrica a los pobladores del sector y sus industrias en el 2015.	Entrega del 100 % de energía eléctrica a los pobladores del sector y sus industrias en el 2015
A2.1 Número de salidas de la L/T por fallas por mal mantenimiento en el año 2015 de 0%.	Confiabilidad de la L/T en un 100%. Máximo 1 salida de 8 horas al año. Cero salidas de línea de transmisión por al año por fallas.
A1.2 2'066,083.00	2'066,083.00
A2.2 Menor costo por mantenimiento por kilómetro de línea con respecto al año 2013.	Costo por mantenimiento menor en un 15% respecto al año 2013.
A2.3 Cumplimiento del plan de mantenimiento en un 95 %, de la subestación Mulaló y sus instalaciones asociadas del 2015	Cumplimiento del 95% del plan de mantenimiento del año.

3.3.4 Matriz de marco lógico:

Tabla No. 3.8:
Matriz de Marco lógico

Resumen Narrativo	Indicadores	Medios de verificación	Supuestos
F.: Impulsar la transformación de la matriz productiva. (Objetivo 10; (SENPLADES, 2013))	F.1. Reducir las importaciones no petroleras de bienes primarios y basados en recursos naturales en un 40.5% para el 2017.	Banco central del Ecuador	Las importaciones no petroleras de bienes primarios y basados en recursos naturales de se reducen en un 10 % al 2017.
	F.2. Aumentar la participación industrial manufacturera del PIB en un 2.5 % para el 2017.		Se mantendrá la participación del PIB en el 12,8%.
P.: Optimizar la calidad de energía eléctrica suministrada por CELEC EP – TRANSELECTRIC a través de la subestación Mulaló a los abonados de ELEPCO S.A.	P.1 Incremento en el consumo de energía eléctrica de 79 MW en el 2013 a 83 MW al 2015, por parte de ELEPCO S.A. y sus industrias.	Reporte Operativo (CELEC EP)	Los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos sus industrias permiten cambiar el conductor de la L/T Pucará Mulaló por las restricciones ocasionadas.
C: Adecuado sistema de transmisión.	C.1 Incremento de la capacidad de transmisión en la energía eléctrica por la L/T Pucará Mulaló de 112 MV en el 2013 a 125 MV en el 2015.	Reporte Operativo (CELEC EP)	Suficiente energía eléctrica en la subestación Mulaló que no produzca cortes de energía a los pobladores de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí, Sigchos y sus industrias.
	C.2 Entrega del 100 % de energía eléctrica a los pobladores del sector y sus industrias en el 2015.		
	C.3 Mantener el número de salidas de la L/T por fallas por mal mantenimiento en el año 2015 igual que en el año 2013 de cero fallas		
A1: Cambio de conductores para el incremento de capacidad de transmisión.	2'066,083.00	Registros contables, Informes de mantenimiento y proyecto CELEC EP - TRANSELECTRIC.	Adecuada asignación de presupuesto para la ejecución del cambio de conductor de la L/T Pucará – Mulaló.
A.2: Mantenimiento adecuado de la línea de transmisión Pucará – Mulaló.	50.662,05		Propietarios de los predios por donde pasa la L/T Pucará Mulaló permiten el ingreso para la ejecución de un correcto mantenimiento.

3.4 Viabilidad y plan de sostenibilidad.

3.4.1 Viabilidad técnica.

El cambio de conductor se realiza utilizando el conductor ACAR 750 AWG en remplazo del ASCR Flicker 477 MCM para lo que se toman en cuenta las características técnicas indicadas en la tabla No. 3.9:

Tabla No. 3.9:
Características de conductores

Descripción	UNIDAD	ASCR 477 (MCM)	ACAR 750 (MCM)	DIFERENCIA
Peso	kg/km	914,86	1.047,28	132,42
Capacidad de corriente	Amperios	655,00	840,00	181,00
Carga de rotura	Kg	7.799,00	7.073,00	-726,00
Sección transversal	mm ²	21,48	25,31	3,83

Fuente: Catálogo de productos ELECTROCABLES C.A.

Adicionalmente se determina la cargabilidad de transmisión siendo 112 MW para el Flicker y 148MW, para el ACAR 750 MCM, siendo un incremento de potencia en un 32 %.

Una vez determinado el tipo de conductor a utilizar en el incremento de la capacidad de transmisión en la L/T, se utiliza la herramienta informática POWER-WORD, la cual permite simula flujos de potencia, para lo cual se considera un periodo 2014 -2024, a máxima carga con incremento de potencia del 2.1% por año, establecido por en el Plan del Buen Vivir 2013 – 2017; adicionalmente se realiza un equivalente del sistema interconectado en la subestación Totoras y en la subestación Santa Rosa, como se presenta en la Figura 3.6. y los resultados obtenidos se presenta en la tabla No. 3.10.

Tabla No. 3.10:
Análisis de potencia al 2024 con la configuración actual

Descripción	Potencia consumida (MW)	Potencia transmitida por la L/T Pucará Mulaló	Potencia de salida de la barra (MW)	Potencia generada por ELEPCO S.A. (MW)
Conductor ACSR 477 MCM	129	112	58,6	6.5
Conductor ACCR 750 MCM	129	148	58,6	6.5

Fuente: Consumo de potencia diaria de la S/E Mulaló.

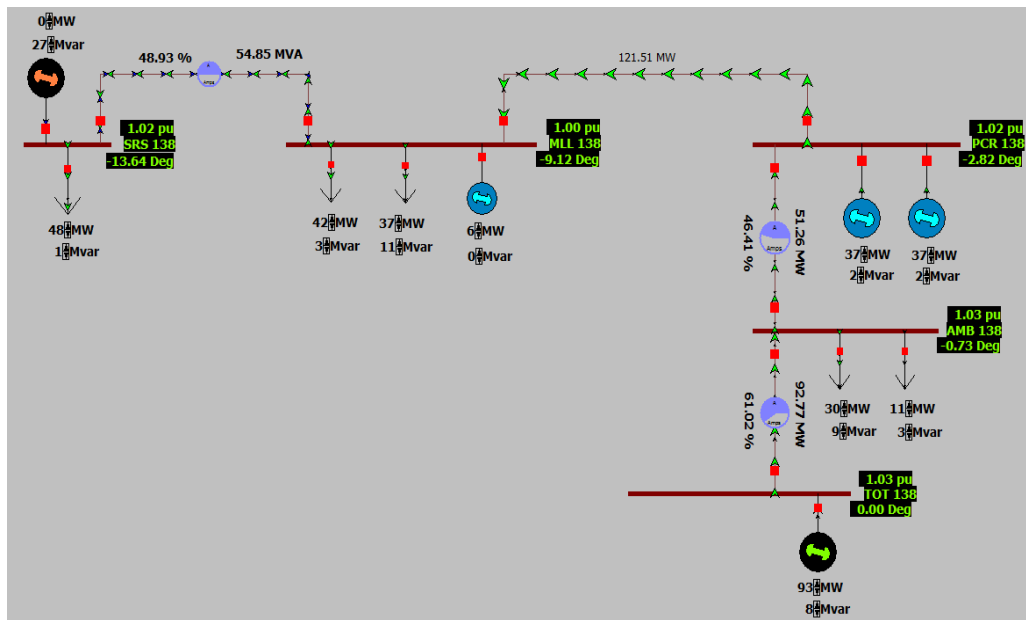


Figura No. 3.6: Diagrama de flujo de la subestación Mulaló

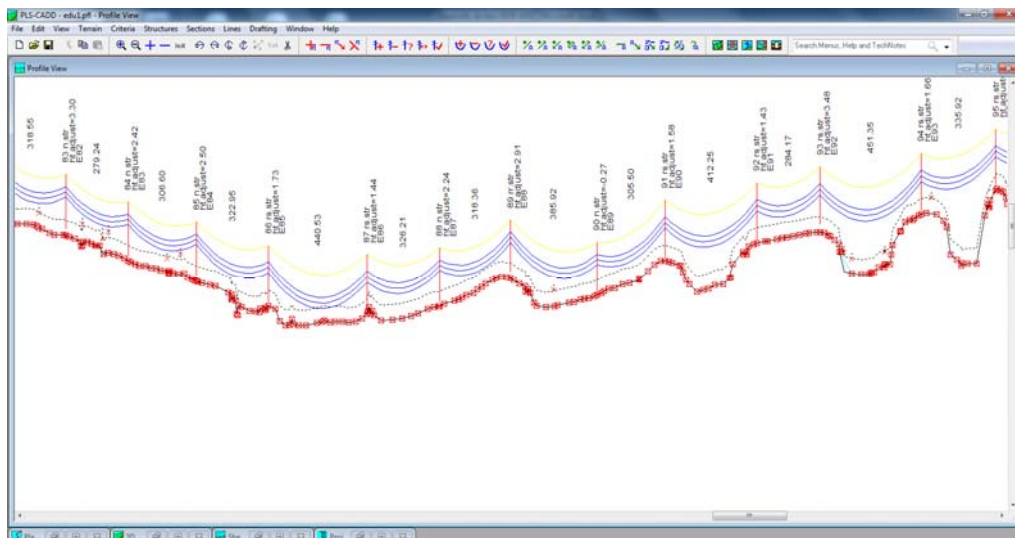


Figura No. 3.7: Plantillado de la L/T.

En tal virtud utilizando el levantamiento topográfico de la línea de transmisión se verifica las distancias de seguridad al suelo y los diferentes obstáculos existentes, tomando una tensión de tendido del 22% de la tensión de rotura del conductor, para el plantillado (trazado de catenaria) en el perfil topográfico, siempre considerando que en condiciones de mínima

temperatura del conductor no sobrepase la tensión del 33% de la tensión de rotura, este estudio se realiza con la ayuda del programa informático PLS-CADD. En la figura No. 3.7, se presenta el plantillado de un tramo de la L/T.

3.3.5 Descripción de la ingeniería del proyecto

Utilizando un levantamiento de información de campo más la ayuda de una investigación bibliográfica documental se realiza la ingeniería de detalle del proyecto.

La línea de transmisión (L/T) Pucará – Mulaló, de simple circuito, aislada para un voltaje de 138 kV., está ubicada en la provincia de Cotopaxi, en los cantones de Salcedo y Latacunga, enlazando la subestación Pucará con la S/E Mulaló, transporta la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado hacia el centro de consumo de carga que se encuentra ubicado en la barra de la S/E Mulaló, esta subestación es la encargada de cubrir la demanda de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. y los grandes consumidores del sector.

El flujo de potencia de la línea de transmisión Pucará-Mulaló se fracciona en dos partes:

- a) La primera parte del flujo de potencia se queda en la barra de la subestación Mulaló para cubrir el consumo de la ELEPCO S.A..
- b) La segunda parte del flujo fluye hacia la barra Vicentina por medio de la línea de transmisión Mulaló - Vicentina.

Para el diseño de la ingeniería básica y de detalle se toma como referencia las normas de diseño para líneas de transmisión de 138 kV, del EX – INECEL (INECEL, 1977), adicionalmente, el diseño de la línea de transmisión se considera como tensión mecánica de todos los días EDS (Every Day Stress), del 22% de la tensión de rotura del conductor.

Dentro de la ingeniería del proyecto se presenta cuatro etapas, siendo estas:

1. Topografía del terreno;
2. Diseño;
3. Adquisición de materiales;
4. Construcción.

3.3.5.1 Topografía del terreno:

El levantamiento topográfico del terreno consiste en el levantamiento del perfil longitudinal con su planimetría del terreno para dibujar la ruta de la línea de transmisión Pucará – Mulaló, en una escala: horizontal: 1:2500 y vertical 1:500, comprendida desde la estructura E001 a la estructura E118, comprendida por el levantamiento planimétrico de todas las instalaciones, obstáculos y más detalles que se encuentren en el terreno, tales como: construcciones, minas, fábricas, caminos, senderos, huellas, puentes, canales de riego, líneas férreas, líneas de energía, aeródromos, además de los accidentes naturales como cerros, quebradas, pantanos, lagos, ríos, etc.

Se levantara también las cercas y matorrales que constituyan linderos de propiedades y notas aclaratorias sobre el tipo de vegetación y sembríos existentes.

El perfil longitudinal y planimetría dibujados en el programa Autocad 2004, en tramos de 10 Km. Las escalas serán: horizontal: 1:2500 y vertical 1:500. En las partes que corresponda se dibujará superpuesto al perfil longitudinal, el perfil paralelo con línea de segmentos, teniendo la misma cota base del dibujo.

3.3.5.2 Diseño:

Calculo de la distancia al suelo. Utilizando el perfil topográfico de la línea de transmisión y la ubicación de las estructuras, se identifican los vanos¹.

¹ Vano: Es la distancia entre apoyo y apoyo (figura 3.8) de un conductor aéreo. Esta distancia, medida en metros, se denomina vano.

Por tanto se analizar el comportamiento del conductor en las condiciones y se determinará los parámetros mecánicos para la correcta instalación del conductor.

Para el cálculo de estos parámetros se establecerán las siguientes ecuaciones:

Ecuación de la catenaria²:

En la fórmula 1 se indica el calculo de la catenaria y en la fórmula 2 se señala el cálculo del parámetro.

$$y = C \cosh\left(\frac{a}{C}\right) \quad (1)$$

Dónde:

y: Catenaria (m).

C: Parámetro de la catenaria (m)

a: Vano (m)

$$C = \frac{T_0}{W_c} \quad (2)$$

Donde:

To: Porcentaje de tensión del cable (kg).

Wc: Peso unitario (kg/m)

Cálculo de longitud del conductor:

En la fórmula 3 se utiliza para el cálculo de la longitud del conductor a utilizar.

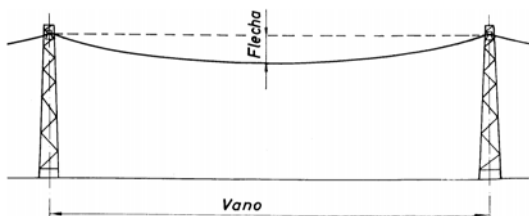


Figura No. 3.8: Concepto de flecha

² Catenaria: Curva que describe un conductor suspendida en sus extremos.

$$L = C \left[\operatorname{senh} \left(\frac{X_b}{C} \right) - \operatorname{senh} \left(\frac{X_a}{C} \right) \right] \quad (3)$$

Dónde:

L: Longitud del conductor

Xa: Abscisa en donde se encuentra el punto de suspensión izquierdo del cable.

Xb: Abscisa en donde encuentra el punto de suspensión derecho del cable.

Flecha:

En la figura No. 6.1 se presenta la flecha, lo cual se define como distancia entre la línea recta que pasa por los dos puntos de sujeción de un conductor en dos apoyos consecutivos, y el punto más bajo de este mismo conductor, la fórmula de esta se define en la ecuación (4).

$$f = C \left(\operatorname{cosh} \left(\frac{a}{2C} \right) - 1 \right) \quad (4)$$

Donde:

f = Flecha (m)

a = Vano (m)

C = Parámetro de la catenaria (m)

Ecuación de cambio de estado.

El conductor a utilizar en la construcción de la línea, cambia 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 (5), que confronta dos fenómenos físicos de dilatación térmica y comportamiento elástico que se dan en los conductores.

$$L_2 - L_1 = \alpha(\theta_2 - \theta_1)a + \left(\frac{T_{O2} - T_{O1}}{AE} \right) a \quad (5)$$

Dónde:

L_1 = Longitud inicial a 12°C del conductor (m).

L_2 = Longitud del conductor a temperatura ambiente (m).

θ_1 = Temperatura inicial del conductor (°C).

θ_2 = Temperatura final 45 °C del conductor (°C).

α = Coeficiente de dilatación térmica (1/°C).

A = Sección del conductor (mm²).

E = Modulo de elasticidad del conductor (kg/mm²).

T_{o1} = Tensión inicial en (kg).

T_{o2} = Tensión final en (kg).

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.

CÁLCULO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS.

Las estructuras están expuestas a cargas transversales, verticales y longitudinales, las cuales se definen a continuación:

Cargas transversales.

Las cargas transversales son las consideradas por el efecto de viento sobre los: conductores, cables de guardia, aisladores y estructura metálica. El viento se considera a 90 grados con respecto al eje de la línea o a la normal de la bisectriz del ángulo de la línea, con un factor de ráfaga de 0.9 del valor total de la carga de viento.

a.- Presión del viento: Para la presión del viento se toma lo expresado en la norma del EX – INECEL 90 km/h. La presión del viento sobre los conductores, hilo de guardia y la estructura, viene dado por formula (6):

$$\rho_v = kc \frac{v^2}{16} \quad (6)$$

Dónde:

$k = 2$ para estructuras y aisladores,

$k = 1$ para conductores e hilo de guardia.

$c =$ coeficiente de presión dinámica = 1.1

$v =$ velocidad del viento en m/seg.

La carga que debe soportar la estructura está dada por la siguiente fórmula (7):

$$T_v = p_v L_v \phi \quad (7)$$

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).

b.- Carga angular: Si una estructura se encuentra en un ángulo de línea, tendrá una carga debido a la tensión mecánica del conductor como se indica en la fórmula (8):

$$T = 2T_o \text{sen} \frac{\beta}{2} \quad (8)$$

Dónde:

T_o = Tensión de tendido del conductor.

β = Ángulo de la línea.

Cargas verticales:

Las cargas verticales son esfuerzos que soportan las torres por el peso del conductor, aisladores, accesorios y amortiguadores, aplicados en los puntos de suspensión o retención de cada fase o hilo de guardia, en la fórmula (9) se indica como calcular:

$$V = P_o L_p + V_1 + V_2 \quad (9)$$

Dónde:

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

L_p = Vano peso en metros.

V_1 = Peso de los aisladores (Kg)

V_2 = Peso de los herrajes y amortiguadores (Kg)

Sobrecarga vertical:

Son cargas de carácter puntual como actividades de montaje y mantenimiento, en nuestro caso, las estructuras se han diseñado para que una cruceta cualquiera, pueda soportar adicionalmente a las cargas verticales (peso del conductor), el peso de dos personas y un equipo equivalente a 250 kg.

