



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA –  
HUEHUETENANGO A 138 kV.**

**Luis Carlos Alfonso Chen Tujab**

Asesorado por el Ing. Juan Fernando Castro Martínez

Guatemala, agosto de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA –  
HUEHUETENANGO A 138 KV.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**LUIS CARLOS ALFONSO CHEN TUJAB**  
ASESORADO POR EL ING. JUAN FERNANDO CASTRO MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a consideración mi trabajo de graduación titulado:

**REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA –  
HUEHUETENANGO A 138 kV,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 31 de julio de 2007.



Luis Carlos Alfonso Chen Tujab

Guatemala,  
20 de mayo de 2,009.

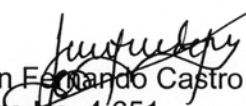
Ing. José Guillermo Bedoya  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Ciudad de Guatemala

Estimado Ingeniero Bedoya:

De manera atenta me dirijo a usted deseándole éxitos en sus actividades, con el propósito de informarle que el estudiante Luis Carlos Alfonso Chen Tujab, carné # 97-12090 concluyó satisfactoriamente el trabajo de graduación "REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA – HUEHUETENANGO A 138 kV", para el cual fui designado Asesor.

Considero que dicho trabajo cumple con la meta y objetivos propuestos al iniciarlo, por lo que recomiendo se apruebe, en el entendido de que el autor y el suscrito somos los responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente,

  
Ing. Juan Fernando Castro Martínez  
Colegiado No. 4,651  
ASESOR

**JUAN FERNANDO CAS**  
Ingeniero Electricista  
Col. 4651

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



Ref. EIME 25.2009  
Guatemala, 20 de JULIO 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
"REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN  
ESPERANZA- HUEHUETENANGO A 138 kV", del estudiante; Luis  
Carlos Alfonso Chen Tujab, que cumple con los requisitos  
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑADA TODOS

Ing. José Guillermo Beñaya Barrios  
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro

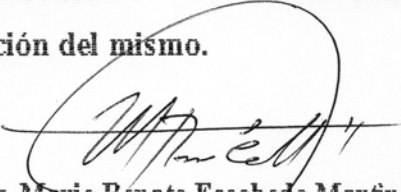
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 42. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Luis Carlos Alfonso Chen Tujab titulado: "REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA- HUEHUETENANGO A 138 kV.", procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 22 DE JULIO 2,009.

Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG.283.09

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **REPOTENCIACIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA-HUEHUETENANGO A 138 KV**, presentado por el estudiante universitario **Luis Carlos Alfonso Chen Tujab**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olimpo Paiz Tecinos  
Decano



Guatemala, agosto de 2009

/cc



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	“Porque escudo es la ciencia, escudo es el dinero; mas la sabiduría excede, en que da vida a sus poseedores”. Eclesiastés 7:12
<b>Mis Abuelos</b>	Valerio Tujab y Margarita Medina de Tujab, por su visión del desarrollo personal y su éxito en las metas que se propusieron.
<b>Mis padres</b>	Mi mamá Inés, quien ha sido ejemplo de vida, esfuerzo y trabajo, llenando de entusiasmo y fe mis mejores metas y anhelos. A mi papá Carlos, por su fe en que suceden cosas extraordinarias en la vida si uno tiene voluntad.
<b>Mi hermana</b>	Valeria, por su valiosa compañía durante la trayectoria a esta meta, por su ejemplo y fortaleza.
<b>Mi ahijada</b>	Margarita María, por ser parte especial de mi vida.
<b>Mis tíos</b>	Edin y Hugo, por su aporte de las ciencias de la ingeniería durante el inicio de mi carrera.
<b>Mis compañeros de estudio</b>	Manuel Arredondo, Misael Ortiz, Carlos Navarro y Rubén Cerón, por su amistad y apoyo para cumplir con mis actividades, laboratorios y proyectos de la universidad.
<b>Mis compañeros de trabajo</b>	de Unión Fenosa, en especial al del Centro de Operaciones de la Red, Luis Ayerdi, Sergio Wolford y Alex Girón, por su apoyo en mi desarrollo profesional.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

La Universidad de San Carlos de Guatemala por ser el medio que hizo posible convertirme en profesional de las ciencias de la ingeniería.

Los catedráticos de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica por su dedicación en el criterio profesional durante mi formación académica, en especial al Ing. José Guillermo Bedoya.

El asesor de mi trabajo de graduación Ing. Juan Fernando Castro Martínez y al Ing. Erwin Rolando Barrios, por ser los motivadores para que desafiara el reto de culminar mi carrera, así como el conocimiento y criterio aportado para la planificación, realización y asesoramiento de este trabajo.

# ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....</b>	<b>VII</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>XV</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XVII</b>
<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>XIX</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>XXI</b>
<b>1 INFORMACIÓN GENERAL .....</b>	<b>1</b>
1.1 Técnicas utilizadas para análisis y planificación de la red de transmisión.....	1
1.1.1 Identificación de elementos de la red con problemas de suministro de transmisión y distribución existentes o proyectadas.....	2
1.1.2 Definición de la región de carga para reforzar la transmisión y distribución .....	2
1.2 Programada de flujos de carga NEPLAN® .....	3
1.3 SCADA .....	3
1.3.1 Descripción arquitectura general.....	4
1.3.2 Adquisición de datos .....	7
1.4 Topologías de líneas de transmisión .....	7
1.4.1 Características de las líneas de transmisión .....	8
1.4.2 Evaluación de un conductor .....	9
1.5 Capacidad de transporte.....	10
1.5.1 Tipos de redes de transmisión por confiabilidad .....	13
1.6 Distancias de seguridad en líneas de transmisión .....	15

1.7	Aspectos a considerar al reconvertir una línea de transmisión .....	15
1.7.1	Aspectos mecánicos para una conversión de voltaje .....	15
1.7.2	Aspectos eléctricos para una conversión de voltaje .....	16
1.7.3	Otros aspectos a considerar .....	16
1.8	Consideraciones económicas.....	17
1.8.1	Factor de carga.....	20
1.8.2	Factor de utilización .....	20
1.8.3	Factor de simultaneidad.....	20
<b>2</b>	<b>SITUACIÓN ACTUAL DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA –</b>	
	<b>HUEHUETENANGO 69 kV. ....</b>	<b>21</b>
2.1	Situación actual de la demanda .....	21
2.2	Aspectos técnicos de la línea Esperanza – Huehuetenango 69 kV. ....	21
2.3	Crecimiento de la demanda de potencia en el área de Huehuetenango y Totonicapán.....	24
2.4	Estudio de flujo de carga caso 69 kV. ....	31
2.5	Estimación de la regulación de voltaje caso 69 kV.....	33
2.6	Estado de régimen de pérdidas en la línea de transmisión Esperanza – Huehuetenango 69 kV.....	35
2.7	Continuidad del servicio en línea de transmisión analizada .....	40
2.8	Análisis a futuro de no realizar los cambios en la línea de transmisión actual.....	44
2.9	Estimación colapso de línea de transmisión.....	51
2.9.1	Criterio por límite térmico.....	51
2.9.2	Criterio según regulación y pérdidas de la línea con compensación de reactiva .....	56

<b>3</b>	<b>CAMBIO DE TENSIÓN EN LÍNEA 69 kV ESPERANZA –</b>	
	<b>HUEHUETENANGO A 138 kV .....</b>	<b>63</b>
3.1	Proyección del cambio de tensión de 69 a 138 kV .....	63
3.1.1	Reconductorado .....	64
3.1.2	Conductores en as ( <i>Bundle Conductors</i> ) .....	64
3.1.3	Retensado .....	65
3.1.4	Incremento de la temperatura de operación.....	65
3.1.5	Incremento del nivel de voltaje de línea .....	66
3.2	Beneficios de la repotenciación de 69 a 138 kV. ....	67
3.2.1	Regulación .....	67
3.2.2	Pérdidas .....	67
3.2.3	Aumento de potencia .....	68
3.2.4	Mejora en la fiabilidad de operación.....	68
3.3	Análisis de flujo de carga de línea de transmisión Esperanza – Huehuetenango con voltaje 138 kV .....	69
3.4	Presupuesto del cambio de tensión .....	71
3.5	Materiales a utilizar en el cambio de tensión .....	72
3.5.1	Listado de materiales .....	73
3.5.2	Consideraciones en instalación de materiales de reconversión.....	77
3.5.2.1	Aisladores.....	77
3.5.2.2	Conductores.....	77
3.5.2.3	Empalmes.....	78
3.5.2.4	Hilo de guarda.....	79
3.5.2.5	Puesta a tierra.....	79
3.5.2.6	Extensiones o capuchones.....	81

3.5.2.7	Cruceros y <i>X-braces</i> .....	81
3.5.2.8	Colocación de postes intermedios.....	82
3.5.2.9	Interferencias eléctricas.....	77
3.6	Mano de obra .....	82
3.6.1	Replanteo .....	83
3.6.2	Accesos a estructuras y línea .....	83
3.6.3	Chapeo y brecha.....	83
3.6.4	Ahoyado de postes .....	84
3.6.5	Acarreo .....	84
3.6.6	Distribución de postes en la obra.....	84
3.6.7	Colocación de postes o posteo.....	84
3.6.8	Ahoyado de anclas .....	85
3.6.9	Colocación de anclas y retenidas .....	85
3.6.10	Vestido de las estructuras.....	85
3.6.11	Tendido y tensionado de conductores .....	86
3.6.12	Puestas a tierra.....	86
3.6.13	Limpieza y adecuación de las zonas de trabajo .....	86
3.7	Proyección de la ejecución.....	86
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DIMENSIONAL DE ESTRUCTURAS .....</b>	<b>89</b>
4.1	Distancias eléctricas de seguridad para líneas de transmisión aéreas.....	89
4.1.1	Distancia mínima de cruce entre diferentes voltajes.....	90
4.1.2	Distancia de separación mínima en cualquier dirección de conductores de línea a soportes.....	91
4.1.3	Distancias de seguridad vertical sobre el suelo para equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras.....	93
4.1.4	Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos...	94

4.2	Tipos de estructuras para líneas de transmisión .....		96
4.2.1	Tipo I .....		96
4.2.2	Tipo III .....		97
4.2.3	Tipo IV.....		98
4.2.4	Tipo V .....		99
4.2.5	Tipos de estructuras actuales de la línea de transmisión Esperanza – Pologuá – Huehuetenango 69 kV .....		101
4.3	Comparación técnica de cambio de aislamiento y distancias de seguridad al repotenciar la línea de transmisión.....		102
4.3.1	Aislamiento.....		102
4.3.1.1	Consideraciones acerca de la altura sobre nivel del mar.....		103
4.3.1.2	Consideraciones acerca de descargas electroatmosféricas.....		108
4.3.1.3	Efecto de la orientación del aislamiento.....		110
4.3.1.4	Consideraciones acerca de la contaminación.....		111
4.3.2	Libranzas horizontales y fenómenos adversos .....		113
4.4	Análisis de la libranza al suelo por incremento de aislamiento .....		122
4.4.1	Análisis por incremento de aislamiento en la estructura .		122
4.4.2	Análisis de libranza por incremento del aislamiento.....		126
4.5	Gradiente de superficie del conductor .....		146
<b>5</b>	<b>ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO .....</b>		<b>149</b>
5.1	Comparar resultados por la repotenciación de la línea de transmisión.....		149
5.2	Reducción de pérdidas .....		151
5.3	Análisis de la regulación de tensión en 138 kV.....		153
5.4	Impacto de la regulación en las subestaciones interconectadas ....		154

5.5	Eficiencia de la línea repotenciada a 138 kV .....	155
5.6	Análisis de costos.....	157
5.6.1	Inversión en repotenciación de la línea.....	157
5.6.2	Cálculo del ahorro de pérdidas de potencia activa .....	160
5.7	Rentabilidad de la repotenciación de la línea a 138 kV .....	161
5.8	Costos .....	162
5.9	Ingresos (Peaje) .....	163
5.10	Evaluación financiera y tiempo de recuperación de la inversión .....	167
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>171</b>
	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>173</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>175</b>



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1. Niveles de control del SCADA	6
2. Elementos del sistema SCADA	6
3. Diagrama unifilar línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango	22
4. Gráfico de evolución de potencia DEOCSA y EEM Huehuetenango	25
5. Gráfico de evolución de energía DEOCSA y EEM Huehuetenango	26
6. Perfil de energía en un día típico por línea de transmisión	27
7. Perfil de demanda en un día típico por línea de transmisión	28
8. Gráfico de evolución de consumo de energía Huehuetenango	29
9. Gráficos de evolución de consumo de energía Totonicapán	29
10. Gráficos de evolución de potencia en departamento de Huehuetenango	30
11. Gráficos de evolución de potencia en departamento de Totonicapán	31
12. Diagrama del estudio de flujo de carga línea Esperanza-Pologuá- Huehuetenango 69 kV (caso base)	32
13. Representación esquemática de una línea de transmisión con su impedancia característica	37
14. Representación esquemática de los componentes elementales de una línea de transmisión	37
15. Gráfico de aporte de tipo de causa al indicador TTIK	41
16. Curva Log-Log de corriente por daño mecánico y térmico	49
17. Curva característica de conductor Hawk 477 ACSR	50
18. Perfil de conductor Hawk 477 MCM	51
19. Gráfica de pérdidas por efecto Joule	52
20. Gráfico de pérdidas por Km. de línea vrs. potencia transmitida	54
21. Porcentaje de regulación de tensión para el área de estudio	58
22. Porcentaje y valores en kW de pérdidas de energía para el área de estudio	59
23. Gráfico de valorización de pérdidas por línea en Quetzales	61