Cargas longitudinales:

La carga longitudinal se obtiene considerando la mayor diferencia de tensiones en vanos adyacentes, aplicadas en los puntos de anclaje de los conductores y cable de guardia.

Esta carga está dada por la tensión de tendido (22%) del conductor más los efectos de temperatura de los conductores y sus propiedades de dilatación térmica, esta carga se calcula con la ecuación de cambio de estado y con el estado más crítico, en nuestro caso:

Estado I.- Este estado corresponde a la mínima temperatura, define la flecha mínima de los conductores y cables de guardia, al igual que una de las condiciones para definir la tensión máxima de los conductores y cables de guardia.

Para estructuras de retención terminales: El 100 % de las tensiones máximas de conductores y cable de guardia, aplicados en los puntos de sujeción del respectivo conductor o cable de guardia.

En las estructuras de retención están diseñadas para soportar una carga longitudinal correspondiente a la tensión mecánica máxima del conductor.

Tipo de estructuras existentes.

Es la línea de transmisión Pucará – Mulaló existen 5 tipos de estructuras, las cuales son:

- f) Torre tipo N: De suspensión liviana con un ángulo de hasta 1 grado de deflexión.
- g) Torre tipo R: De suspensión pesada, y de retención para ángulos de hasta 5 grados de deflexión.
- h) Torre tipo T: De retención para ángulos de hasta 15 grados de deflexión.
- i) Torre tipo A: De retención para ángulos de hasta 30 grados de deflexión.
- j) Torre tipo C: De retención y terminales de hasta 60 grados de deflexión.

Como son estructuras existentes, las cargas que soportan las estas, se indican en el anexo No. 1.

Cálculos electromecánicos.

En el PLS-CADD se implanta la topografía y las estructuras existentes con sus respectivo punto de amarre, se ingresa el tipo de conductor y se ingresa el porcentaje de tendido, luego se identifican los puntos donde incumplen las distancias establecidas en las normas del EX – INECEL. Se toman las acciones de corrección, las cuales se determinan en la tabla No. 3.11 donde se indica las acciones a tomar.

En el mismo programa nos entrega la tabla de tendido a diferentes temperaturas la cual se anexa 3, también el programa arroja las cargas que soportan las estructuras, las cuales se presentan en el anexo 2 y en el anexo 1 las cargas de las estructuras existentes, las cuales se deben comparar su cumplimiento.

En el gráfico No. 3.7 se indica el plantillado del conductor a las estructuras utilizando el programa informático PLS-CADD.

Para fines de montaje de estructuras en el anexo No. 4 se presentan los planos de las estructuras a montarse.

En la tabla No. 3.11 se presentan la ingeniería de detalle a ejecutarse en las estructuras de la línea de transmisión.

Tabla No. 3.11:
Tabla de ubicación de estructuras

No	NOMBRE ESTRUC.	TIPO DE ESTRUC.	ABSCISA (m)	Vano adelante	APA (m)	Acciones a tomar
1	C	R		516.04	15,058	
2	C	R	516.04	309.13	16,944	
3	N	S	825.17	338.52	20	
4	A	R	1163.69	246.43	17,036	
5	N	S	1410.12	327.02	19,408	Cambiar de estructura a un APA de 25 m
6	R	S	1737.14	479.7	13,800	
7	R	S	2216.84	387.55	15,100	
8	N	S	2604.39	289.19	16,144	
9	N	S	2893.58	426.92	13,535	
10	N	S	3320.5	249.18	13,080	
11	R	R	3569.68	509.48	22,620	
12	R	S	4079.16	403.27	16,944	Cambiar de suspensión a retención
13	N	S	4482.43	294.13	15,825	
14	R	S	4776.56	480.7	14,060	
15	R	S	5257.26	299.25	13,993	
16	C	R	5556.51	616.17	14,509	
17	C	R	6172.68	253.58	16,403	
18	N	S	6426.26	374.2	15,835	
19	N	S	6800.46	281.28	16,799	
20	R	S	7081.74	564.06	16,843	Cambiar de suspensión a retención
21	R	S	7645.8	333.76	17,373	
22	A	R	7979.56	432.36	16,497	Cambiar de estructura a un APA de 20 m
23	R	S	8411.92	471	17,710	
24	R	S	8882.92	234.21	13,800	
25	T	R	9117.13	364.54	16,460	
26	R	S	9481.67	380.59	17,228	
27	R	S	9862.26	382.69	16,935	
28	R	S	10244.95	371.33	17,701	
29	N	S	10616.28	330.92	17,645	
30	N	S	10947.2	283.03	17,584	

Continua



No	NOMBRE ESTRUC.	TIPO DE ESTRUC.	ABSCISA (m)	Vano adelante	APA (m)	Observaciones
31	N	S	11230.23	287.88	15,930	
32	N	S	11518.11	328.09	15,829	
33	A	R	11846.2	228.34	16,351	
34	R	R	12074.54	455.09	19,287	
35	R	S	12529.63	222	15,643	Cambiar de suspensión a retención
36 ^a	N	S	12751.63	319.61	17	Colocar torre intermedia
36 B	R	S	13071.24	255	19,2	Colocar torre intermedia
37	C	R	13326.24	282.98	19,502	
38	N	S	13609.22	319.31	16,523	
39	N	S	13928.53	348.29	16,250	
40	N	S	14276.82	337.33	16,433	
41	N	S	14614.15	384	16,701	
42	N	S	14998.15	274.08	16,785	
43	N	S	15272.23	320.02	16,664	
44	R	R	15592.25	394.22	15,850	
45	N	S	15986.47	315.25	16,600	
46	N	S	16301.72	266.51	16,482	
47	N	S	16568.23	284.43	16,131	
48	N	S	16852.66	347.22	16,176	
49	N	S	17199.88	354.5	16,326	
50	R	R	17554.38	382.35	16,058	
51	N	S	17936.73	356.44	19,339	
52	N	S	18293.17	337.67	14,460	
53	N	S	18630.84	356.32	16,410	
54	N	S	18987.16	332.08	16,660	
55	R	S	19319.24	536.19	16,949	
56	R	S	19855.43	353.94	16,260	
57	T	R	20209.37	334.7	16,578	
58	N	S	20544.07	351.62	16,526	
59	R	S	20895.69	300.02	17,691	
60	N	S	21195.71	343.76	16,594	
61	N	S	21539.47	332.45	16,553	
62	N	S	21871.92	258.58	13,740	
63	R	S	22130.5	531.98	15,125	
64	C	R	22662.48	666.97	16,895	
65	C	R	23329.45	267.97	19,032	
66	N	S	23597.42	372.79	19,264	
67	N	S	23970.21	319.22	19,445	
68	N	S	24289.43	268.18	13,593	
69	N	S	24557.61	292.92	14,269	
70	N	S	24850.53	290.78	17,220	
71	R	S	25141.31	536.73	14,883	
72	R	S	25678.04	296.05	14,620	
73	T	R	25974.09	268.8	16,393	
74	N	S	26242.89	357.82	13,696	

Continua



No	NOMBRE ESTRUC.	TIPO DE ESTRUC.	ABSCISA (m)	Vano adelante	APA (m)	Observaciones
75	N	S	26600.71	250.1	20,450	
76	C	R	26850.81	674.63	19,618	
77	C	R	27525.44	285.02	19,670	
78	R	R	27810.46	359.33	23,518	
79	R	S	28169.79	462.01	17,798	
80	R	S	28631.8	231.65	19,494	
81	T	R	28863.45	318.55	19,391	
82	N	S	29182	279.24	17,298	
83	N	S	29461.24	306.6	16,416	
84	N	S	29767.84	322.95	16,498	
85	R	S	30090.79	440.53	14,727	Cambiar de suspensión a retención
86	R	S	30531.32	326.21	14,440	Cambiar de suspensión a retención
87	N	S	30857.53	318.36	16,243	
88	R	R	31175.89	385.92	15,906	
89	N	S	31561.81	305.5	13,734	
90	R	S	31867.31	412.25	14,584	
91	R	S	32279.56	284.17	14,428	
92	R	S	32563.73	451.35	16,484	
93	R	S	33015.08	335.92	14,655	
94	R	S	33351	405.64	15,000	
95	N	S	33756.64	313.74	16,692	
96	N	S	34070.38	321.84	16,741	
97	R	S	34392.22	431.45	17,859	Cambiar de suspensión a retención
98	R	R	34823.67	164.4	16,295	
99	R	S	34988.07	574.55	15,482	
100	R	S	35562.62	474.32	16,945	
101	T	R	36036.94	261.86	16,252	
102	R	S	36298.8	379.81	17,011	
103	R	S	36678.61	402.06	14,596	
104	R	S	37080.67	418.71	21,015	
105	R	S	37499.38	391.36	20,412	
106	R	S	37890.74	379.03	17,577	
107	R	S	38269.77	368.04	17,305	Cambiar de suspensión a retención
108	R	S	38637.81	378.69	20,627	
109	R	S	39016.5	391.9	20,802	
110	R	R	39408.4	347.31	16,557	
111	R	S	39755.71	354.25	19,143	
112	N	S	40109.96	306.33	16,966	
113	N	S	40416.29	356.41	17,144	
114	N	S	40772.7	351.39	19,737	
115	R	S	41124.09	384.78	20,478	
116	R	S	41508.87	356.04	17,372	
117	R	S	41864.91	359.31	20,032	Cambiar de suspensión a retención
118	T	R	42224.22		16,270	

3.3.5.3 Lista inicial de materiales y selección de proveedores.

En la tabla 3.12 se indica el listado de cantidad de material necesario.

Tabla No. 3.12:
Listado de materiales a utilizar.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNI.	CANT.
1	Conductor ACAR 750 MCM en carretes de 2500 mts.	m	136.000,00
2	Varillas preformadas para ACAR 750	jgo.	268,00
3	Empalme de compresión, conductor ACAR 750 MCM	c/u	80,00
4	Manguitos de compresión para reparación, conductor 750 MCM		
5	Amortiguadores, conductor ACAR 750 MCM	c/u	890,00
6	Grapas de suspensión, conductor ACAR 750 MCM	c/u	300,00
7	Grapas de retención a compresión con derivación a 30°, para conductor ACAR 750 MCM	c/u	215,00
8	Rotula ojal a 90°	c/u	300,00
9	Rotula ojal larga a 0°	c/u	220,00
10	Grillete con pasador	c/u	220,00
11	Conector T de conductor ACAR 750 MCM a Orchid AC 636 MCM	c/u	4
12	Yugos	c/u	30
13	Conector de ranuras paralelas de ACAR 750 a ASCR 477,5 MCM	c/u	8
14	Torre tipo N	c/u	3,00
15	Torre tipo A	c/u	1,00

Selección de proveedores.

Siendo que CELEC EP –TRANSLECTRIC, es una empresa pública, debe cumplir con las leyes establecidas por el estado, en especial la Ley Orgánica de Empresa Publicas que la rige, en tal virtud para la adquisición del listado de material, se debe cumplir con las leyes y reglamentos de contratación pública, esto significa que todas las adquisición se lo realiza a través del portal de compras públicas y rigiéndose bajo las condiciones establecidas por el Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP).

Ámbito legal.

El artículo 225 de la Constitución de la República señala que el sector público comprende, entre otros, a: 3) Los organismos y entidades creados por la Ley para la prestación de servicios públicos o para desarrollar actividades económicas asumidas por el Estado; y, 4) Las personas jurídicas

creadas por acto normativo de los gobiernos autónomos descentralizados para la prestación de servicios públicos; (Asamblea, 2009).

Dentro de la Ley Orgánica de Empresas Publicas se tiene:

ARTÍCULO 1.- ÁMBITO.- Las disposiciones de la presente Ley regulan la constitución, organización, funcionamiento, fusión, escisión y liquidación de las empresas públicas que no pertenezcan al sector financiero y que actúen en el ámbito internacional, nacional, regional, provincial o local; y, establecen los mecanismos de control económico, administrativo, financiero y de gestión que se ejercerán sobre ellas, de acuerdo a lo dispuesto por la Constitución de la República. (Asamblea, 2009).

Adicionalmente el “ARTÍCULO 4.- DEFINICIONES.- Las empresas públicas son entidades que pertenecen al Estado en los términos que establece la Constitución de la República, personas jurídicas de derecho público, con patrimonio propio, dotadas de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Estarán destinadas a la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y en general al desarrollo de actividades económicas que corresponden al Estado.” (Asamblea, 2009)

Consecuentemente la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Publicas vigente en el Ecuador indica:

Art. 1.- “Objeto y ámbito.- Esta Ley establece el Sistema Nacional de Contratación Pública y determina los principios y normas para regular los procedimientos de contratación para la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios, incluidos los de consultoría, que realicen:” (Baldeón, 2012), y; en su numeral 5 expresa “Los Organismos y entidades creados por la Constitución o la Ley para el ejercicio de la potestad estatal, para la prestación de servicios públicos o para

desarrollar actividades económicas asumidas por el Estado” (Baldeón, 2012), y;

Que, el Art. 47 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, dispone "Para la adquisición de bienes y servicios normalizados que no consten en el catálogo electrónico, las Entidades Contratantes deberán realizar subastas inversas en las cuales los proveedores de bienes y servicios equivalentes, pujan hacia la baja el precio ofertado en acto público o por medios electrónicos a través del Portal del COMPRAS PUBLICAS (Baldeón, 2012).

Adicionalmente, el numeral 2 del artículo 284 de la Constitución de la Republica establece como uno de los objetivos de la política económica, el de incentivar la producción nacional, la productividad y competitividad sistemáticas (CONSTITUYENTE, 2008).

Por ende la Resolución INCOP No. RE-2013-0000089 del 28 de junio de 2013 textualmente expresa “Art. 2.- Oferta de bienes, obras o servicios de origen ecuatoriano. Las entidades contratantes en los procedimientos de contratación de bienes y servicios realizarán la convocatoria dirigida a proveedores que tengan su domicilio fiscal en el Ecuador, que oferten bienes y/o servicios de origen ecuatoriano” (INCOP, 2013), y “Art. 3.- Bienes o servicios de origen ecuatoriano. Se consideran bienes o servicios de origen ecuatoriano aquellos que cumplan con el porcentaje mínimo sectorial de componente ecuatoriano, determinado por el Instituto Nacional de Contratación Pública” (INCOP, 2013).

Adquisición de conductores y herrajes:

Bajo las consideraciones planteadas anteriormente, en especial la Resolución INCOP No. RE-2013-0000089, en la cual establece que la convocatoria debe ir dirigida a proveedores que oferten bienes o servicios de origen ecuatoriano la única fábrica de producción Nacional es

ELECTROCABLES, siendo esta la única empresa capaz de proveer lo requerido para este proyecto.

Adquisición de torres.

Conforme lo establece el SERCOP las empresas capaces de producir estructuras metálicas son: SEDEMI S.C.C. y EMETASA.

3.3.6 Especificaciones técnicas.

Las especificaciones técnicas son las utilizadas por CELEC EP - TRANSELECTRIC para sus diferentes requerimientos.

3.3.6.1 Especificaciones técnicas del conductor y accesorios.

Estas Especificaciones Técnicas establecen los requisitos para el diseño, fabricación, pruebas en fábrica y embalaje de conductores desnudos y accesorios para líneas aéreas.

Las presentes Especificaciones cubren lo siguiente:

- a. Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio ACAR 750 MCM.
- b. Varillas de armar para conductor ACAR 750 MCM.
- c. Manguitos de Comprensión para reparación para conductores ACAR 750 MCM.

Los tipos y características propias de los conductores que deberán suministrarse dentro del Contrato, se detallan en la tabla No. 3.12.

NORMAS:

Mientras no se indique explícitamente lo contrario dentro de estas especificaciones, los conductores deberán satisfacer las siguientes normas ASTM:

- a) Para alambres de aluminio: B230 y B193.

- b) Para alambre de aleación de aluminio: B-398.
- c) Para conductor ACAR: B-524.

En todos los casos regirá la versión vigente de cada norma a la fecha de la convocatoria para el concurso o licitación, incluyendo los anexos, adendun o revisiones vigentes de cada norma en dicha fecha.

En los aspectos no contemplados en estas normas, el Contratista podrá proponer otras normas alternativas, cuyo empleo estará sujeto a la aprobación de contratante.

El Contratista deberá suministrar al contratante y sin costo extra, las normas utilizadas, en versión oficial en español e inglés.

REQUERIMIENTOS ESPECIFICOS:

Alambres de aluminio.

- a) Los alambres de aluminio serán del tipo EC-H19 estirado en frío y cumplirán con la norma ASTM-B230.
- b) No se permitirán uniones en los alambres terminados sino únicamente en las varillas o en el alambrón, siempre que las roturas no sean consecuencia de defectos en el material. Para los requerimientos de tensión se aplicará la norma ASTM-B230.
- c) La conductividad del alambre no será menor del 61% del IACS para pruebas individuales y no menor del 61.2% del IACS como promedio de un lote. La conductividad se medirá de acuerdo a la norma ASTM-B195.
- d) El diámetro se medirá en dos puntos, desfasados 90° entre sí, sobre la circunferencia del alambre. El promedio de estas dos lecturas será el valor del diámetro de la muestra que tendrá una tolerancia como respecto al diámetro garantizado no mayor que la indicada en la Tabla 3 de la norma ASTM-B230.
- e) El alambre una vez terminado, estará libre de escorias, residuos e imperfecciones.

Alambre de aleación de aluminio:

Los alambres de aleación de aluminio serán del tipo 6201-T81 y cumplirán con la norma ASTM B-398.

Conductor completo de aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR):

Los conductores serán ACAR 750 MCM de 18 hilos de aluminio y 19 de aleación de aluminio, cableado concéntricamente, para uso como conductor aéreo en líneas de transmisión y deberá cumplir lo establecido en la norma ASTM B-524.