24. Diagrama del estudio de flujo de carga caso 138 kV	70
25. Ilustración de estructura tipo I o tangente	97
26. Ilustración de estructura tipo III	98
27. Ilustración de estructura tipo IV	99
27. Ilustración de estructura tipo V o de remate	100
28. Aislador de disco estándar para aislamiento en suspensión	102
29. Factor de decremento del aislamiento en relación a la altura cada 1,000 pies (para 230 kV. o menores)	104
30. Apantallamiento de estructura tipo H	109
31. Efecto de la humedad en aislamiento de suspensión	112
32. Efecto de una partícula de contaminación sobre el disco de aislamiento de suspensión	112
33. Ilustración de la oscilación de aislamiento en estructuras en ángulos límite y condiciones donde aplican	115
34. Ilustración del “ <i>back swing</i> ”	119
35. Ilustración del tipo de estructura analizado según tabla XXXVIII.	121
36. Ilustración de los diferentes tipos <i>X-braces</i> (de brazos en X) en estructuras H para líneas 69 y 138 kV	125
37. Valores de WL/2H para cálculo de flecha, según largo del vano	131
38. Figura de estructura tipo H con libranzas de condición actual 69 kV	141
39. Estructura tipo H con aumento de aislamiento 138 kV	142
40. Ilustración de estructura tipo I para cálculo de gradiente	147
41. Flujo económico del proyecto	161

## TABLAS


<b>I.</b>	Histórico de potencia por subestación	24
<b>II.</b>	Histórico de energía por subestación	25
<b>III.</b>	Resumen de potencia y energía por subestación	25
	incluyendo EEM de Huehuetenango	25
<b>IV.</b>	Evolución de la potencia y energía por subestación en porcentaje	27
<b>V.</b>	Evolución de suministros por Departamento	28
<b>VI.</b>	Evolución de la facturación de energía por Departamentos	29
<b>VII.</b>	Tolerancias de regulación de tensión, según NTSD	33
<b>VIII.</b>	Valores de voltaje y su regulación (caso base)	34
<b>IX.</b>	Resumen de pérdidas en línea de transmisión	35
<b>X.</b>	Cálculo de SIL línea Esperanza - Huehuetenango 69 kV	39
<b>XI.</b>	Tolerancias de indicadores FMIK y TTIK, según NTSD	42
<b>XII.</b>	Categorías de transformadores trifásicos	45
<b>XIII.</b>	Valores para construir curva I vrs. t	47
<b>XIV.</b>	Valores de tabla I vrs. t	48
<b>XV.</b>	Valores de corto circuito en barra de 69 kV Huehuetenango	48
<b>XVI.</b>	Características eléctricas conductor Hawk 477 MCM	51
<b>XVII.</b>	Valores de kW de pérdidas por efecto Joule	52
<b>XVIII.</b>	Constantes eléctricas conductor Hawk 477 MCM	53
<b>XIX.</b>	Valores de pérdidas por efecto Joule	55
<b>XX.</b>	Año de colapso térmico	56
<b>XXI.</b>	Valores de regulación y pérdidas de la línea con compensación reactiva	57
<b>XXII.</b>	Valorización de pérdidas por línea de transmisión anuales en Quetzales	61
<b>XXIII.</b>	Calibre de conductor mínimo recomendados por RUS	66
<b>XXIV.</b>	Resultados del caso 138 kV del sistema en análisis	71
<b>XXV.</b>	Listado de materiales con su descripción y norma de fabricación	74
<b>XXVI.</b>	Libranzas mínimas de cruce, según norma INDE	90