Conductor de aluminio con refuerzo de alma de acero (ACSR):

- a) Los conductores se harán de alambres de aluminio y de acero galvanizado de sección circular, para uso como conductores aéreos, cableado clase AA, que cumplan con los requisitos de la norma ASTM-B232.
- b) El conductor será cableado concéntricamente, con proceso de cableado AA: La dirección de los hilos de la capa exterior de aluminio será la de la mano derecha e irá cambiando su sentido de capa en capa.
- c) El número y diámetro de los alambres de aluminio y de acero y las áreas estarán de acuerdo con la Tabla 1 de la norma ASTM-B232
- d) El área de la sección transversal de los alambres de aluminio del conductor no será menor del 98% del valor garantizado. El peso aproximado y la resistencia se calculará según la norma ASTM-B232, Tabla 5
- e) El conductor estará libre de toda escoria, sucio, moho y de cualquier otra imperfección.

Conductor completo de aluminio:

- a) El conductor será cableado concéntricamente, con proceso de cableado clase AA. La dirección de la capa exterior será la de la mano derecha e irá cambiando su sentido en las capas sucesivas.

- b) El número, diámetro y área de la sección transversal serán conforme a los requerimientos descritos en la Tabla 2 de las normas ASTM-B231.
- c) Las propiedades de tensión serán de acuerdo a las normas ASTM-B231.
- d) El área de la sección transversal del conductor completo no será menor que el 98% del área garantizada.

Accesorios:

- a) Accesorios del tipo de compresión (manguitos).

Debe soportar por lo menos el 95% de los esfuerzos nominales establecidos por la norma ASTM para el correspondiente cable o conductor y tendrán una resistencia eléctrica menor que la que tendría una longitud igual del conductor en el que son usados.

- b) Empalme

Se suministrarán con la mezcla sellante (filler compound), recomendada por el Contratista.

Embalaje:

- a) El embalaje deberá garantizar el transporte seguro de todos los materiales desde la fábrica hasta su destino final, protegiéndolos contra roturas, daños y pérdidas que pudieran resultar de daños del embalaje. Se considerará satisfactorio el embalaje si los materiales llegan en buenas condiciones a su destino final.
- b) Deberán utilizarse carretes de acero, no retornables, según lo indicado por comprador.
- c) Los cables de ACAR 750 MCM se suministrarán en carretes de acero no retornable de 5 km. cada uno.
- d) La longitud total de los cables de los diferentes tipos, a ser suministrados de acuerdo a las longitudes por carrete indicadas, se muestra en la tabla de cantidades.

Cada carrete de cable continuo, sin uniones, será embalado de tal manera que guarde un espacio libre de por lo menos 10 cm. Entre la última capa de cable y el filo del carrete. La variación permitida entre la

longitud de cable especificada para cada carrete y la existente en cada uno de ellos no será mayor de $\pm 0.5\%$.

- e) La parte interior de los carretes y la capa superior de los conductores estarán cubiertas por papel no corrosivo y a prueba de agua, para proteger al cable contra daños y además estará pintada con pintura de aluminio o cualquier otro componente que prevenga la corrosión galvánica entre el cable de aluminio y el carrete. Su parte exterior se pintará de tal manera que no se afecte la lectura de las marcas de identificación.
- f) Los terminales de los cables se sujetarán firmemente a los carretes y cualquier parte expuesta de los mismos se cubrirá con papel impermeable. Los carretes se cerrarán convenientemente con listones de madera acanalados, de tamaño adecuado y asegurados por sunchos de acero de por lo menos 25 mm de ancho, ubicados en las acanaladuras de los listones.
- g) Los carretes completos serán adecuados para almacenaje prolongado a la intemperie.

Marcas:

- a) Cada carrete tendrá los siguientes datos claramente pintados o impresos en cada lado:
 - Nombre del Proyecto:
 - Nombre del Contratista:
 - Nombre de Comprador:
 - Puerto de desembarque:
 - Número de carrete:
 - Tipo, calibre y código del cable:
 - Longitud del cable en el carrete:
 - Peso neto del cable:
 - Peso bruto total:

- b) Adicionalmente se puede requerir otras marcas, que serán notificadas

oportunamente al Contratista.

- c) Una tarjeta conteniendo la misma información será colocada al final del cable, dentro de cada carrete.
- d) Se pintará una flecha con la leyenda “desenrolle en este sentido”, a cada lado del carrete para indicar el sentido de rotación para el tendido.

PRUEBAS:

General.

- a) Todos los cables y carretes serán inspeccionados y aprobados, antes de su despacho por el Contratista, en presencia de los inspectores del contratante, de acuerdo con estas especificaciones y con las normas aplicables.
- b) El Contratista informará al contratante con la suficiente anticipación, la fecha en que los materiales estarán listos para las pruebas.
- c) El contratante se reserva el derecho de inspeccionar y probar los cables en cualquier momento durante el proceso de fabricación si lo considera necesario. El Contratista dará las facilidades necesarias y facilitará el personal calificado para brindar información y efectuar las pruebas.
- d) El Contratista deberá remitir, para aprobación del contratante, tres copias del protocolo de procedimientos para pruebas, que se propone aplicar, como paso previo a la autorización de su ejecución y una vez que se hayan efectuado las pruebas, deberá remitir cuatro copias del protocolo de resultados obtenidos, firmados por el Inspector del contratante, para la respectiva aprobación.

Ejecución de las Pruebas.

- a) Se efectuarán las siguientes pruebas en los conductores ACAR.
 - Alambres de aluminio de aleación de aluminio, antes del cableado de acuerdo a las normas ASTM-B230, ASTM-B231, ASTM-B498, ASTM-B398 y ASTM-B-524.
 - Pruebas de tensión de muestras que contengan uniones de los alambres de aluminio, antes del cableado.

- Pruebas de composición química de los alambres de aluminio antes del cableado.
- Pruebas en el conductor terminado, de acuerdo a las normas ASTM-B232 y B549, que comprendan:
- Inspección del acabado
- Dimensiones físicas, diámetro, dirección del cableado, sección transversal, peso, etc.
- Resistencia mecánica.

Muestras.

- a) Las muestras para las pruebas antes del cableado de los alambres componentes de los conductores ACAR se tomarán como se indica en las normas ASTM correspondientes.
- b) Las pruebas de tensión en las muestras que tengan uniones hechas en los alambres de aluminio se efectuarán de acuerdo a lo que se convenga entre el Contratante y el Contratista.
- c) Para las pruebas de composición química de los alambres de aluminio, se tomará una muestra por cada 50.000 kg. o fracción, de alambre de aluminio utilizado en la fabricación.
- d) Para las pruebas de acabado de cualquier tipo de cable, se tomará un carrete representativo de lotes formados por un máximo de 10 carretes.

Aceptación y rechazos.

Si una muestra no cumple con los requisitos de las pruebas, se podrá rechazar todo el material representado por esa muestra.

Si cualquier lote del suministro es rechazado, el Contratista tiene el derecho de aplicar los criterios de repetición de pruebas indicados en las normas ASTM correspondientes. Si tales criterios no están definidos, se podrán hacer dos nuevas pruebas en nuevas muestras y si ocurre una nueva falla en cualquiera de ellas, el material representado será rechazado definitivamente.

Si cualquier carrete no cumple con las pruebas, será rechazado y se inspeccionará todos los restantes carretes del lote.

En caso de falla de una muestra de alambre de aluminio con uniones, en la prueba de tensión, el Contratante tiene el derecho de solicitar al Contratista que mejore el método de efectuar las uniones. Si el Contratista no lo mejora, el Contratante puede rechazar todo el material fabricado, hasta que los métodos de unión sean mejorados y nuevamente probados. Si la falla es debida a defectos del material, en el aluminio, el Contratante podrá rechazar todo el material usado.

La aceptación del Contratante a los resultados de las pruebas, no liberará al Contratista de su obligación de suministrar todos los materiales de acuerdo a estas especificaciones.

Cualquier rechazo de materiales no le dará derecho al Contratista para solicitar extensión en los plazos de suministro fijados por las partes.

Información a ser incluida en la Oferta.

El Oferente debe incluir en su propuesta la siguiente información y documentación:

- Plano de cada carrete ofrecido para el suministro, con indicación de dimensiones y pesos.
- Curvas de fatiga alargamiento.
- Datos informativos y garantizados, utilizando los formularios que se incluyen en el volumen de "Formularios de la Propuesta".

Información a ser suministrada después de la Suscripción del Contrato.

Después de la suscripción del Contrato, el Contratista deberá remitir para la aprobación de CELEC EP, los planos, catálogos, reportes y demás

información que se señala a continuación, en la forma y dentro de los plazos establecidos.

Diseños y datos para aprobación:

Dentro de los 30 días siguientes a la suscripción del Contrato, el Contratista enviará al Contratante, para su aprobación la lista de diseños, datos técnicos e instrucciones que se propone enviar para aprobación e información. La lista se actualizará o complementará regularmente durante el período de ejecución del Contrato, debiendo ser enviada al Contratante, para su aprobación en cada ocasión.

Planos y demás información para aprobación:

Antes de iniciar la fabricación, el Contratista enviará al Contratante, para aprobación todos los diseños, cálculos y datos que demuestren completamente que el suministro contratado cumple plenamente los requerimientos de estas Especificaciones. Los datos incluirán, aunque no estarán necesariamente limitados a lo siguiente:

Curvas de esfuerzo-tensión (stress-strain) para 5°, 10°, 12°, 15°, 20°, 25°, 26°, 30°, 35°, 40°, 50°, 60°, 70° y 80°C.

Curvas de deformación por alargamiento (creep) para 1 hora, 24 horas, 48 horas, 72 horas y 10 años.

Tablas y curvas de flechas y tensiones para cada tipo de conductor, utilizando unidades del sistema internacional, tanto para condiciones iniciales como finales, considerando la condición sin viento y para valores de temperatura de: 15°C, 20°C, 25°C, 30°C, 35°C, 45°C, 60°C.

- No se considerará la formación de manguitos de hielo.
- Las condiciones límite que se aplicarán serán las siguientes:
- Para líneas de transmisión de la Zona 1 (altitudes menores a 1000 m sobre el nivel del mar):

- A 25°C, sin viento, la tensión final no será mayor que el 22% de la tensión de rotura (UTS).
- A 5°C, sin viento, la tensión inicial no será mayor que el 33.3% del UTS.
- A 18°C, con viento que produzca una presión de 39 kg/m², sobre el conductor, la tensión inicial no será mayor que el 40% del UTS:
- A 18°C, con viento que produzca una presión de 39 kg/m², sobre conductor, la tensión final no será mayor que el 33.3% del UTS.
- Las flechas y tensiones se calcularán para vanos entre 200 y 1000 m con intervalos de 25m y a la temperatura de 60 °C
- Tablas de capacidad de conducción de corriente para los conductores de fase con las siguientes condiciones:
 - Frecuencia: 60 Hz.
 - Temperatura del conductor: entre 30°C y 90°C, con intervalos de 10°C.
 - Temperatura ambiente: entre 5°C y 40°C, con intervalos de 5°C.
 - Velocidad del viento: 0 y 0,2 m/s.
 - Con y sin efecto solar.

Instrucciones para manipuleo y almacenamiento de los carretes de conductores.

Lista de las pruebas en fábrica, con indicación de los procedimientos, normas a aplicarse y cronograma de ejecución.

Un ejemplar de las normas utilizadas en versión oficial en inglés o en español.

3.3.6.2 Características técnicas de los herrajes y accesorios.

Estas Especificaciones Técnicas establecen los requisitos técnicos para el diseño, fabricación, pruebas en fábrica, de herrajes y accesorios, para ser usados en líneas de transmisión.

Los tipos de herrajes y accesorios que deberán suministrarse dentro del Contrato, se detallan en los planos y en las Tablas de Cantidades, son fundamentalmente los siguientes:

- Herrajes de cadenas (ensamblajes) de aisladores de suspensión y retención para líneas de transmisión (solo herrajes no incluye aisladores).
- Conectores, terminales y accesorios.

Normas:

Las normas utilizadas deberán ser ASTM equivalentes o superiores

En todos los casos regirá la versión vigente de cada norma a la fecha de la convocatoria para el Concurso, incluyendo los anexos, adenda o revisiones vigentes de cada norma en dicha fecha.

El Contratista podrá proponer otras normas alternativas, cuyo empleo estará sujeto a la aprobación del Contratante.

El Contratista deberá suministrar a pedido de CELEC EP y sin costo extra, una copia de las normas utilizadas, en versión oficial en castellano o inglés.

Requerimientos generales:

a) Características del suministro.

Serán las indicadas en estas especificaciones técnicas.

b) Condiciones ambientales.

La línea de transmisión recorre por terrenos que van desde los 56.19 metros sobre el nivel del mar, hasta sitios ubicados a 3300 m s.n.m., con temperaturas ambientes entre -5° y 30 °.

Requerimientos específicos:

- a) El diseño, mano de obra, materiales y fabricación deben incorporar las técnicas más avanzadas, aun cuando dichas técnicas no estén mencionadas en estas Especificaciones.
- b) La fabricación de cualquier material antes de la aprobación por parte de CELEC EP, de los catálogos respectivos, es a riesgo del Contratista.

CELEC EP se reserva el derecho de solicitar cambios menores en los detalles del suministro, cuando a su juicio sea necesario, sin costo adicional para la contratante.

La aprobación por parte del Contratante de los catálogos presentados por el Contratista, no libera a éste de su responsabilidad de cumplir estas Especificaciones y de su responsabilidad por la buena calidad del trabajo contratado.

Materiales y mano de obra:**a) Materiales.**

Todos los materiales serán nuevos, de fabricación reciente, libres de defectos e imperfecciones y serán de primera calidad.

b) Galvanizado.

El galvanizado de las partes ferrosas se hará por el proceso de inmersión en caliente después de terminada su fabricación y de acuerdo con normas.

c) Mano de Obra.

Todos los trabajos serán hechos por personal calificado. Las tolerancias se aplicarán de acuerdo con las normas especificadas. El Contratista será responsable del armado correcto de todas las partes componentes para formar los ensamblajes y reemplazará, sin costo para CELEC EP cualquier material defectuoso o pagará cualquier reparación o cambio que sea

necesario durante el montaje, causado por errores o mala calidad durante la fabricación.

Accesorios.

- a) Los accesorios moldeados deberán ser uniformes sin puntas o esquinas, libres de fisuras y no tendrán defectos tales como: huecos, arrugas o porosidades que disminuyan la rigidez mecánica y afecten la apropiada confiabilidad del material.
- b) Los materiales forjados serán uniformes sin puntas o esquinas, libres de fisuras, ralladuras, escamas, grietas, ondulaciones, etc. que disminuyan la rigidez mecánica o afecten el apropiado acople con los otros accesorios.
- c) Todos los materiales ferrosos serán galvanizados en caliente de acuerdo con la norma Ningún material será galvanizado antes de haberse fabricado, excepto las tuercas que pueden ser roscadas después de galvanizadas.
- d) Los adaptadores de los tipos requeridos, serán de acero forjado, de una sola pieza y tratados al fuego para obtener la resistencia mecánica que se especifica en los planos. Antes del galvanizado cualquier capa o desperfecto exterior debe ser cuidadosamente removido sin reducir las dimensiones.
- e) Las grapas de suspensión para conductor serán de aleación de aluminio de alta resistencia mecánica y del tipo empernado. Las grapas deberán ser apropiadas para los calibres de los conductores especificados, incluyendo las varillas preformadas de armar.
- f) Las grapas de retención para conductor serán de aluminio puro de alta resistencia mecánica, tipo compresión y su diseño evitará la generación de efecto corona.
- g) Todos los otros accesorios expuestos a esfuerzos de tensión o compresión, serán de acero forjado, galvanizado por inmersión en caliente.
- h) Los herrajes no deberán registrar ninguna acción química o sufrir roturas por dilatación en condiciones de servicio.

Otros accesorios.

Los conectores para derivaciones y grapas paralelas serán del tipo empernado, de una aleación de aluminio de alta resistencia tratada al calor, y se suministrarán con pernos de acero galvanizado.

EMBALAJE Y MARCAS:**Embalaje.**

El embalaje de todo el suministro deberá resistir cualquier condición adversa durante el transporte y manipuleo hasta el sitio de las obras y deberá ser hecho utilizando materiales nuevos y sin uso anterior.

- a) Los materiales restantes se embalarán en cajas de madera, cerradas y nuevas estarán adecuadamente protegidos contra daños por contacto, durante el transporte y manipuleo.

Marcas.

- a) Cada accesorio de los ensamblajes de aisladores tendrá marcada, en forma legible y durable, la siguiente información:
 - Nombre del fabricante.
 - Número del catálogo.
 - El código del conductor en el cual será usado (para grapa de tipo compresión).

- b) Cada paquete o caja se marcará por lo menos, con la siguiente leyenda:
 - Nombre del Comprador:
 - Tipo y número de catálogo de las unidades empaquetadas:
 - Número de unidades contenidas en el paquete:
 - Peso bruto:
 - Puerto de desembarque

Información a ser suministrada después de la suscripción del contrato:

Después de la suscripción del Contrato; el Contratista deberá remitir para la aprobación, de los catálogos, reportes y demás información que se señala a continuación en la forma y dentro de los plazos establecidos.

a) Lista de diseños y datos para aprobación.

Dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la suscripción del Contrato, el Contratista enviará al Comprador, para su aprobación una lista de los diseños, datos técnicos e instrucciones que él se propone enviar para aprobación o información. La lista se actualizará y complementará, regularmente durante el período de ejecución del Contrato, debiendo ser enviada al Comprador, para su aprobación en cada ocasión.

b) Información para aprobación.

Previo al embarque el contratista remitirá al Comprador, para su aprobación, los diseños, cálculos y datos técnicos que demuestren completamente que el suministro contratado cumple plenamente los requerimientos de estas Especificaciones. Los datos incluirán aunque no estarán limitados, a lo siguiente:

- Características eléctricas y mecánicas de los componentes.
- Diseño detallado de cada herraje, mostrando dimensiones y pesos.
- Lista de componentes de cada herraje.
- Método de los embalajes con pesos y volúmenes aproximados.
- Lista de las pruebas en fábrica, con indicación de los procedimientos, normas a aplicarse y cronograma de ejecución.