<b>XXVII.</b>	Distancias de separación mínima de conductores de línea a soportes o a la estructura	92
<b>XXVIII.</b>	Distancias de seguridad verticales sobre el suelo	94
<b>XXIX.</b>	Libranzas de estructuras a otros objetos, según voltajes de operación	95
<b>XXX.</b>	Libranzas con otros cruzamientos	96
<b>XXXI.</b>	Conteo de estructuras por tipo línea Esp-Pol	101
<b>XXXII.</b>	Conteo de estructuras por tipo línea Pol-Hue	101
<b>XXXIII.</b>	Recomendación de nivel de aislamiento a nivel del mar para estructuras de suspensión tangentes y pequeños ángulos (Características en kV.)	103
<b>XXXIV.</b>	Datos de flameo para cadenas de aislamiento utilizando aisladores de suspensión estándar 5-3/4" x 10"	106
<b>XXXV.</b>	Distancias mínimas requeridas por RUS en pulgadas de conductor a la superficie de las estructuras o cables de tirantes	107
<b>XXXVI.</b>	Libranzas mínimas recomendadas en pulgadas del conductor a la superficie de la estructura o a cables de retenidas	117
<b>XXXVII.</b>	Libranzas a diferentes tipos de estructura corregidos	118
<b>XXXVIII.</b>	Valores de ángulos en grados para oscilación del aislamiento para estructuras tangentes estandarizadas por RUS (Para aislamiento tipo socket – bola)	121
<b>XXXIX.</b>	Pesos y longitud de cadena de aisladores aproximados utilizando aisladores de suspensión estándar	124
<b>XL.</b>	Máximas cargas de estructuras tipo H	126
<b>XLI.</b>	Características eléctricas y mecánicas del conductor analizado	129
<b>XLII.</b>	Valores iniciales de curvas para cálculo de flecha	130
<b>XLIII.</b>	Cálculos de flecha para curva fría, normal y caliente	132
<b>XLIV.</b>	Cálculos finales de flecha	133
<b>XLV.</b>	Libranzas verticales recomendadas por RUS entre conductores donde una línea atraviesa el conductor de otro donde el conductor superior e inferior tiene relé de falla a tierra	135
<b>XLVI.</b>	Valores de libranza vertical corregidos	136
<b>XLVII.</b>	Separación vertical recomendada por RUS en pies entre fases del mismo o diferente circuito que comparten la misma estructura	138

<b>XLVIII.</b>	Libranzas verticales mínimas corregidas para 138 kV	139
<b>XLIX.</b>	Observaciones a las libranzas línea Esperanza – Pologuá	143
<b>L.</b>	Observaciones a las libranzas línea Pologuá - Huehuetenango	144
<b>LI.</b>	Resultados de pérdidas de línea Esperanza – Huehuetenango	151
<b>LII.</b>	Comparación de pérdidas caso base y caso 138 kV	151
<b>LIII.</b>	Cargabilidad de la línea de transmisión en 138 kV	153
<b>LIV.</b>	Descripción de la mano de obra	158
<b>LV.</b>	Descripción de la materiales	159
<b>LVI.</b>	Presupuesto trabajos de mantenimiento de brecha y reposición de materiales	163
<b>LVII.</b>	Valorización de peaje para el Sistema Secundario ETCEE Occidente	164
<b>LVIII.</b>	Peaje por uso de instalaciones de ETCEE	165
<b>LIX.</b>	Cargo por peaje en proporción a la potencia transmitida	167
<b>LX.</b>	Total cargo por peaje	167
<b>LXI.</b>	Evaluación económica del proyecto	168



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>MVA</b>	Mega voltios amperios
<b>AT</b>	Alta tensión
<b>Kms.</b>	Kilómetros
<b>MT</b>	Media Tensión
<b>kV.</b>	Kilo voltios
<b>kVA</b>	Kilo voltios amperios
<b>A</b>	Amperaje
<b>FMIK</b>	Tiempo total de interrupción por kVA
<b>TTIK</b>	Frecuencia media de interrupción por kVA
<b>P</b>	Potencia
<b>m</b>	Número del circuitos de la línea
<b>U</b>	Tensión
<b>I</b>	Corriente
<b>L</b>	Longitud de la línea
<b>R</b>	Resistencia de la línea
	Variación
<b>mts.</b>	Metros
<b>CT'S</b>	Transformador de corriente
<b>PT'S</b>	Transformador de tensión
<b>P/A</b>	Valor presente
<b>i</b>	Tasa de interés
<b>n</b>	Número de años
<b>m.s.n.m.</b>	Metros sobre el nivel de mar
<b>SF6</b>	Hexafloruro de azufre
<b>NBI</b>	Nivel básico de impulso
<b>Zo</b>	Impedancia característica de la línea





## GLOSARIO

<b>ACI</b>	American Concrete Institute.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials.
<b>Bayoneta</b>	Dispositivo metálico que se utiliza para captar descargas electroatmosféricas directas.
<b>Curva de carga diaria típica</b>	Es la curva graficada en el tiempo que forma la variación de la demanda a lo largo del día.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de la Energía Eléctrica.
<b>Demanda</b>	Es la potencia media correspondiente a un intervalo de medida adoptado.
<b>Demanda máxima</b>	Es aquella que resulta ser la potencia media mayor que todas las potencias medias registradas cada intervalo de tiempo. Los intervalos de demanda para facturación duran 15 minutos.
<b>Diagrama unifilar</b>	Forma esquemática que representa conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación.
<b>Distancia de área protegida</b>	Alcance sistema de protección tiene en una subestación eléctrica.
<b>Factor de carga</b>	Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo de tiempo.
<b>Gráfica de demanda</b>	Es la demanda graficada en el tiempo que nos permite observar máximos, mínimos y determinar valles de la misma.

<b>Hexafloruro de azufre</b>	Gas no tóxico, estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro en condiciones normales de temperatura, se usa para el aislamiento eléctrico de distintos componentes.
<b>Nivel básico de impulso</b>	Nivel de aislamiento del equipo eléctrico para soportar sobre tensiones.
<b>NTDOID</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
<b>NTSD</b>	Norma Técnica del Servicio de Distribución.
<b>Transformador de potencia</b>	Dispositivo que transforma la tensión de un nivel a otro.
<b>Transformador de corriente</b>	Dispositivo que transforma la corriente y aísla los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.
<b>Transformador de tensión</b>	Dispositivo que transforma la tensión y aísla los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.
<b>Subestación</b>	Conjunto de dispositivos eléctricos, que forman un sistema eléctrico de potencia, se utiliza para transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

## **RESUMEN**

Actualmente hay necesidad de aumentar la cargabilidad de la línea por el incremento de demanda. El trabajo se basa en el análisis de la línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango, bajo las condiciones actuales en 69 kV y con repotenciación en 138 kV.

El primer capítulo se enfoca en una breve descripción de los tipos de líneas de transmisión, conceptos de los fenómenos asociados a éstas, red de telecontrol, así como conceptos económicos relacionados a costos.

El segundo capítulo describe el caso actual de la línea en estudio, donde se hace referencia a los diferentes factores que intervienen en el crecimiento de la demanda, las tolerancias en calidad de servicio, colapso de la línea si no se toma en cuenta.

En el tercer capítulo, se enuncian los beneficios de repotenciar una red de transmisión mediante elevar el voltaje a uno mayor en su aspecto técnico.

El cuarto capítulo analiza las libranzas por los trabajos a realizar en la repotenciación de la línea en estudio, que es una parte esencial al realizar este cambio, basados en normas nacionales e internacionales vigentes.

En el quinto capítulo se realiza recomendaciones técnicas y una evaluación de costos para estimar la inversión y su vida útil.



## OBJETIVOS

- **General:**

Analizar la explotación actual de la línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango en 69 kV. y realizar un estudio basado en los flujos de carga, debido a la mala calidad del producto en las subestaciones que abastecen el área de Huehuetenango y parte de Totonicapán.

- **Específicos:**

1. Evaluar la explotación actual de la línea Esperanza – Huehuetenango 69 kV. como referencia de resultados de la operativa, pérdidas y regulación.
2. Describir los conceptos asociados al estudio del cambio de tensión en la línea Esperanza – Huehuetenango a 138 kV.
3. Comparar los resultados al repotenciar la línea Esperanza – Huehuetenango a 138 kV.
4. Evaluar desde el punto de vista técnico – económico la repotenciación de la línea Esperanza – Huehuetenango a 138 kV.



## INTRODUCCIÓN

Durante los siguientes nueve años (2006-2015) se espera que el sistema eléctrico de Guatemala experimente importantes cambios en la topología, debido a la puesta en servicio de proyectos como la interconexión con México en 400 kV, las nuevas interconexiones en 230 kV con Honduras y El Salvador que contempla el proyecto SIEPAC, las diferentes obras que contempla el plan de electrificación rural del INDE, y la entrada de nuevas plantas generadoras.

Definimos tres áreas en que se dividen las ampliaciones proyectadas: centro, occidente y oriente.

Para el área central la ampliación de mayor importancia es la construcción de la subestación La Vega a inmediaciones de la línea de interconexión existente entre Guatemala y El Salvador y la línea 230 kV Aguacapa - La Vega.

Para la red del área oriental las ampliaciones más importantes son la construcción de las subestaciones de transformación 230/69 kV de Panaluya y 230/138 kV en Moyuta, así como la línea 230 kV Guatemala Norte - Panaluya (SIEPAC), adicionalmente se tiene contemplada la conversión de múltiples líneas de 69 kV a 138 kV y la interconexión al sistema del sistema aislado del Petén.

Para el área occidental la ampliación más importante es la construcción de las líneas 230 kV Guatemala Sur - Guatemala Oeste - Sololá - La Esperanza, que incrementará la capacidad de transporte hacia el área central, mejorará la continuidad y calidad del servicio para los usuarios, y dará una mayor

confiabilidad a las transacciones con México. Así también es de importancia la conversión de voltaje de 69 kV a 138 kV de la línea La Esperanza - Pologuá - Huehuetenango.