3.3.6.3 Características técnicas particulares a tener en cuenta.

Los ítems solicitados deben incluir en su oferta técnica los catálogos técnica particulares de los productos ofertados, los cuales se presentan en la tabla No. 1.13.

3.3.6.4 Construcción de obra civil, montaje y desmontaje electromecánico y cambio de conductor en la línea de transmisión Pucará - Mulaló

Estas especificaciones cubren los requerimientos técnicos para la construcción de las cimentaciones y obra electromecánica, necesarias para la variante de la repotenciación Línea de Transmisión Pucará - Mulaló a 138 kV, simple circuito:

Tabla No. 3.13:
Características técnicas particulares del suministro.

CONDUCTOR ACAR 750 MCM		
Parámetro	Unidad	Especificación
Calibre	MCM	750
Sección total	mm ²	380
Formación	mm	18x3.62 + 19x3.62
Diámetro	mm	24.34
Peso	Kg/km	1044
Tensión de ruptura	kg	8617
Resistencia C.C. a 20°C	ohms/m	0.1312
Capacidad de corriente	Amp.	807
EMPALME DE COMPRESIÓN		
95% de los esfuerzos nominales establecidos por la norma ASTM del conductor ACAR 750 MCM	Kg.	8186
95% de los esfuerzos nominales establecidos por la norma ASTM del conductor Brant	Kg.	6290
95% de los esfuerzos nominales establecidos por la norma ASTM de cable de acero 3/8"	Kg.	4655
Resistencia eléctrica menor que la que tendría una longitud igual del conductor ACAR 750 MCM	ohms/m	
MANGUITOS DE COMPRESIÓN PARA REPARACIÓN		
Longitud para ACAR 750 MAC	mm	300
HERRAJES Y ACCESORIOS		
Tensión de Ruptura de herrajes y accesorios	Kg	9000
Galvanizado elementos ferrosos		ASTM 153 o equivalente

La línea de transmisión (L/T) Pucará - Mulaló, está ubicada en la provincia de Cotopaxí, en los cantones de Salcedo y Latacunga, enlaza la subestación (S/E) Pucará (, 40 km al noroeste de Ambato, en el cantón Poaló vía Ambato - Pillaro - Poaló – Pisayambo) con la S/E Mulaló (entrada a la parroquia de Mulaló, Barrio Rumipamba de Espinoza, frente a Navacero, Km. 17 al Norte de Latacunga).

El Contratista debe proveer las facilidades de construcción, montaje, bodegas, campamentos, equipo, herramientas y personal necesario que permitan cumplir con las siguientes actividades que se indican a continuación, cumpliendo con los horarios de consignación de la L/T que actualmente se encuentra en servicio:

1. Logística y bodegas;
2. Jefes de frentes de trabajo, experimentados en tendido, montaje u desmontaje electromecánico;
3. Jefes de cuadrillas para cada una de las actividades, con experiencia en tendido de conductores.
4. Capataces de tendido experimentados.
5. Construcción de obra civil;
6. Capataz de engrapado y regulado;
7. Capataz de protecciones;
8. Personal técnico con conocimiento suficiente para los diferentes trabajos.
9. Construcción de piezas faltantes;
10. Desmontaje y montaje de estructuras;
11. Instalación de pórticos temporales y demás elementos de protección;
12. Desmontaje de estructuras,
13. Recepción, transporte (carga y descarga) de los materiales suministrados por Contratante en sus bodegas y transporte al sitio de las obras,
14. Suministro de materiales en el sitio de los trabajos;
15. Suministro de personal y de instalaciones provisionales para almacenamiento de materiales y reparación de equipos;
16. Bodegas temporales para almacenamiento de materiales y equipos;
17. Vestido, tendido y regulado de conductores y cable de guardia;
18. Instalación de puesta a tierra de la torre;
19. Desbanque del terreno;
20. Instalación de ensamblajes y herrajes;
21. Retiro e instalación de amortiguadores;

22. Energización de la L/T.
23. Se debe utilizar el conductor existente como cable piloto, acoplándole en las estructuras de retención con mallas galvanizadas (medias), para el tendido y recolección del conductor. Se debe seleccionar tramos de tendido de conductor (tiro) que no exceda con un tiempo de intervención de 8 horas, en las cuales debe incluir el tiempo necesario para ejecutar todas las actividades para la energización.
24. Cambiar los herrajes de sujeción del conductor.
25. Lavado de aisladores.
26. Tener dos frentes de trabajo para ejecución las actividades en dos frentes.
27. Desarmado de la estructura metálica.
28. Entrega de herrajes, conductor removido y materiales sobrantes en las bodegas del Contratante ubicadas en Ambato, sector Samanga.
29. Ejecución de pruebas.
30. Limpieza final y desmovilización.
31. Informe final y archivo fotográfico de los trabajos.
32. Liquidación final en bodega tanto de los materiales retirados de la Línea de Transmisión como de los materiales nuevos entregados por el Contratante, para su instalación. De existir algún faltante no justificado, éste será descontado a precio de nuevo de la liquidación económica final del contrato.

Se entiende, que las actividades arriba indicadas, serán requeridas, en tanto, éstas sean aplicables a los ítems cotizados en la Tabla de Cantidades y Precios del proyecto específico que se trate.

El contratista debe disponer para la ejecución de la Obra, como mínimo los equipos y herramientas que se indican en la tabla No. 3.14.

Características de la línea.

En el apéndice A y B de estas especificaciones se indican un resumen de las características principales de la línea de transmisión.

Tabla No. 3.14:
Listado de equipos mínimos.

ITEM	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	NÚMERO DE UNIDADES
1	Malacate, cabrestante o winche de tendido para jalar un conductor de mínimo 5000 KG de tracción.	2
2	Freno para un conductor de mínimo 8000 KG de tracción.	2
3	Vehículos para movilización de personal en la obra.	2
4	Mínimo cinco (5) km de cable piloto o cordina adecuados para tendido de conductores.	1
5	Lote mínimo de 60 poleas y accesorios para torre adecuado para tendido de conductores ACAR 750 MCM.	1
6	Porta carretes.	4
7	Rebobinadores.	2
8	Juego de herramientas menores: Tecles, torcometros, poleas, medias o fundas de tiro tipo kellen, cabos de manila, herramientas menores, anti giradores, puestas a tierra móviles, etc.	2
9	Juego de equipo necesario para flechado: teodolito, dinamómetro.	2
10	Equipos de radiocomunicación (1 base y 15 móviles).	30
11	Puesta a tierra.	12
12	Pértiga para 138 kV	1
13	Empalmadoras	2
15	Plumas de aluminio de 6m o más	2

Suministro y transporte de materiales.

El contratante suministrará todos los materiales que se detallan en descripción de material suministrado. El Contratista suministrará todos los materiales que se requieran para el cambio de conductor de la obra civil, desmontaje, recolección del conductor, montaje de torres, tendido y regulado de conductores, hasta completar el trabajo, de conformidad con los Planos y Documentos del Contrato.

Si durante la recepción, del equipo o material suministrado por el Contratante, el Contratista encontrare ciertos materiales deficientes en cualquier forma, notificará al Contratante en forma inmediata. Si el Contratante manifiesta conformidad con esas deficiencias, efectuará el trámite de corrección respectivo, considerando el procedimiento establecido en el Contrato.

Cualquier daño causado por el Contratista al material suministrado por el Contratante, será reparado o reemplazado por el Contratista, sin ningún costo para el Contratante. Cualquier reclamo en contrario se debe someter a consideración del Contratante en los formularios respectivos y dentro de las dos semanas siguientes a la recepción del material dañado.

Si por alguna razón, cualquier material suministrado no ha sido incorporado a la obra, el Contratista debe reintegrarlo al Contratante.

El material para ejecución de la repotenciación, que será retirado de las bodegas del Contratante, debe ser solicitado previamente. El Contratista debe notificar al Contratante con un mínimo de dos semanas de anticipación a las fechas en que se necesite en la obra los materiales suministrados por el Contratante.

El sobrante y/o material retirado será almacenado, contabilizado y enviado al destino designado por el Contratante. Todos estos materiales irán acompañados del formulario respectivo.

Materiales suministrados Contratante.

El Contratante suministrará, los materiales que se describen a continuación:

- Conductor de reemplazo;
- Herrajes y accesorios para conductor, se utilizan los aisladores actualmente utilizados.

El contratista será responsable de los materiales entregados por CELEC EP, hasta la recepción definitiva.

Transporte y Almacenamiento.

El material suministrado por CELEC EP y por el Contratista debe ser transportado y almacenado conforme se indica en estas “Especificaciones Generales y Técnicas”.

Programa de cambio de conductor

El Contratista debe preparar y presentar el programa de ejecución de las actividades contratadas, tomando en consideración los tiempos de consignación de la Línea de Transmisión y los plazos requeridos por el Contratante, en diagramas de barras Gant.

Montaje electromecánico.

El Contratista debe proveer el transporte de las materiales suministradas por el Contratante hasta los sitios de implantación de las estructuras, los perfiles y placas faltantes, la mano de obra y el equipo para desmontar, ensamblar y erigir todas las estructuras metálicas, conforme se establece a continuación y/o conforme a las recomendaciones del diseñador y del fabricante de las estructuras. En ningún caso podrá efectuarse la erección de las torres antes de que la Fiscalización haya recibido en forma satisfactoria el montaje de los ángulos de anclaje y el relleno compactado de las fundaciones.

El desmontaje de estructuras debe efectuar en presencia de la Fiscalización, tomado todas las medidas de seguridad del caso y transportarlas a bodega, donde se entregarán parrillada, bajo maderos.

Durante el desmontaje, el Contratista no debe aplicar esfuerzos que produzcan dobladuras de los elementos de acero.

Clasificación de las estructuras:

El contratista deberá seleccionar un área con las seguridades correspondientes suficientemente amplia que le permita clasificar cada una de las estructuras. Una vez determinada el área de clasificación de las estructuras. Dentro del patio de clasificación el contratista deberá tener claramente marcado con letreros dada una de las áreas correspondientes.

Una vez clasificadas las torres en el área respectiva, estas deberán ser transportadas hacia los diferentes sitios de implantación de cada una de las estructuras, con un tiempo de anticipación prudencial, para evitar robos de material. Además el Contratista está obligado a implementar guardias provisionales en cada sitio de estructura donde ya se haya colocado el material, hasta el momento en que todo haya sido ensamblado.

El Contratante entregará las estructuras montadas con sus perfiles troquelados con su respectivo número de marca en caracteres codificados. El número marcado en cada parte de acero corresponderá con el número de marca indicado en los planos de montaje del fabricante.

Ensamblaje:

Las estructuras deben ser ensambladas y erigidas de conformidad con los planos de montaje del fabricante.

El prearmado para el montaje se realizará en partes menores que sean de peso tal que se puedan izar con plumas.

Las torres deben ser erigidas por el método de "erección floja" con excepción de los paneles del conjunto inferior de la torre, que deben ser empernados y ajustados inmediatamente después del ensamblaje y nivelación. Las diagonales principales deben ser empernadas en forma floja hasta que se realice el ajuste final de la torre.

Las patas y los brazos de los paneles sujetos a esfuerzos deben armarse completamente con todos los pernos colocados antes de superponer los miembros de los paneles superiores.

Ningún otro método de montaje será empleado a menos que la Fiscalización lo autorice específicamente.

Los miembros de acero deben manejarse cuidadosamente para evitar dobladuras o daños al galvanizado. El izado de estos elementos debe hacerse con cables de material no metálico. Las piezas de acero de las torres deberán ser mantenidas fuera del contacto directo, con el piso y las plataformas de los vehículos, por medio de bloques de madera. Se debe usar pedazos de madera como espaciadores para mantener separados los miembros apilados, de tal manera de proteger al galvanizado de las superficies.

Durante el ensamblaje, el Contratista no debe aplicar esfuerzos que produzcan dobladuras de los elementos de acero.

Pernos, Tuercas y Arandelas.

Cada ensamblaje de perno consistirá de un perno, una tuerca hexagonal, una arandela plana y una contratuerca. El tamaño y localización de los pernos se indican en los planos de montaje del fabricante. Deben usarse las longitudes de pernos especificados para cada conexión que garantice el apoyo sobre la espiga del perno y no sobre la rosca.

Tabla No. 3.15:
Torques de ajuste.

Diámetro del perno	Torque
16 mm (5/8")	1.380 kg-cm (100 lb-ft)
19 mm (3/4")	2.350 kg-cm (170 lb-ft)
25 mm (1")	5.530 kg-cm (400 lb-ft)

Los pernos deben instalarse con las tuercas encima y fuera de los miembros de tal manera que las tuercas puedan ajustarse o inspeccionarse fácilmente. Los pernos que se instalen verticalmente en las torres ya armadas deben quedar con la cabeza hacia arriba, al menos que en esa posición sea difícil ajustar las tuercas.

Las tuercas deben ser ajustadas a los torques siguientes, a menos que se especifique otros valores en los planos de montaje del fabricante:

La tolerancia en el torque debe ser más-menos ciento cuarenta kg-cm. (± 140 kg-cm.) o más-menos diez libras-pie (± 10 lb.-ft). El Contratista debe utilizar torquímetros del tipo receptáculo que no deformen las tuercas ni dañen el galvanizado, los mismos que deben certificarse su calibración por un laboratorio aprobado. Los torquímetros deben someterse a pruebas cuando así lo solicite la Fiscalización.

Los pernos que muestren signos de pérdida del roscado u otras deformaciones deben reemplazarse. Todos los pernos instalados incorrectamente deben ser reemplazados por el Contratista a su costo.

Una vez ensambladas las superficies de unión, incluyendo aquellas adyacentes a las cabezas de pernos y tuercas, deben estar libres de rebabas y suciedad y de cualquier material extraño que pueda impedir un contacto sólido de las partes.

Después del ensamblaje y una vez que los pernos hayan sido ajustados deben sobresalir por sobre la tuerca de ajuste, como mínimo un paso de rosca completo.

Los pernos localizados bajo los dispositivos para la previsión de escalamiento deben ser punzonados.

Reparación de daños:

Los daños que resulten del manejo, transporte, desmontaje, ensamblaje, erección y demás actividades de la construcción, deben ser reparados o reemplazados, a costo del Contratista.

Reparaciones en el galvanizado de elementos metálicos, se permitirán únicamente para fallas pequeñas y puntuales, de conformidad a lo que estipule la última revisión vigente de la norma ASTM-A 780.

Está terminantemente prohibido al Contratista efectuar reparaciones, cortes, perforaciones u otra modificación en los materiales suministrados por

CELEC EP - TRANSELECTRIC, sin previo conocimiento y autorización de la Fiscalización.

INSTALACION DE ESTRUCTURAS:

Acarreo de las estructuras hasta el lugar de su colocación.

Las estructuras serán cuidadosamente manejadas y apoyadas durante su transporte para evitar esfuerzos o golpes que dañen los elementos.

Los daños encontrados deberán ser reparados a satisfacción de la fiscalización conforme a los defectos susceptibles de repararse; cualquier pieza o elemento que durante el transporte se extravíará , el contratista se encargará de reponer la pieza en las mismas condiciones junto con los respectivos costos adicionales en paralización de obra que puedan presentarse.

En caso de que existan daños o defectos en los materiales entregados en la bodega de CELEC EP - TRANSELECTRIC, detectados por el contratista previo la entrega de los mismos, éste deberá informar por escrito a la fiscalización para su reclamo al fabricante.

Para las torres se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Clasificar por cada torre todos los elementos correspondientes (Parrillado).
- Empaquetarlos en conjuntos con alambre galvanizado.
- Traslados al sitio correspondiente.
- Desempaquetar, y comenzar a ubicarlos dependiendo la parte de la torre a la que correspondan, teniendo cuidado de no arrastrar los perfiles para no dañar el galvanizado.
- Si los perfiles son de una longitud considerable se necesitarán mínimo dos personas para el traslado del mismo.
- Los perfiles tienen que reposar sobre apoyos de madera o superficies planas para evitar que se fleje.

Montaje de estructuras.

La fiscalización proporcionará todos las torres y herrajes para la estructura, sin deterioro y debidamente clasificados en las bodegas señaladas previamente. Así como también la tornillería, rodela, contratuerca, tuercas, y herrajes necesarios para todos los tipos de estructuras que se vayan a montar.

Las torres deberán ser ensambladas y erigidas de conformidad con los planos de montaje del fabricante que considere conveniente, y todos los elementos que comprenden la estructura de acuerdo a los planos entregados por la fiscalización.

El prearmado para el montaje se realizará en partes menores que sean de peso tal que se puedan izar con plumas.

Las torres deben ser erigidas por el método de "erección floja" con excepción de los paneles del conjunto inferior de la torre, que deben ser empernados y ajustados inmediatamente después del ensamblaje y nivelación. Las diagonales principales deben ser empernadas en forma floja hasta que se realice el ajuste final de la torre.

Las patas y los brazos de los paneles sujetos a esfuerzos deben armarse completamente con todos los pernos colocados antes de superponer los miembros de los paneles superiores.

Ningún otro método de montaje será empleado a menos que la Fiscalización lo autorice específicamente.

Los miembros de acero deben manejarse cuidadosamente para evitar dobladuras o daños al galvanizado. El izado de estos elementos debe hacerse con cables de material no metálico. Las piezas de acero de las torres deberán ser mantenidas fuera del contacto directo, con el piso y las

plataformas de los vehículos, por medio de bloques de madera. Se debe usar pedazos de madera como espaciadores para mantener separados los miembros apilados, de tal manera de proteger al galvanizado de las superficies.

Durante el ensamblaje, el Contratista no debe aplicar esfuerzos que produzcan dobladuras de los elementos de acero.

El contratista se encargará de proveer todas las piezas faltantes que deban construirse o arreglos que deban realizarse para el armado de las torres. Que no será un motivo de retraso de la obra.

Una vez aplomada, nivelada y armada la estructura, se procederá al relleno y compactado de las excavaciones, y se podrá continuar con el vestido de la estructura.

La tornillería que se coloque en posición vertical se instalará con la tuerca hacia abajo.

Cuando alguna pieza presente defectos en las perforaciones o medidas y no concuerden con las piezas a ensamblar, el contratista deberá regresarlos a las bodegas de CELEC EP - TRANSELECTRIC y notificar por escrito a la fiscalización por medio de libro de obra, para realizar su reposición. En ningún caso se debe instalar en mal estado o haciendo uso de herramientas que deformen la estructura.

El contratista deberá contar con el equipo y accesorios necesarios para efectuar los trabajos indicados en este concepto, de tal manera que estos se ejecuten de acuerdo al programa de trabajo aprobado por la fiscalización.

No se deben hacer sustituciones de ninguna clase de los materiales que no estén autorizados por la fiscalización y se instalarán exactamente los indicados en los planos del proyecto.

El contratista debe revisar y limpiar todos los materiales antes de instalarlos.

Las tolerancias de armado serán dadas por la Fiscalización.

INTALACIÓN Y RECOLECCIÓN CONDUCTOR:

Datos técnicos de los materiales a usarse.

Las características de conductores y del cable de guardia a instalarse se indican en el apéndice A y B de estas Especificaciones Técnicas.

Los accesorios estarán compuestos de manguitos de compresión de plena tensión, manguitos de compresión para reparaciones, puentes de conexión, varillas de armar, protecciones de cables y amortiguadores, y todos los herrajes y accesorios necesarios para instalar el conductor.

Todos los carretes de conductor estarán adecuadamente marcados con la siguiente información:

- Nombre del fabricante
- Nombre de CELEC EP - TRANSELECTRIC
- Lugar de entrega
- Número de orden
- Número de carrete
- Tipo y sección del cable
- Longitud del cable contenido en el carrete
- Peso del cable
- Peso bruto total

Estructuras de defensa y protección.

El Contratista debe suministrar y montar las estructuras de defensa tan fuertes como se requieran para realizar en forma segura los cruces con líneas de transmisión, líneas de comunicaciones, caminos, ferrocarriles y

otras obras. Las estructuras serán capaces de soportar las fuerzas del conductor y el viento. El Contratista podrá emplear otros medios igualmente efectivos para prevenir contactos entre el conductor y las líneas que se cruzan y restringir el tráfico de caminos o ferrocarriles según el caso. Las estructuras de defensa con poleas de tendido tendrán dispositivos para soportar el conductor o el cable de guardia en el caso de falla de la polea y el conjunto de conexión. Las estructuras de defensa deben ser aprobadas por la Fiscalización antes de iniciar el tendido.

Después de terminar el engrapado de una sección de la línea el Contratista retirará todas las estructuras de defensa y debe corregir cualquier condición resultante de su trabajo.

El Contratista podrá, a su costo, convenir que tales trabajos realice el dueño de las instalaciones que se cruzan a medida que se haga necesario, pero el Contratista será responsable de la adecuada preparación y ejecución de los cruces con el mínimo de retraso e inconveniente para el público.

Varillas de armar y protecciones.

Las varillas de armar y los protectores deben ser instalados como se indica en los planos. El Contratista debe instalar cuidadosamente cada varilla de armar o protector en forma que los extremos del conjunto completo queden alineados en el mismo plano sin que ninguna varilla quede sobresaliendo más de 1.3 cm. (1/2") sobre las otras, y sin que los extremos de las varillas queden desiguales entre uno y otro cualquiera en más de 2 cm. en longitud. Si se hace necesario cambiar el punto de conexión de una grapa de suspensión cualquiera, en más de 6.0 cm. (2 1/2") en cualquier dirección, a partir del punto medio de la grapa de suspensión después de que dicha grapa se haya conectado, el Contratista debe suministrar e instalar un nuevo conjunto de varillas de armar o protector sin costo adicional para el Contratante.

Grapas de suspensión.

Las grapas de suspensión deben ser instaladas, centrándose con respecto a las varillas de armar a los protectores, tal como se indique en los planos.

TENDIDO.

El Contratista debe entregar con quince (15) días de anticipación al inicio del tendido, a la Fiscalización toda la información técnica de los equipos y accesorios que utilizará en este trabajo. La Fiscalización podrá ordenar las pruebas que estime necesarias para la aprobación de éstos y el Contratista está obligado a efectuarlas a su costo.

Para efectuar las pruebas, el Contratista deberá disponer de un dinamómetro con su respectivo certificado de calibración.

El equipo, accesorios y métodos empleados para la recogida y tendido serán tales que los conductores no sean dañados.

Los conductores de las fases deben ser instalados de acuerdo con los planos y la Tabla de tendido que suministrará el Contratante. Todos los elementos que se usen para el tendido tendrán acabados que impidan cualquier daño a los cables. El tendido de los conductores se hará ejerciendo un control cuidadoso y utilizando equipos mecánicos provistos de cabrestantes dentados. Para asegurar que la tensión del conductor no fluctúe indebidamente ni exceda los valores especificados se proveerá un sistema de registro de tensión en el extremo de tensar. Estos equipos deben tener doble tambor con un diámetro igual o mayor a 30 veces el diámetro del conductor. La superficie de contacto del tambor debe ser acanalada para acomodar el cable de tendido o el conductor. Las acanaladuras deben ser revestidas con material plástico durable. El tambor debe tener espacio para acomodar al menos tres vueltas y media de conductor.

Los equipos de construcción que tengan grapas o dispositivos para templar deben ser de un tipo tal que evite el movimiento de los hilos o capas del conductor.

Las poleas deben tener un diámetro de “fondo de acanaladura” de 15 a 18 veces el diámetro del cable. La profundidad de la canaladura será al menos 25% más grande que el diámetro del cable. El radio en la base de la canaladura será al menos 10% pero no más del 25% más grande que el radio del cable y los lados de la acanaladura deben ser inclinados al menos en 15 grados de la vertical.

Las poleas deben ser hechas de aleación de aluminio, diseñadas para permitir la pasada de empalmes temporales hechos con sujeción “Kellen”; sus acanaladuras revestidas con neopreno poliuretano adecuado, equipadas con rodamiento de bola y rodillo de alta calidad, auto lubricados o con elementos para lubricación a presión. El Contratista debe inspeccionar las poleas para verificar su libre y fácil movimiento en los aparejos y cualquier daño en la cara de contacto que pueda haberse producido durante las operaciones de tendido. Cualquier polea que no quede libremente o que resultare dañada de cualquier manera debe ser reemplazada inmediatamente por otra en buen estado. Cuando el block de tendido está suspendido sobre la estructura debe ajustarse para que el conductor quede sobre la polea a la misma altura que la grapa de suspensión a la cual el conductor vaya a asegurarse.

Las poleas deben ser de un diámetro tal, que permita energizar la línea de transmisión con poleas instaladas; es decir mantengan las distancias de seguridad mínimas, entre fase y tierra.

Los destorcedores utilizados para el tendido de los cables serán del tipo rotativo, para evitar esfuerzo de enrollado o de torque sobre el conductor. La línea de templado estará unida a los conductores por medio de eslabones giratorios. Los eslabones deben ser suficientemente pequeños, para pasar

por las poleas de tendido sin dañar la polea y deben tener rodamiento de bolas y podrán girar libremente bajo carga para eliminar el torque que podría causar torceduras y nudos en el conductor.

Todos los daños en cercos e instalaciones que se produzcan debido a las operaciones o del pescante deben ser reparados por el Contratista, a su costo, dentro de las 24 horas de producido el daño.

Se utilizará como cables pilotos los conductores de fase instalados actualmente, a menos que el contratista proponga otro método de tendido y recogida de conductores que le permita cumplir con fechas y horarios de consignación de la Línea de Transmisión requeridos por CELEC EP.

Los conductores retirados serán recogidos en carretes entregados por el Contratante, y también se reutilizará los carretes del conductor utilizado.

Los carros para movilizarse sobre el cable deben ser equipados con ruedas revestidas con un material durable y resistente que no cause daños a la superficie del conductor. Cada carro será equipado con elementos de seguridad y con un odómetro el cual debe correr sobre el conductor e indicará la distancia en metros o pies, el odómetro será colocado de manera que mida la distancia desde la grapa de suspensión o retención a todas las posiciones del carro a lo largo del vano.

El tipo de carro a usarse deberá ser aprobado por la Fiscalización. Los carros deben contar con freno y con elementos de protección para las manos del operador. Deberá disponerse de equipo de radio comunicación entre la estación de alimentación del conductor, los puntos de chequeo intermedio, las estaciones móviles y la estación de tensado, durante todo el tiempo que duren las operaciones de tendido y templado. Si las comunicaciones se interrumpen, se exigirá la inmediata detención de la operación de tendido y tensado.

Precauciones de seguridad.**a) Puesta a Tierra.**

Deben usarse métodos adecuados de puesta a tierra que protejan a personas y equipos, de voltajes inducidos en los cables de tensado y en el conductor.

Se aplicarán las normas de seguridad que aparecen en el “Bureau of Reclamation Power System Safety Standards” y el “National Electric Safety Code”.

La puesta a tierra debe ser instalada en ambos extremos de la línea de transmisión, o de la sección de la línea en que se está trabajando a intervalos que la Fiscalización indique. Los conjuntos de puesta a tierra instalados en ambos extremos de la línea o tramo de línea deben permanecer en su lugar hasta el término del trabajo.

Las puestas a tierra deben ser instaladas firmemente para evitar una conexión suelta o intermitente. Todas las puestas a tierra suministradas e instaladas para protección contra descargas estáticas deben ser claramente visibles para inspección y deben ser de materiales tales como alambre de aluminio desnudo, alambre cubierto con plástico blanco o amarillo y marcado con banderas rojas de tela colocadas en lugares visibles sobre el conductor en el punto de la puesta a tierra. La ubicación de todas las puestas a tierra deberá ser reportada a la Fiscalización. Todas las puestas a tierra y las banderas rojas serán retiradas tan pronto como ellas no sean necesarias para la protección.

Todos los equipos de tendido y tensado debe ser puestos a tierra en forma segura y efectiva con un tipo aprobado de hincamiento a tierra, firmemente unido al equipo. Adicionalmente, todas las partes conductoras de la instalación y equipos de tensado deben ser operadas desde una plataforma aislada y con barandas.

Se instalará un tipo de puesta a tierra móvil a menos de 6 m. del carrete y el conjunto de tensado, para que los conductores y los hilos de guardia queden puestos a tierra positiva y constantemente.

Durante la operación del tendido, los cables de guardia y conductores deben ponerse a tierra en la primera torre adyacente a la instalación de tendido o tensado. Esta puesta a tierra será obtenida mediante el uso de un conductor eléctrico desde el aparejo de tendido, puesto también a tierra con cables de cobre No. 1 AWG o más gruesos. Los cables de puesta a tierra deben ser asegurados a las torres con un tipo aprobado de terminal a tierra y retirados usando pértigas.

Se colocarán puestas a tierra adicionales donde se juzgue necesario. Las puestas a tierra ubicadas en estructuras cercanas o adyacentes serán consideradas como tierras secundarias. Las puestas a tierra colocadas en las estructuras o en el lugar donde se efectúe el trabajo se considerarán como puestas a tierra principales.

Si un conductor va a ser abierto, o a empalmarse o comprimirse a conjuntos de remate trabajando desde el nivel del piso, se instalarán conjuntos de puesta a tierra, en las primeras estructuras a cada lado del lugar de trabajo, y se asegurará la continuidad del conductor usando puentes temporales.

La instalación de los puentes temporales en cualquier ocasión en que el conductor no sea continuo debe efectuarse por medio de pértigas.

Si el conductor va paralelo a una línea energizada, a menos de 30 metros se usará el siguiente procedimiento: Se colocará un tipo aprobado de puesta a tierra hincada a cada lado y a una distancia menor de 3 m. de las áreas de trabajo, donde los conductores o cables de guardia vayan comprimidos a un conjunto de remate o empalmados a nivel del piso. Los dos extremos que vayan comprimidos a un conjunto de remate o

empalmados a nivel del piso. Las operaciones de compresión y empalme en los conjuntos de remate se llevarán a cabo sobre una plataforma aislada o sobre una malla metálica de puesta a tierra.

Cuando se necesite efectuar trabajos en una estructura de la línea de transmisión se procederá a aterrizar, todos los conductores en las estructuras adyacentes. Las puestas a tierra podrán retirarse tan pronto como se termine el trabajo, con tal que no se deje circuitos abiertos en la estructura aislada en la cual se terminó el trabajo.

Las cuadrillas de engrapado y quienes trabajen en líneas conductoras o cables de guardia, deben protegerse con puestas a tierra individuales del tipo grapa colocada con pértigas en cada sitio de trabajo.

Las puestas a tierra de protección personal no podrán considerarse suficientes para proveer protección total a una cuadrilla contra una descarga eléctrica directa o contra una descarga que ocurra dentro de su área. No debe trabajarse cuando exista indicación de tormentas eléctricas en el área.

b) Tipo de material de puesta a tierra aprobado.

b.1 Puesta a tierra tipo móvil.

Las puestas a tierra tipo móvil proveerán una presión constante sobre el conductor o hilo de guardia, y las poleas de contacto de las puestas a tierra tipo móvil serán con cojinetes de tipo de lubricado permanente. Tierras móviles serán instaladas de modo de no exceder un (1) ohm de resistencia medida entre el conductor o hilo de guardia y el punto de unión del elemento de tierra a la torre o varilla de puesta a tierra enterrada.

b.2 Puesta a tierra tipo enterrada.

Las puestas a tierra enterradas se las realizará con elementos flexibles conectados a una varilla de 16 mm (5/8") de diámetro o superior, de copperweld o acero galvanizado o equivalente. Las varillas de tierra se enterrarán una longitud mínima de 2.5m.

b.3 Tipo de puesta a tierra de torres o postes de acero.

Las puestas a tierra de estas estructuras se realizarán con pértigas aisladas, y la conexión se ejecutará con tierras flexibles tipo grapa.

b.4 Tipos aprobados de conductores de tierra.

Los conductores para conexiones de tierra serán equivalentes al No. 1 AWG de cobre, o mayores.

b.5 Plataformas aisladas y barreras.

Las plataformas aisladas serán construidas de madera de 50 mm (2") de espesor soportadas en vigas de 100 mm, (4") de altura, o de materiales que ofrezcan aislamiento equivalente. Durante la acción de tensado, la plataforma aislada y las barreras de sogas deben extenderse completamente alrededor del equipo de tal manera que prevenga que cualquier persona que esté sobre el suelo toque cualquier parte del equipo.

c) Cruces.

Cuando haya que cruzar líneas de fuerza eléctrica, líneas de comunicaciones, carreteras o vía férrea, el Contratista debe notificar a los propietarios con anticipación y hacer todos los cambios temporales requeridos. Cuando se crucen líneas energizadas no se permitirá el trabajo en conductores e hilo de guardia hasta que se desenergice y se bloqueen los reconectores de esas líneas.

Todas las líneas que han sido desenergizadas estarán cortocircuitadas y puestas a tierra en el sitio de cruce, todo el tiempo que dure el trabajo. Para reenergizar éstas líneas se hará a través de los canales que corresponda y una vez que se verifique que todo el personal se ha retirado del área de trabajo.

El Contratista proveerá estructuras de protección en todos los cruces, como se requiera, para la protección del conductor, línea, carretera, estructura o elemento a ser cruzado.

d) Condiciones de viento.

Todas las operaciones de tendido y templado se interrumpirán cuando las velocidades del viento sean tales que puedan causar en los conductores una deflexión mayor de 1.5 metros en la mitad del vano desde la posición normal sin viento en vanos de hasta 500 metros y de 3 metros en superiores a 500 metros.

PRECAUCIONES GENERALES.

Antes de iniciar el tendido en cualquier sección de la línea, el Contratista se asegurará que:

- El Contratista deberá tener listo el tramo tendido, para energizarse, dentro de las ocho horas consignadas.
- El armado de todas las torres, dentro de la respectiva sección de la línea, esté completo y perfectamente ajustado, las cargas de tendido no sobrepasarán las cargas de diseño de ninguna torre. En el caso de que se provea que alguna torre va a exponerse a cargas superiores a las de diseño se consultará a la Fiscalización y el Contratista proveerá e instalará refuerzos temporales en esa torre, a su costo.
- La operación de tendido y templado será programada de tal modo que no se apliquen cargas bruscas sobre las torres.
- Las cuadrillas estarán equipadas con torquímetros y no se usarán otras herramientas para ajuste de pernos.

- La tensión de tendido no pretensará los conductores.
- La tensión de tendido no deberá exceder los valores especificados. La capacidad de las máquinas de tensado (pullers), líneas de tendido y tensionadores deberán tener un margen adecuado de seguridad sobre estos valores especificados, de acuerdo a la aprobación de la Fiscalización.
- No se permitirá amarrar a las estructuras ni a las fundaciones los tensores utilizados para anclajes temporales.
- Donde se requieran terminales temporales, los conductores deben anclarse a tensores temporales adecuados.
- Los tensores temporales y el equipo de tendido se ubicarán en sitios tales que se evite sobrecargar las estructuras por la imposición de cargas excesivas. En general, si se colocan los anclajes a una distancia horizontal de al menos 200 m. desde la torre más cercana, a través de la cual se van a tender los conductores, se evitarán las cargas verticales excesivas.
- Se usarán envolturas no metálicas para proteger cualquier estructura permanente o temporal que esté sujeta al roce del hilo piloto o las que puedan dañar los conductores o hilos de guardia al pasar por ellas. Cualquier superficie del suelo u obstáculo con el que los conductores puedan tener contacto, durante las operaciones de tendido y ajuste, será aislada con protectores no metálicos a fin de no dañar los conductores. Cuando se usen mordazas tirantes para desenrollar los conductores de los carretes, para tender y templar, el Contratista protegerá los conductores con mangas de caucho de longitud suficiente. Si los conductores sufren daño debido al equipo del Contratista, por falta de métodos o carencia de adecuadas protecciones y si en la opinión de la Fiscalización no es posible

reparar con manguitos de reparación, la sección dañada será eliminada y reemplazada a costo del Contratista.