Debido a la creciente demanda de usuarios en el área rural, ha despertado el interés en realizar estudios eléctricos donde se necesitan ejecutar proyectos a mediano y largo plazo, que permita a los clientes implementar nuevas tareas donde la electricidad sea parte de su desarrollo.



# 1 INFORMACIÓN GENERAL

## 1.1 Técnicas utilizadas para análisis y planificación de la red de transmisión

Referidos a la Introducción anterior y basados en el proyecto a desarrollar en un proceso de planificación se debe determinar:

- a) Definir la red de transmisión y distribución (T&D) que sea compatible con las cargas normales proyectadas.
- b) Estructurar la red T&D que permita la aceptación de otras cargas en caso de contingencias, donde sea justificable, dando una distribución de carga en densidad y en espacio.
- c) Donde existen problemas de Transmisión:
  - Analizar opciones y los costos que incluyan a las soluciones propuestas.
  - Obtener el sistema que permita el aumento de carga a un bajo costo.
  - Buscar una combinación distribución - generación, como una alternativa de la tradicional transmisión – distribución, que permita una alternativa a un costo bajo.

### **1.1.1 Identificación de elementos de la red con problemas de suministro de transmisión y distribución existentes o proyectadas**

Identificar los elementos o equipos críticos, tales como alimentadores o circuitos, transformadores de subestaciones, líneas de transmisión que se encuentran sobrecargados con voltajes fuera de tolerancia.

### **1.1.2 Definición de la región de carga para reforzar la transmisión y distribución**

El crecimiento de la carga en las regiones de Huehuetenango y área de Totonicapán, con el tiempo se debe de reforzar la transmisión. En el caso analizado, tenemos una antena (línea radial) con una demanda muy grande en el que la capacidad de transmisión de la línea de transporte, la cual comprobaremos si está operando en 69 kV fuera de sus límites en cuanto a regulación de tensión y ampacidad; donde analizaremos la capacidad de algunas subestaciones como Huehuetenango 13.8 kV, que está llegando a su 100%.

Esto lo podemos observar a partir de la tabla D-2 del boletín RUS 1742E-200 página D-3 que trata acerca de los límites de potencia a transmitir, donde indica valores prácticos según el tipo de conductor y voltaje de operación. En nuestro caso utilizamos el valor de 84 MVA y el valor de demanda está cercano al 76% de este límite. Como consecuencia la regulación de voltaje puede que esté transgrediendo en las tolerancias exigidas por la CNEE en las NTSD, situación que se discutirá en el inciso 2.9

## 1.2 Programada de flujos de carga NEPLAN®

El flujo de carga es un algoritmo matemático que simula la operación de redes eléctricas y se obtienen resultados tales como magnitudes de tensión y sus ángulos de fase en los nodos, flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y pérdidas de potencia.

El programa NEPLAN® desarrollado por *Busarello Cott Partner Inc.* (BCP), es una herramienta de las más completas en cuanto a planeación, optimización y simulación de las redes de transmisión, generación y distribución. Este programa permite la simulación de un sistema eléctrico de n-nodos para analizarlos conjuntamente, facilitando la modificación o creación de otros nodos para interconectarlos y es el que será usado en este trabajo.

## 1.3 SCADA

Un sistema SCADA integra la adquisición masiva de datos con el control en “tiempo real”. Esto permite realizar las funciones de Supervisión, Control y Adquisición de Datos por sus siglas en inglés (SCADA, “*Supervisory Control and Data Acquisition*”) de forma centralizada en una sola Estación Central, accediendo a un gran número de terminales remotos ubicados en las subestaciones, las características del SCADA son:

- a) Centralización: el telecontrol de la red de transmisión y/o distribución, queda centralizado en despachos situados a nivel de área o zona.
- b) La Interfaz Operador/Sistema: Está constituida por una aplicación de tipo SCADA que debe ser independiente del Sistema, por lo que el Frontal de

Comunicaciones del mismo debe tener la capacidad de emular los protocolos utilizados por los Equipos Terminales.

- c) Inteligencia distribuida por niveles: Se establecen diversos niveles, coincidentes con los diferentes equipos que constituyen el sistema.
- d) Limitación de la señalización: Se transmite la referente a posición de interruptor y detección de paso de falta, las medidas analógicas que están disponibles en la remota-tipo, tales como voltaje, amperaje, potencia activa y reactiva.

### **1.3.1 Descripción arquitectura general**

El sistema de telecontrol para interruptores en la red de media tensión y alta tensión, adopta una estructura jerarquizada por niveles en cuanto a las funciones y ramificada en cuanto a las comunicaciones bidireccionales entre los distintos niveles, de forma que dependiendo del tipo de información a procesar en cada nivel, se descargan de tareas paulatinamente a los niveles superiores.