- Las uniones tipo compresión y los manguitos de reparación no deben pasar sobre las poleas. Durante el tendido, los conductores y cables de guardia se unirán mediante sujeciones tipo Kellem.
- Si es necesario dejar los conductores en el equipo durante la operación de tendido debido a inclemencia del tiempo, daño en el equipo y otras razones, los conductores podrán dejarse a la máxima flecha posible siempre que se los mantenga por lo menos a tres metros de distancia sobre la superficie del suelo y obstáculos.
- Debe tenerse particular cuidado todo el tiempo a fin de evitar pérdidas de hilos y asegurar que el conductor no se enrede, tuerza o desgaste de modo alguno.
- Los tramos de cables sucios con contaminantes, polvo o cualquier material extraño serán limpiados usando paños limpios y/o cepillos de hilos duros. El uso de solventes se permitirá solamente cuando así lo autorice la Fiscalización.
- Se tendrá cuidado que los conductores no lleven suciedades desde los carretes o poleas. Los carretes y poleas serán adecuadamente limpiados antes de iniciar la operación de tendido de cualquier tramo de línea.
- Se tendrá especial cuidado para evitar que se doble el conductor con un radio de curvatura inferior al diámetro interior del carrete respectivo.

- Se evitará el giro sin avance de conductores e hilos de guardia durante el tendido.
- Se observará de cerca y continuamente el desenrollamiento de conductores durante el tendido a fin de detectar cualquier daño o desprendimiento e el conductor.
- La operación de tendido será coordinada mediante comunicaciones por radio.
- Todas las secciones dañadas de conductores por efecto de sujeción de grapas serán eliminadas antes de que los conductores sean finalmente templados.

Limitaciones de las estructuras.

Para el tendido se tomarán en cuenta todas las limitaciones de diseño impuestas a las estructuras y que aparecen en los planos respectivos, a más de las cargas máximas de construcción que ellas puedan soportar, así mismo se tomarán en cuenta las limitaciones establecidas por los fabricantes.

Método de tendido:

El conductor será instalado por el método de tensión controlada por medio del equipo de tendido rueda de giro doble, tal que los soportes de los carretes sean estacionarios y los conductores sean tirados directamente a las ranuras de las poleas como hilo piloto (coordina) el conductor existente, sin topar el suelo, estructuras de guardia u otros objetos. El Contratista suministrará suficiente equipo, incluyendo máquinas de tendido y tensado.

El Contratista debe contar con hilo piloto en cantidad suficiente para el tiro programado, en caso de emergencia.

Antes de iniciar las operaciones de tendido, el Contratista remitirá por triplicado para la aprobación de la Fiscalización, un programa detallado de tendido que contenga la siguiente información:

- Método de tendido.
- Procedimiento de tendido.
- Tensores temporales de torres y crucetas.
- Plan de transportación del conductor.
- Programa de Seguridad Industrial que contemple las acciones que se realizarán en caso de emergencia o accidente.
- Acciones que se efectuarán para la protección del medio ambiente.
- La sección a ser tendida, por números de estructuras.
- Número de carretes y longitud del cable contenido en estos.
- Longitud a utilizarse de cada carrete.
- Localización propuesta del equipo de tendido.
- Ubicación de empalmes.
- Ubicación de estructuras de defensa y estructuras de protección.
- Ubicación de telefonistas (persona con radio en una estructura).

Luego de terminado el tendido en una sección el Contratista remitirá a la Fiscalización un informe, por triplicado conteniendo la siguiente información:

- Número de carretes de conductores empleados en la sección de la línea y sus posiciones relativas en los vanos.
- Longitud de conductores; utilizados, instalados, dañados, sobrantes.
- Ubicación definitiva de empalmes permanentes y mangos de reparación.

A menos que la Fiscalización apruebe un procedimiento diferente, el Contratista observará la siguiente secuencia de tendido:

- Primero, conductores de fase superiores.

- Segundo, conductores de fase intermedios.
- Tercero, conductores de fases inferiores.

Puede tenderse simultáneamente el conductor de las fases superior y media.

Se puede utilizar tensores, manteniendo la distancia de seguridad para la energización de ser el caso, con las siguientes condiciones:

- En ángulo formado por conductores e hilos de guardia con la horizontal no excederá 20 grados.
- Los tensores serán alineados en la dirección del eje de la línea.
- Los tensores y sus accesorios soportarán la tensión máxima del conductor con un factor de seguridad de dos.

Después de terminar el tendido de una sección limitada en el extremo por una torre de anclaje, los conductores serán anclados en la torre en forma definitiva y en cualquier combinación de uno o todos los conductores y cables de guardia, siempre que no se excedan las limitaciones establecidas para las torres.

Si no se usa una torre de anclaje como terminal temporal, el tendido se efectuará de modo de no exponer a la torre a esfuerzos de torsión resultantes de desbalance longitudinal entre los cables que excedan las limitaciones establecidas antes.

Los conductores no anclados a la torre se anclarán temporalmente a tierra de la forma descrita previamente.

Tensiones de tendido:

La tensión de tendido será uniforme y constante durante todo el tiempo de trabajo.

La tensión máxima no excederá el 75% de la tensión de templado, que resulta en la condición de todos los días (EDS), establecidas para el cálculo de las tablas de tendido.

La tensión mínima será tal que mantenga los conductores a una distancia mínima de tres metros sobre el suelo o la parte superior de cualquier obstáculo.

Se requiere que las tensiones de tendido estén cerca del máximo permisible a fin de prevenir daño interno del conductor y mantener pequeñas variaciones de tensión.

Inmediatamente de terminado el tendido de una sección de la línea, la tensión se aumentará hasta el 75% de la tensión definitiva indicada en la tabla de tendido.

Se evitará excesiva longitud de cable entre los carretes y las ruedas de giro aplicando frenos a los carretes y asegurando una tensión constante en el cable sin exceder los 250 kg. por conductor.

Carretes:

El Contratista debe cargar, transportar y descargar en las bodegas de CELEC EP -TRANSELECTRIC, todos los carretes vacíos y los que contienen sobrantes del tendido de conductores.

Si a criterio de la Fiscalización una longitud de conductor sobrante en un carrete puede ser embobinado en otro carrete, el Contratista trasladará el conductor del carrete y lo guardará en un tamaño de carrete aprobado, con una tarjeta a prueba de intemperie en la que se indique el calibre del cable, fabricante y longitud aproximada. El Contratista reembolsará a CELEC EP -TRANSELECTRIC por todos los carretes que se dañen debido a su negligencia.

El Contratista utilizará los carretes vacíos para rebobinar el conductor recuperado y, deberá cargar, transportar y descargar en las bodegas de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

Reparaciones y empalmes:

Reparación de Conductores y cables de guardia.

Tan pronto como se detecte algún defecto o daño en los conductores y cables de guardia estos serán reparados de acuerdo con las siguientes instrucciones, a criterio de la Fiscalización.

- Reemplazo con conductor o cable de guardia nuevos.
- Instalación de empalmes de compresión.
- Instalación de mangos de reparación en la parte dañada.
- Reparación por pulido manual.

Los daños de conductores o cables de guardia se clasifican en la siguiente forma:

a) Daños pequeños.

Aquellos rayados o raspados de los hilos que no afectan la resistencia de los hilos dañados y que pueden repararse con alisado mediante una lija fina.

b) Cortes severos.

En los hilos del conductor que no puedan ser reparados manualmente con lija debido a la profundidad o extensión del daño y que reduce la resistencia de los hilos exteriores, afectando a no más del equivalente a tres hilos, debe repararse con manguitos de reparación. Se considera inútil cualquier hilo que haya perdido más del 50% de su sección. La reparación de este daño en cables de guardia se hará únicamente mediante empalmes de tensión plena.

c) Daños severos.

De una longitud considerable que reduce la resistencia de los hilos externos en una sección equivalente superior a tres hilos cortados, se reparará reemplazando la longitud dañada del cable usando empalmes de plena tensión tipo compresión en los dos extremos del cable reemplazado. En el caso de un daño localizado, será suficiente la instalación de un empalme de compresión.

Si el daño ocurre a una distancia inferior a los 10 m. del punto de soporte el conductor o cable de guardia será desplazado para dejar una distancia de 10 m. o más entre el empalme y el punto de soporte.

Si durante las operaciones de tendido se detectan señales de corrosión y otros daños en los conductores el Contratista notificará inmediatamente a la Fiscalización, quien decidirá el tipo de correcciones que deban efectuarse en cada caso.

Empalmes permanentes para conductores.

Todos los empalmes permanentes, empalmes de plena tensión y manguitos de reparación para conductores, se instalarán después del tendido pero antes de la operación de templado (tensado). Todos los empalmes de plena tensión y manguitos de reparación serán del tipo de compresión, y deben efectuarse debajo el conductor al suelo, solamente en casos excepcionales se permitirá que estas labores sean aéreas.

Para la ejecución de empalmes de compresión, los dados y prensas serán del tipo aprobado por la Fiscalización, los dados serán inspeccionados permanentemente y cualquiera que estuviere gastado o dañado será reemplazado por el Contratista.

La instalación de los empalmes de plena tensión y manguitos de reparación será efectuada por personal experimentado en estricta concordancia con las instrucciones del fabricante o con las instrucciones

indicadas en estas Especificaciones, de acuerdo a lo que decida la Fiscalización.

La instalación de todos los empalmes de plena tensión y manguitos de reparación deben efectuarse en presencia de la Fiscalización. Instalaciones defectuosas y no aprobadas serán cortadas y reemplazadas. La Fiscalización realizará una prueba de resistencia eléctrica para verificar la bondad del empalme. El empalme será reemplazado si su resistencia eléctrica una vez empalmado es mayor que una longitud equivalente del conductor usado. Para reparación de los cables de guardia se usarán únicamente empalmes de plena tensión.

No se permitirá en ningún caso que los empalmes de compresión atraviesen las poleas de tendido.

El número de uniones definitivas se limitará a una por conductor por vano.

La mínima distancia entre empalmes definitivos en un mismo conductor o cable de guardia será de 500 metros, en este caso, las grapas de retención tipo compresión se considerarán como empalmes definitivos.

La localización de empalmes permanentes en un vano será tal que después del engrapado estén a no menos de 10 metros del punto de soporte.

No se permitirá instalación de uniones en los siguientes vanos:

- Vanos superiores a los 700 m.
- Cruces de carreteras
- Cruces de líneas férreas.
- Cruces sobre líneas de transmisión de 69 kV o más

- Todos los vanos establecidos e indicados en los planos y en los programas de tendido aprobados.

Cuando los conductores se bajen para instalar empalmes o manguitos de reparación, se observarán las siguientes recomendaciones:

- Los conductores se mantendrán en las poleas de tendido. En casos de reparación, cuando toda la sección ha sido engrapada será suficiente soportar en poleas el respectivo conductor o cable de guardia en dos estructuras adyacentes.
- Cuando se instalen manguitos de compresión se tendrá cuidado de proteger el conductor contra raspaduras o cualquier otro daño.
- Se observará estrictamente todas las limitaciones especificadas cuando sea necesario bajar los conductores.

Para la unión de los conductores se observará lo siguiente:

- Se envolverá una longitud de cinta de fricción alrededor de cada conductor a unos tres (3) cm. del sitio donde habrán de cortarse los hilos de aluminio.
- El alma del conductor se descubrirá cortando los hilos de aluminio a una distancia desde el extremo del alma de aleación de aluminio igual a la mitad de la longitud de la manga de aleación después de la compresión, más una tolerancia mayor que 0.15 cm. y menor que 0.65 cm.
- Se tendrá cuidado de no mellar el alma del conductor.
- Se retirará la cinta de fricción y se destorcerán las capas de los hilos de aluminio para poderlos limpiar individualmente usando compuesto anticorrosivo en un cepillo metálico o usando lija después de la compresión. Todos los hilos y capas se limpiarán hacia atrás hasta el terminal del manguito de aluminio aproximadamente 2.5 cm.
- Los hilos se ubicarán en sus propias capas y cada una de ellas será finalmente pulida suavemente con compuesto anticorrosivo adecuadamente para asegurar que la unión final no contenga aire. Los

terminales de los hilos de cada conductor se sujetarán con cinta de fricción para mantenerlos en su posición mientras se comprime el manguito de acero.

- El manguito de compresión de la unión de aluminio se preparará limpiando el interior con un cepillo metálico.
- Se quitará la cinta de fricción de uno de los terminales del conductor. El manguito de compresión de la unión de aluminio se deslizará sobre ese terminal del conductor empujándolo suficientemente adentro. Se repondrá entonces la cinta de fricción.
- Los núcleos de aleación se insertarán en el manguito de unión y las puntas se llevarán exactamente hacia el centro, topando una con otra. Se chequeará que el manguito de aleación esté centrado correctamente y se comprimirá empezando por el centro hacia los extremos. Cada compresión sucesiva se sobrepondrá a la anterior en un centímetro y la compresión llegará a los extremos del manguito de unión.
- Se tendrá cuidado de asegurar que los dados cierren completamente en cada compresión.
- Los manguitos de las uniones de aluminio se centrarán midiendo desde el centro del manguito de aleación hasta exactamente la mitad de la longitud del manguito después de la compresión. Este punto se marcará y se instalará una grapa de ranuras paralelas con su borde en el punto medido. Se medirá una distancia similar hacia el otro lado del centro de la unión de acero y se marcará. Se quitará la cinta de fricción y se deslizará el manguito de aluminio sobre el de acero. Una segunda grapa de ranuras paralelas se instalará en la nueva marca.
- Se inyectará compuesto anticorrosivo en todos los huecos del manguito de aluminio usando una pistola de retaque que tenga una boquilla ahuecada redonda de 0.3 cm. Se insertarán tapones de aluminio en todos los huecos golpeándolos firmemente en el sitio y martillando las cabezas con un martillo de bola. Entonces se comprimirá la unión. Los extremos del manguito de unión deberán quedar centrados con las grapas. La compresión se hará del centro hacia los extremos. Cada

compresión sucesiva se sobrepondrá a la anterior en 2.0 cm. Se tendrá cuidado de asegurar que los dados estén completamente cerrados en cada compresión.

- La unión terminada será recta, sin grietas ni dientes afilados y no se desviará de la línea recta que une los dos extremos del empalme comprimido en más del 1% de la longitud del empalme. No se permitirá enderezar un empalme doblado ni encasquillamiento de los hilos del conductor adyacentes a las mangas. La Fiscalización rechazará cualquier empalme que no cumpla los requerimientos anotados.

El contratista llevará un registro exacto de la localización de todos los empalmes y mangas de reparación usados indicando la fase, vano y posición en el vano.

El Contratista debe llevar el formulario que para el efecto entregará la Fiscalización en donde pondrá el tamaño mínimo y máximo de los empalmes compresionados y las longitudes.

Grapas de retención.

Las grapas de retención tipo compresión, se instalarán en forma similar a los empalmes de plena tensión. El Contratista observará las mismas precauciones y seguirá estrictamente las recomendaciones e instrucciones del suministrador de estas grapas.

Adicionalmente se llenará el formulario que para el efecto entregará la Fiscalización.

Puentes (cuellos muertos).

Todos los puentes de los ensamblajes de retención se instalarán como se muestra en los planos y ningún punto de estos tendrá una distancia a la estructura menor que la distancia de aislamiento de la cadena de aisladores en suspensión.

TEMPLADO Y REGULADO DE CONDUCTORES:

Los métodos de templado a utilizarse deben previamente ser aprobados por la Fiscalización.

El templado de los conductores, debe efectuarse de acuerdo a los requerimientos de CELEC EP - TRANSELECTRIC. Los datos de flechas y tensiones serán suministrados por CELEC EP - TRANSELECTRIC. Se considerará el “creep” inicial al efectuar el templado enseguida de la operación de tendido de cada uno de los conductores. CELEC EP - TRANSELECTRIC preparará los factores de corrección para el creep inicial. La longitud de la sección a ser templada se limitará de tal modo que se obtenga un templado satisfactorio.

Durante la operación de templado todos los conductores permanecerán en poleas. Cuando la sección templada de la línea, límite en un extremo con una estructura de retención, los conductores serán anclados en dicha estructura teniendo en cuenta que se cumplan rigurosamente todas las limitaciones especificadas.

La operación de templado se efectuará únicamente bajo condiciones atmosféricas favorables, relativamente sin viento y con temperaturas sobre 5° C.

Control de templado:

En todos los sectores comprendidos entre retenciones deben ser medidas las flechas:

- a) En los vanos de control de 2 para tramos de 2 a 10 vanos y de 3 para más de 10 vanos.
- b) Todos los vanos mayores a 600 m. y
- c) Vanos con ángulo vertical pronunciado; los vanos de control serán seleccionados por el Contratista, prefiriendo los de mayor longitud y de

buena ubicación del teodolito para el flechado, estos vanos deben ser aprobados por la Fiscalización.

El tendido, templado y engrapado de los conductor en todos los tramos se hará en el siguiente orden y en el tiempo requerido por el Contratante.

- Primero, conductor de fase superior, (en un día de 07 a 16 horas).
- Segundo, conductor de fase intermedio, (en un día de 07 a 16 horas).
- Tercero, conductor de fase inferior, (en un día de 07 a 16 horas).

Se permitirá una tolerancia de más de 20 cm. y menos del 3% de los valores de flechas tabulados en cualquier vano, el Contratista debe comprobar que se obtengan los espaciamientos necesarios tanto a tierra como a otros obstáculos tales como líneas de energía y además verificará que las cadenas de suspensión mantenga su posición vertical después del engrapado.

Para definir la temperatura de templado, se usará un termómetro aprobado por la fiscalización; el cual debe estar insertado en el núcleo de un tramo de conductor de longitud adecuada. Este tramo de conductor se pondrá a pleno sol a una altura de por lo menos cuatro metros sobre el suelo y durante un período no menor a 30 minutos antes de la operación de templado. La temperatura que se mida con el termómetro, se empleará como temperatura de templado.

A fin de cada operación de templado, el Contratista remitirá a la Fiscalización un informe por triplicado que contenga las fechas de las operaciones de tendido y templado, número de las estructuras de los extremos de los vanos templados, flechas medidas, factores de corrección usados debido al “creep”, método de medición de flechas y temperatura al momento de la medición y las novedades encontradas sobre acercamiento

de conductores al suelo, los obstáculos como viviendas, líneas de energía, telefónicas, etc.

La Fiscalización verificará las flechas, y en caso de que los valores medidos se encuentren fuera de las tolerancias especificadas, el Contratista a su costo debe efectuar las correcciones correspondientes.

Una vez regulado el contratista deberá medir nuevamente la flecha del tiro anterior realizado, el Contratista remitirá a la Fiscalización un informe por triplicado que contenga las fechas de las operaciones de tendido y templado, número de las estructuras de los extremos de los vanos templados, flechas medidas.

ENGRAPADO.

Los conductores y cables de guardia serán engrapados luego del templado, para lo cual se marcará con precisión el sitio de engrapado. Las marcas para el engrapado se harán en el punto en el cual el conductor corta al plano vertical que contiene el eje central de las crucetas, excepto cuando se requiere un engrapado con desplazamiento horizontal (offset). Cuando se requiera un engrapado con desplazamiento horizontal, el conductor debe venir marcado en el sitio de fijación de la grapa de suspensión midiendo sobre el cable la distancia del desplazamiento especificado partiendo del punto de corte anteriormente definido.

Los datos para engrapado con desplazamiento horizontal serán suministrados por CELEC EP - TRANSELECTRIC.

El marcado de los conductores debe terminarse dentro de las siete horas siguientes a la terminación del templado de una sección o subsección de línea.

El Contratista debe disponer de personal experimentado, equipo adecuado, para transferir los conductores y cables de guardia, desde las

poleas de tendido hacia las grapas de sujeción definitivas. El Contratista podrá usar eslingas de cables o ganchos si decide usar ganchos, estos deben tener al menos de 15 cm. y un recubrimiento liso de neopreno y bordes redondeados para evitar daños al conductor. Después del engrapado al Contratista efectuará una revisión del trabajo para garantizar que todos los pernos, tuercas, pasadores y demás accesorios del suben samblaje queden instalados correctamente y evitar fuentes de producción de ruido de radio o generación de corona.

Cuando todos los conductores hayan sido engrapados ninguna cadena de aisladores podrá desviarse más de 10 cm. de la vertical; en el sentido longitudinal de la línea.

AMORTIGUADORES DE VIBRACIÓN:

El Contratista debe instalar amortiguadores de vibración como se indica en los planos. La ubicación de los amortiguadores de vibración para conductores e hilos de guardia será la señalada en los planos o la que indique la Fiscalización. Los amortiguadores deben fijarse en tal forma que cuelguen todos en un plano vertical y el Contratista verificará que los huecos de drenaje queden trabajando después de su colocación. Los amortiguadores de vibración deben instarse dentro de las 24 horas siguientes del engrapado de los conductores e hilos de guardia, a excepción de aquellos casos donde la Fiscalización ordene que se instalen inmediatamente.

El Contratista debe instalar balizas, en los vanos y a la distancia que lo determine la Fiscalización, de acuerdo a las instrucciones de montaje del fabricante.

3.4.2 Viabilidad Financiera y/o Económica.

3.4.2.1 Metodología utilizada para el cálculo de la inversión total, costo de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

Utilizando el método de investigación bibliográficos-documental, se identificó información de contratos de suministros y obras relacionadas ejecutadas por CELEC EP – TRANSELECTRIC, y con respecto a la tarifa de peaje se determina conforme lo indica la Regulación CONELEC No. 008/13 en el que determina "... que deberá ser pagada por cada distribuidora o gran consumidor o consumo propio, por el valor de 1,77 USD/kW mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor y gran consumidor, en el mes que corresponda,...".

Al realizar el cambio de conductor en la línea de transmisión Pucará - Mulaló de 138 kV, no se toma en cuenta el costo de operación y mantenimiento ya que este valor gasto en estos componentes es el mismo que el existente.

3.4.2.2 Identificación y valoración de la inversión, costos de operación y mantenimiento, ingresos y beneficios.

La inversión en proyecto se realiza de la siguiente manera:

- Diseño y fiscalización.
- Adquisición de materiales.
- Construcción.

Los costos de operación y mantenimiento no se analizan debido a que estos van a mantenerse en las mismas condiciones actuales, y no le afectan al proyecto.

Tabla No. 3.16:

Costo de inversión para diseño y fiscalización.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNI.	CANT.	PRECIO UNI. (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	Topografía	Km.	42.30	1.116,43	47.225,00
2	Fiscalización de la topografía	Global	1,00	4.812,00	4.812,00
3	Diseños	Global	1,00	30.144,00	30144,00
4	Fiscalización de los diseños	Global	1,00	101.052,00	101.052,00

Diseño y fiscalización: Se considera los costos previos para determinar los diseños, materiales y la fiscalización del proyecto, los cuales se presentan en la tabla No. 3.16.

Adquisición de materiales: Una vez realizado los diseños se determina el listado de materiales correspondiente al proyecto el cual se indica en la tabla No. 3.17, con sus respectivos valores:

Tabla N° 3.17:
Inversión en materiales.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNI.	PRECIO UNI. (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	Conductor ACAR 750 MCM en carretes de 2500 mts.	150.000,00	m	5,30	795.000,00
2	Varillas preformadas para ACAR 750	300,00	jgo.	104,10	31.230,00
3	Empalme de compresión, conductor ACAR 750 MCM	80,00	c/u	26,65	2.132,00
4	Manguitos de compresión para reparación, conductor ACAR 750 MCM	50,00	c/u	18,00	900,00
5	Amortiguadores, conductor ACAR 750 MCM	670,00	c/u	103,10	69.077,00
6	Grapas de suspensión, conductor ACAR 750 MCM	300,00	c/u	47,25	14.175,00
7	Grapas de retención a compresión con derivación a 30°, conductor ACAR 750 MCM	180,00	c/u	93,45	16.821,00
8	Rotula ojal a 90°, conductor ACAR 750 MCM	300,00	c/u	16,95	5.085,00
9	Rotula ojal larga a 0°, conductor ACAR 750 MCM	220,00	c/u	30,00	6.600,00
10	Grillete con pasador	220,00	c/u	16.950,00	3.729,00
11	Conector en T de conductor ACAR 750 MCM a conductor Orchid AC 636 MCM	4,00	c/u	44,00	176,00
12	Yugos	30,00	c/u	72,60	2.178,00
13	Conector paralelo de conductor ACAR 750 MCM a conductor ASCR 477.5 MCM	8,00	c/u	23,00	184,00
14	Torre N	3,00	c/u	11300,0	33900,00
15	Torre A	1,00	c/u	14898,0	14898,00
PRECIO TOTAL SIN IVA					996.085,00

Construcción: La construcción planteada mediante contrato; teniendo un descripción de valores para realizar una correcta, ejecución, donde se determina las cantidades y costos unitarios de precios, los valores se obra civil se identifican en las tablas No. 3.18 y los valores de montaje electromecánico se presenta en la tabla No. 3.19.

Tabla No. 3.18:
Costos de construcción civil.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNI.	CANT.	PRECIO UNI. (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
CONSTRUCCIÓN CIVIL					
1	Limpieza del terreno	c/u	4,00	66,73	266,92
2	Replanteo	c/u	4,00	136,55	546,2
3	Excavaciones de suelo hasta 3 m	m³	408,24	23,86	9740,61
4	Excavaciones de suelo hasta 3 m	m³	120	35,8	4.296,00
5	Excavaciones de suelo (a máquina)	m³	1.215,00	7,87	9.562,05
6	Replanteo de hormigón simple $f_c = 140$ kg/cm ²	m³	9,91	141,41	1.401,37
7	Hormigón simple $f_c = 210$ Kg./cm ² (zapatas)	m³	250,00	244,96	61.240,6
8	Hormigón simple $f_c = 210$ Kg./cm ² (protección)	m³	10,00	244,96	2.449,6
9	Acero de refuerzo $f_y = 4200$ Kg./cm ² (zapatas)	Kg.	9.083,50	2,11	19.166,19
10	Acero de refuerzo $f_y = 4200$ Kg./cm ² (protección)	Kg.	731,60	2,11	1.543,68
11	Hormigón simple $f_c = 210$ Kg./cm ² (vigas)	m³	50,00	244,96	12.248,00
12	Acero de refuerzo $f_y = 4200$ Kg./cm ² (vigas)	Kg.	5.328,00	2,11	11.242,08
13	Relleno compacto	m³	288,00	20,33	5.855,04
14	Hormigón simple $f_c = 180$ Kg./cm ² (obras de arte)	m³	30,00	199,74	5.992,2
15	Acero de refuerzo $f_y = 4200$ Kg./cm ² (obras de arte)	Kg.	220,00	2,11	464,2
16	Puesta a tierra	c/u	4,00	63,85	255,4
17	Contrapesos 3/8"	m	160	13,41	2.145,6
18	Cumplimiento de plan ambiental	Global	1,00	9.998,77	9.998,77
19	Muro de Gaviones	m³	320,00	169,45	54.224,00
20	Relleno con material de préstamo	m³	1.550,00	52,36	81158,00
21	Estudio de suelos SPT	c/u	4,00	612,57	2.450,28
TOTAL ACUMULADO SIN IVA					296.246,79

Tabla No. 3.19:
Costos de construcción electromecánica.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNI.	PRECIO UNI. (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
ELECTROMECAÁNICO					
1	Transporte, montaje y vestido de torres metálicas	Kg.	21.000,00	1,20	25.200,00
2	Transporte e instalación de torres de emergencia (incluye accesorios de instalación)	c/u	8,00	1.500,00	9.600,8
3	Desmontaje y desvestido, de torres metálicas y traslado a bodega de estructuras	Kg.	17.000,00	1,200	20.400,00
4	Paso de conductores de estructuras a torres de emergencia y viceversa.	Conj.	4,00	900,00	3.600,00
5	Retiro de conductores de fases, rebobinado y transporte a bodega (cable Brant 307.5 MCM) (3 fases)	km.	42,30	5.016,07	169.879,76
6	Tendido y regulado de 3 conductores de fase (conductor ACAR 750 MCM) incluye instalación de amortiguadores y accesorios de conductor (3 fases)	km.	42,30	5.144,65	217.618,5
7	Desmontaje de estructuras de emergencia y transporte a bodega	c/u	8,00	1.019,42	8.155,36
8	Instalación y construcción de pórticos	c/u	1010	125,00	126.250,00
9	Transporte de conductores y herrajes	Global	1,00	3.826,22	3.826,22
10	Seguros de montaje y transporte	Global	1,00	14.255,57	14.255,57
TOTAL ACUMULADO SIN IVA					598.786,21

3.4.2.3 Flujos financieros.

Se toma como referencia el numeral 2.72 del capítulo II y en la tabla No. 3. 20 se indican un análisis financiero del cambio de conductor de la línea de transmisión.

Análisis del VAN: En el cambio de conductor propuesto, el VAN resultante de los flujos de caja es positivo, lo cual indica que los ingresos son capaces de cubrir los gastos generados en el corto plazo, y además se está generando una rentabilidad, por ende la inversión el proyecto es viable

Análisis del TIR: El proyecto tiene una recuperación de la inversión, no es el esperado pero al ser un proyecto de beneficio colectivo, el proyecto es viable.

Tabla No. 3.20:
Análisis económico del cambio de conductor en la línea de transmisión existente

INFORMACION REFERENCIAL												
Potencia inicial entregada	kW/mes	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29	78,110.29
Incremento de potencia	kW/mes		80,297.38	81,983.62	83,705.28	85,463.09	87,257.81	89,090.23	90,961.12	92,871.31	94,821.60	96,812.86
Diferencia de potencia	kW/mes		2,187.09	3,873.33	5,594.99	7,352.80	9,147.52	10,979.94	12,850.83	14,761.02	16,711.31	18,702.57
Costo por peaje en USD	kW/mes		1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77
Costo al año (x 12)	kW/año		46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
FLUJO DE RECURSOS FINANCIEROS												
AÑO	UNIDAD	0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
INGRESOS												
Peajes	USD		46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
EGRESOS												
Operación	USD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mantenimiento	USD		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversión	USD	2,066,083.00										
INGRESOS - EGRESOS	USD	(2,066,083.00)	46,453.75	82,269.59	118,837.57	156,173.47	194,293.43	233,213.90	272,951.71	313,524.01	354,948.33	397,242.56
TIR	1%											
VAN		(693,270.40)										

Fuente: Facturación CELEC EP

Factores físicos: Dentro de los componentes físicos se han considerado las características más relevantes de los recursos clima, suelo, agua y aire y que tienen directa interrelación con las actividades de operación y mantenimiento de la L/T.

Factores bióticos: Son los seres de un ecosistema que sobreviven. Pueden referirse a la flora, la fauna, los humanos de un lugar y sus interacciones.

Factores antrópicos: En las interrelaciones entre los distintos elementos clima, suelo, vegetación y hombre que determinan la desertificación, hay que destacar la relevancia de este último en la medida en que condiciona al resto de elementos, siendo simultáneamente actor desencadenante del problema (como explotador del sistema) y víctima del mismo (como parte del sistema).

Tabla No. 3.21:
Análisis ambiental y su impacto.

Componente		Cambio de conductor Impacto	
Bióticos	Flora	Baja	
	Fauna	Nulo	
	Suelo	Nulo	
	Recurso hídrico	Nulo	
	Aire	Ruido ambiental	Bajo
		Gases	Nulo
Campos electromagnéticos		Baja	
Antrópico	Componente social	Bajo	

En la tabla No. 3.21 se presenta un análisis de los impactos ocasionados por los componentes físico, biótico y antrópico así como para identificar las amenazas de origen natural y antrópico a los que están sujetas las alternativas analizadas, dicha calificación se realizó por expertos de CELEC EP - TRANSELECTRIC, en el análisis medio.

Por lo expuesto y al ser una línea ya construida no se realiza un plan de manejo ambiental y se considera la Categoría 2, debido que el cambio de conductor no afectaría al ambiente;

3.4.2.1 Sostenibilidad Social:

Desde el punto de vista de la sociedad o el estado analiza la contribución del proyecto al desarrollo social pero que además evalúa y busca modificar el impacto del proyecto sobre la distribución de la riqueza. Se basa en el

bienestar social y la redistribución de la riqueza que puede originar el proyecto. Se trabaja con precios sombra, reales o de cuenta. (Manuel Enrique Pasaca, 2004, pág. 87)

En el caso del presente proyecto como beneficios sociales se encuentran los siguientes:

- Mayor calidad en los productos y servicios que reciben los pobladores a nivel cantonal y provincial.
- Pago justo por el servicio eléctrico por parte de los consumidores.
- Mayor seguridad al obtener mayor iluminación en sitios oscuros de los cantones de Cotopaxi.
- Mejor calidad de vida en los habitantes al disponer de un servicio básico eficiente en sus lugares de trabajo y hogares.
- Mejor educación de campo al abastecer de la energía en empresas con relevantes características como industriales, etc.

3.5 Presupuesto

Tabla No. 3.22:
Presupuesto de financiamiento.

Componentes/ Rubros	FUENTES DE FINANCIAMIENTO (dólares)				TOTAL
	Externas		Internas		
	Crédito	Cooperación	Crédito CELEC EP	Autogestión A. Comunidad	
Topografía			47.225,00		47.225,00
Fiscalización			4.812,00		4.812,00
Diseño			30.144,00		30.144,00
Adquisición de materiales			987.817,00		987.817,00
Construcción			895.033,00		895.033,00
Fiscalización			101052,00		101052,00
Total					2'066.083,00

Fuente: Contratos y adquisiciones similares CELEC EP-TRANSELECTRIC.

3.6 Estrategia de ejecución.

3.6.1 Estructura operativa.

La ejecución del proyecto estará a cargo de Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública, a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, por medio de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento; los diseños, adquisición de los materiales y la contratación del montaje lo realiza dos funcionarios de la Sección de Mantenimiento de L/T, con ayuda con ayuda de un funcionario del Área de Adquisiciones y conforme la estructura organizacional de CELEC EP- TRANSELECTRIC, cada proyecto para su construcción tendrá el organigrama que se muestra en la Figura No. 3.9



Figura No. 3.9: Organigrama del proyecto

Para la ejecución de un contrato de construcción, el Gerente de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, designa al administrador del contrato, el cual a su vez dispone de dos funcionarios de su confianza, el uno de obra civil y el otro de obra electromecánica, y estos cuentan con inspectores necesarios para efectuar una correcta construcción, el manual de funciones de cada involucrado.

3.6.2 Manual de Funciones

En el manual de funciones se establecerán las responsabilidades y perfil ocupacional que debe tener la persona para poder asumir el cargo dentro de la institución. En las Tablas Nos. 3.23, hasta la 3.28 se presenta el manual de funciones de cada uno de los puestos.

Tabla No. 3.23:
Manual funciones Gerente.

MANUAL FUNCIONES DEL GERENTE	
Denominación del Puesto: Gerente	Nº Vacantes: Una
Supervisado por: Gerente General	Área: Gerencia de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC
Supervisa a: Todo el personal de Unidad de Negocio TRANSELECTRIC	
Misión del Cargo: Representar Legal y judicialmente del SNT.	
Funciones del Puesto:	
<ul style="list-style-type: none"> •Dirigir los procesos de la institución hacia la consecución de sus objetivos. •Controlar los procesos ejecutados. •Tomar decisiones sobre aspectos importantes de desarrollo institucional. •Supervisar al personal y actividades bajo su gestión. •Presentar informes de desarrollo a los diferentes organismos de control estatales. •Aprobar y coordinar proyectos de desarrollo energético. 	
Perfil del cargo:	
INSTRUCCIÓN FORMAL:	
<ul style="list-style-type: none"> •Ingeniero eléctrico y una Cuarto Nivel Administración. 	
COMPETENCIAS TÉCNICAS:	
<ul style="list-style-type: none"> •Toma de decisiones. •Orientación de información. •Trabajo en equipo. •Dirección y Liderazgo. 	
CAPACITACIÓN:	
<ul style="list-style-type: none"> •Direccionamiento estratégico. •Gerencia institucional. 	
EXPERIENCIA:	
<ul style="list-style-type: none"> •5 años en gerencia de instituciones. 	
Fuente: Organigrama del proyecto	

Tabla No. 3.24:
Manual funciones Administrador.

MANUAL FUNCIONES ADMINISTRADOR

Denominación del Puesto: Administrador **Nº Vacantes:** Una

Supervisado por: Gerente Unidad de **Área:** Administrativa
Negocio TRANSELECTRIC

Supervisa a: Fiscalizadores e inspectores

Misión del Cargo:

Planificar, Organizar, Dirigir y Controlar las actividades de construcción de la institución.

Funciones del Puesto:

- Elaborar los planes anuales de gestión institucional.
- Presentar informes de gestión al gerente.
- Desarrollar indicadores de gestión y evaluar al personal.
- Coordinar los pagos de sueldos y salarios al personal.
- Supervisar al personal bajo su gestión.

Perfil del cargo:

INSTRUCCIÓN FORMAL:

- Tercer Nivel en Ingeniería eléctrica.

COMPETENCIAS TÉCNICAS:

- Toma de decisiones.
- Trabajo en equipo.
- Orientación de información.
- Proactivo y motivado.
- Liderazgo.

CAPACITACIÓN:

- Direccionamiento estratégico.
- Gestión Pública.
- Gerencia de talento humano.

EXPERIENCIA:

- 5 años en fiscalización de proyectos eléctricos.

Fuente: Organigrama del proyecto

Tabla No. 3.25:
Manual puestos Fiscalizador electromecánico.

MANUAL FUNCIONES FISCALIZADOR ELECTROMECAÁNICO

Denominación del Puesto: Fiscalizador N° Vacantes: Una
Electromecánico

Supervisado por: Administrador **Área:** Administrativa

Supervisa a: Inspectores

Misión del Cargo:

Controlar el cumplimiento de las especificaciones en la ejecución de la obra electromecánica.

Funciones del Puesto:

- Diseño eléctrico y electromecánico.
- Realización de especificaciones técnicas para el montaje.
- Verificación del cumplimiento de las inspecciones técnicas.
- Realización de formatos de inspección.
- Coordinación con los inspectores sobre las obras electromecánicas.
- Recopilación de la información de la ejecución de la obra electromecánica.

Perfil del cargo:

INSTRUCCIÓN FORMAL:

- Tercer Nivel en Electromecánica o Eléctrico.

COMPETENCIAS TÉCNICAS:

- Toma de decisiones.
- Evaluación de resultados.
- Trabajo en equipo.
- Normatividad.

CAPACITACIÓN:

- Electricidad.
- Mecánica.
- Instalaciones.

EXPERIENCIA:

- 3 años en actividades similares.

Fuente: Organigrama del proyecto.

Tabla No. 3.26:
Manual puestos Fiscalizador civil.

MANUAL FUNCIONES FISCALIZADOR CIVIL

Denominación del Puesto: Fiscalizador Civil **Nº Vacantes:** Una

Supervisado por: Administrador **Área:** Administrativa

Supervisa a: Inspectores

Misión del Cargo:

Controlar el cumplimiento de las especificaciones de la ejecución de la obra civil.

Funciones del Puesto:

- Diseño civil.
- Realización de especificaciones técnicas para el montaje.
- Verificación del cumplimiento de las inspecciones técnicas.
- Realización de formatos de inspección.
- Coordinación con los inspectores sobre las obras civiles.
- Recopilación de la información de la ejecución de la obra civil.

Perfil del cargo:

INSTRUCCIÓN FORMAL:

- Tercer Nivel: Ingeniería Civil.

COMPETENCIAS TÉCNICAS:

- Toma de decisiones.
- Evaluación de resultados.
- Trabajo en equipo.
- Normatividad.

CAPACITACIÓN:

- Obras civiles.
- Construcciones.
- Instalaciones civiles.

EXPERIENCIA:

- 3 años en actividades similares.

Fuente: Organigrama del proyecto.

Tabla No. 3.27:
Manual puestos Inspector electromecánico.

MANUAL FUNCIONES INSPECTOR ELECTROMECAÁNICO

Denominación del Puesto: Inspector Electromecánico	Nº Dos	Vacantes:
Supervisado por: Administrador y fiscalizador	Área: Operativa	
Supervisa a: Grupo de trabajo		

Misión del Cargo:

Da cumplimiento de especificaciones técnicas en una obra electromecánica.

Funciones del Puesto:

- Verifican el cumplimiento de diseños.
- Informan novedades y avances de obra electromecánica.
- Llenan los formatos de inspección.
- Cuantifican la cantidad de obra electromecánica realizada.
- Supervisa al personal del contratista.

Perfil del cargo:

INSTRUCCIÓN FORMAL:

- Tecnología: Electromecánica o Eléctrica.

COMPETENCIAS TÉCNICAS:

- Medición de parámetros de referencias.
- Trabajo en equipo.
- Normatividad.

CAPACITACIÓN:

- Electricidad.
- Mecánica.
- Instalaciones.

EXPERIENCIA:

- 3 años en actividades similares.

Fuente: Organigrama del proyecto.

Tabla No. 3.28:
Manual puestos Inspector civil.

MANUAL FUNCIONES INSPECTOR CIVIL

Denominación del Puesto: Inspector Civil **Nº Vacantes:** Dos

Supervisado por: Administrador y fiscalizador **Área:** Operativa

Supervisa a: Grupo de trabajo

Misión del Cargo:

Da cumplimiento de especificaciones técnicas en una construcción.

Funciones del Puesto:

- Verifican el cumplimiento de diseños civiles
- Informan novedades y avances de obra civil.
- Llenan los formatos de inspección
- Cuantifican la cantidad de obra civil realizada
- Supervisa al personal del contratista.

Perfil del cargo:

INSTRUCCIÓN FORMAL:

- Tecnología: Tecnólogo civil.

COMPETENCIAS TÉCNICAS:

- Toma de resultados.
- Trabajo en equipo.
- Normatividad

CAPACITACIÓN:

- Obras civiles.
- Construcciones.
- Instalaciones civiles.

EXPERIENCIA:

- 3 años en actividades similares.

Fuente: Organigrama del proyecto.

Topografía

La topografía abarca un costo total a invertirse de 47.225 USD, debido a que cada metro cuesta 1118.46 USD y se van a realizar 42.224,22 m; el costo incluye el levantamiento de coordenadas geográficas de las 118 estructuras.

Fiscalización Topográfica.

Por fiscalización topográfica se tiene un costo a invertir de 4.812 USD que comprende el pago a un profesional a cargo de la verificación del perfil topográfico con sus respectivos viáticos y movilización.

Diseño.

Corresponde al pago de sueldos a dos presionales eléctricos, dos profesionales civiles y viáticos de reconocimiento de la obra previo y post al diseño. Este costo de diseño asciende a un monto de 30.144 USD.

Construcción.

El monto determinado de 895.033 USD corresponde al cambio del conductor de 42.224,22 m y la construcción de 4 cimentaciones civiles.

Fiscalización de la Construcción.

Por fiscalización de construcción se tiene un costo a invertir de 101.052 USD que corresponde el pago de sueldos a 7 profesionales a cargo de la verificación de cumplimiento de especificaciones técnicas de la construcción civil y electromecánica con sus respectivos viáticos y movilización.

3.6.5 Origen de los insumos.

Los insumos que a continuación se detallan tienen origen tanto nacional como importado; en el caso del conductor ACAR 750 MCM en carretes de 2500 mts. se tiene un 60% nacional y el 40% importado, esto debido al monto elevado del aluminio; en el caso de varillas preformadas, empalmes

de compresión, amortiguadores, entre otros insumos serán de origen importado en el 100%, en la tabla No. 3.31, se presenta lo indicado.

Tabla No. 3.31:
Origen de los insumos

Componentes / Rubros	TIPO DE BIENES	ORIGEN DE LOS INSUMOS		TOTAL
		NACIONAL	INTERNACIONAL	
Topografía	Servicio	47.225,00		47.225,00
Fiscalización	Servicio	4.812,00		4.812,00
Diseño	Servicio	30.144,00		30.144,00
Adquisición de materiales	Bien	592.691,00	395.126,00	987.817,00
Construcción	Servicio	895.033,00		895.033,00
Fiscalización	Servicio	101.052,00		101.052,00
Total				2'066.083,00

3.7 Estrategia de seguimiento y evaluación.

3.7.1 Monitoreo de la ejecución.

El monitoreo de la ejecución del proyecto se realizará de la siguiente manera:

1. Validación del perfil topográfico.
2. Evaluación del diseño.
3. En la construcción se verificará el cumplimiento de especificaciones técnicas.
4. Medición de las cantidades de obra.
5. Evaluación del montaje electromecánico.

La evaluación de proceso será mensual e incluye apreciaciones sobre el avance de obra.

3.7.2 Evaluación de resultados e impacto.

La evaluación de resultados, se realizará en base a los indicadores de planteados en la matriz de marco lógico, los mismos que indican los niveles de ejecución real de los resultados esperados; contrastado con la planificación definida para el proyecto.

Las áreas de medición previstas son:

3.7.2.1 Evaluación de proceso:

- Informe de fiscalización mensual.
- Avances de obra realizadas en función de lo planificado.

3.7.2.2 Evaluación de impacto:

- $(\text{Número de días ejecutados} / \text{Número de días programadas}) * 100$, nos permite determinar y hacer el seguimiento de avance del proyecto en función de lo ejecutado y lo programado.
- $(\text{Gastos programados} / \text{Gastos ejecutados}) * 100$, permite medir los gastos realizados e identificar si se cumple con el presupuesto programado.
- $(\text{Energía consumida} / \text{Energía disponible}) * 100$, permite verificar la correcta entrega del servicio eléctrico.

Adicionalmente el Proyecto, podrá ser sujeto de evaluaciones externas, a fin de conocer los resultados alcanzados y realizar las acciones correctivas correspondientes.

3.7.2 Análisis de línea base.

Para el análisis de la línea base es necesario que el proyecto ya se encuentre ejecutado, por lo cual no se actualiza la línea base.

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES:

- Se concluye que cambiando de conductor la línea de transmisión Pucará – Mulaló a 138 kV, se optimiza la calidad de energía eléctrica suministrada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., a los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos, a través de la subestación Mulaló del Sistema Nacional Interconectado.
- La metodología de marco lógico permite obtener información valiosa para consolidar el formato de la SEMPLADES de inclusión de programas y proyectos en los planes de inversión pública.
- Utilizando la metodología de marco lógico, se identifica los involucrados del proyecto de mejor manera, los cuales permiten disminuir tiempos de ejecución.
- El árbol de problemas y objetivos se debe realizar con la ayuda de expertos en el área del proyecto ejecutado.
- Luego del cambio de conductor los costos de operación y mantenimiento de la L/T Pucará – Mulaló no se incrementan.
- El cambio de conductor de líneas de transmisión Pucará – Mulaló a 138 kV, es una alternativa viable desde el punto de vista técnico como económico y ambiental.
- El cambio de conductor no realizaría daños ambientales, ya que utilizar la misma franja de servidumbre y sus torres.

- Entrega de energía eléctrica en un 100 % a los pobladores e industrias de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos.
- Mejora el voltaje de barras de 133,14 a 137,5 kV.
- Las estructuras existentes en la L/T soportan la nueva carga calculada.
- Se tiene mayor capacidad de transmisión por la L/T Pucará Mulaló de 112 MW a 148 MW.
- Incremento de la potencia entregada de la subestación Mulaló de 79 MW hasta 106 MW, en barras de 138 kV.

4.2 RECOMENDACIONES:

- Se recomienda cambiar el conductor de la L/T Pucará Mulaló, utilizar el cable ACAR 750, para optimiza la calidad de energía eléctrica suministrada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., a los abonados de los cantones Latacunga, Pujilí, Saquisilí y Sigchos, a través de la subestación Mulaló del Sistema Nacional Interconectado.
- Previo a la realización de un proyecto en formato SENPLADES, se recomienda utilizar la metodología de marco lógico.
- Se recomienda identificar todos los involucrados previos a la construcción de un proyecto de transmisión de energía eléctrica, para no tener retraso en su ejecución.
- Utilizar expertos para realizar el árbol de problemas y árbol de objetivos.

- Cambiar las estructuras E005, E022, con un incremento en la altura del punto de amarre de 5 metros, y en los vanos E035 – E036 – E037, reubicar la E036 aproximadamente 120 metros hacia la subestación Mulaló y colocar una nueva estructura 150 metros hacia la S/E Pucará.
- Para la transformación de la matriz productiva, planteada en el plan nacional del buen vivir 2013 – 2017, se debe realizar un estudio de cargabilidad en las líneas de transmisión.
- Incentivar a los gobiernos de turno para que a través de las universidades ecuatorianas estudien nuevas formas de transporte de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- Ardila, A. M. (16 de Diciembre de 2011). *Energía Eólica*. Recuperado el 22 de Enero de 2014, de <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulosos/flujodegases/energiaeolica/energiaeolica.html>
- ASAMBLEA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR. (julio de 24 de 2008). *ASAMBLEA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR*. Recuperado el 26 de febrero de 2014, de http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion_de_bolsillo.pdf
- Asamblea, N. (16 de Octubre de 2009). Ley Orgánica de Empresas Públicas. *REgistro Ofical N° 48*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Asociación de Municipalidades Ecuatorianas. (2013). *AME*. Recuperado el 15 de Diciembre de 2013, de Provincia Cotopaxo : <http://www.ame.gob.ec/ame/index.php/ley-de-transparencia/69-mapa-cantones-del-ecuador/mapa-cotopaxi/298-canton-pangua>
- Baldeón, I. M. (2012). *Sistema Nacional de Contratación Pública Análisis y Comentarios*. Quito.
- CEDEC. (2010). *DEDEC*. Recuperado el 12 de 10 de 2013, de El marco lógico es una herramienta que resume las características principales de un proyecto, desde el diseño e identificación (¿cuál es el problema?), la definición (¿qué debemos hacer?), la valoración (¿cómo debemos hacerlo?), la ejecución y supervisión
- CENACE. (2012). *CENACE*. Recuperado el 25 de febrero de 2014, de http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=1
- CENACE. (2012). *INFORME ANUAL*. QUITO.
- Chasipanta González, J. A. (2011). Recuperado el 20 de agosto de 2013, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4902/1/Estudio%20para%20Repotenciaci%C3%B3n%20de%20la%20L%C3%ADne.pdf>
- Ciencias de la Tierra y del Medio Ambiente. (25 de Mayo de 2012). *Energía nuclear*. Recuperado el 12 de Enero de 2014, de tecnun:

<http://www.tecnun.es/asignaturas/Ecologia/Hipertexto/07Energ/130EnNuclear.htm#POBLACION>

CONELEC. (2008). REGULACIÓN No. CONELEC - 003/08. *Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado*. Quito, Pichincha, Ecuador.

CONELEC. (2012). www.conelec.gob.ec. Recuperado el 18 de Febrero de 2013, de Plan Maestro de electrificación 2012-2021: <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4214&l=1>

CONELEC. (2013). *Leyes del Ecuador*. Quito: http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=1&cd_centro=4005.

Constituyente, A. (2008). <http://www.asambleanacional.gov.ec/>. Obtenido de http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion_de_bolsillo.pdf

CONSTITUYENTE, A. (23 de julio de 2008). http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=340. Recuperado el 19 de septiembre de 2013, de http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=340

De Ecuador al mundo. (s.f.). *Portal de Promoción de Ecuador*. Recuperado el 21 de 01 de 2014, de <http://decuadoralmundo.com/poblacion.html>

Decreto Ejecutivo, N. (3 de DICIEMBRE de 1996). <http://www.conelec.gob.ec/>. Obtenido de http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=2

Edgar Ortigón, J. F. (2005). Metodología de maro lógico para planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas. En J. F. Edgar Ortefa, *Metodología de maro lógico para planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas* (pág. 124). Santiago de Chile.

Helden, M. (2009). *Monografías*. Recuperado el 25 de 01 de 2014, de <http://www.monografias.com/trabajos66/planificacion/planificacion2.shtml>

INCOP. (28 de junio de 2013). Resolución No. Re-2013-0000089. Quito, Pichincha, Ecuador.

- INEC. (2010). <http://www.inec.gob.ec/cpv/>. Recuperado el 25 de febrero de 2014, de INEC: <http://www.inec.gob.ec/cpv/>
- INECEL. (1977). *NORMAS DEDISEÑO L/T DE138 kV*. QUITO.
- Manuel Enrique Pasaca. (2004). *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión*. Quito: Universidad Nacional de Loja.
- Mastrángelo, S. (25 de Octubre de 2010). *Conceptos de Generación Termoeléctrica:Combustibles Utilizados e Impactos Ambientales*. . Recuperado el 16 de Enero de 2014, de http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/10/autores03.pdf
- Moscoso, J. (25 de Octubre de 2009). *Electricidad*. Recuperado el 23 de Enero de 2014, de <http://comoahorrarelectricidad.blogspot.com/>
- Newton. (25 de Noviembre de 2010). *La energía*. Recuperado el 21 de Enero de 2014, de http://newton.cnice.mec.es/materiales_didacticos/energia/aulaenergia.pdf
- Ortegon, Edgar. (2005). *Metodología del marco lógico*. Santiago: CEAL.
- PODER LEGISLATIVO A. (10 de octubre de 1996). *CONELEC*. Recuperado el 26 de febrero de 2014, de http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=203
- Ribadeneira, D. J. (28 de junio de 2013). Resolución No. RE-2013-0000089. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SENPLADES. (2013). Plan Nacional del buen vivir 2013 -2017. <http://plan.senplades.gob.ec/3.3-el-buen-vivir-en-la-constitucion-del-ecuador>. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SUBGERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. (noviembre de 2013). *TRANSELECTRICA*. Recuperado el 25 de febrero de 2014, de http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/lineas%20de%20transmision.pdf
- TRASELECTRIC. (Diciembre de 2012). *INTRANET*. Recuperado el 25 de Febrero de 2013, de http://transintra/joomla/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=5&Itemid=13

ANEXOS