Los equipos contemplados en cada uno de los niveles se describen con detalle en los apartados correspondientes, pero la funcionalidad básica dentro del sistema general es la que a continuación se describe:

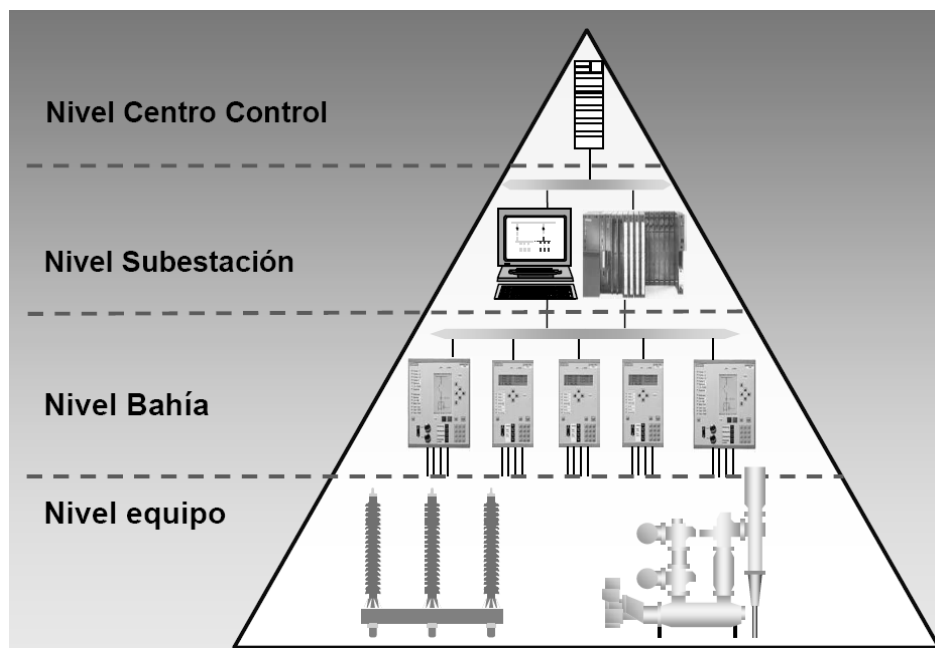
- a) *Nivel 1*: corresponde a la Estación Central, desde la que se realizan las funciones SCADA mediante los adecuados interfaces Operador-Sistema (IOS), concretadas en Estaciones de Trabajo (*Workstation*) en red de área local.

En este nivel se contemplan por una parte, los despachos de maniobra para las Centrales de Generación y las Subestaciones de Transporte así como la transformación, en el caso de ETCEE el Centro Nacional de Operaciones (CENADO) y por otra el Centro de Operación de Red (C.O.R.) para las subestaciones propias y red de distribución (Red de reparto y red de media tensión). Estos últimos definen el Nivel 1 de la arquitectura del Sistema de Telecontrol de la Red de Media Tensión.

- b) *Nivel 2*: se constituye por los equipos de Concentración de Telecontrol, cuyas principales funciones son: optimizar las comunicaciones con el nivel inferior de acuerdo con la topología de la red propia de comunicaciones de datos, separar la información conjunta de una Subestación dirigiéndola a los distintos niveles de responsabilidad (CENADO o C.O.R.), realizar la conversión de los diferentes protocolos de comunicación existentes en el nivel inferior (nivel 3), unificándolos en un estándar para el nivel superior (nivel 1), y específicamente para media tensión realiza la gestión de las rutas alternativas de comunicación de los terminales remotos.
  
- c) *Nivel 3*: corresponde al ámbito de la Subestación donde se ubica la Unidad de Control Integrado (U.C.I.) que actúa gestionando las comunicaciones entre los concentradores (nivel 2) y los terminales remotos en la Red de M.T. (nivel 4) de forma asíncrona entre ellos, esto es, con ciclos de muestreo independientes con cada nivel. Además, la misma unidad puede gestionar el Telecontrol Distribuido de la propia subestación, permitiendo por tanto la Integración del Telecontrol de Subestaciones (nivel 3) y Red de Media Tensión (nivel 4) en un mismo equipo.

d) *Nivel 4*: lo constituyen los equipos terminales remotos asociados a cada interruptor telecontrolado en la red de media tensión o alta tensión, tanto para centros de transformación o reflexión de interior como puntos intermedios y puntos frontera sobre apoyo en la red aérea.

**Figura 1. Niveles de control del SCADA**



Fuente: Union Fenosa

**Figura 2. Elementos del sistema SCADA**



Fuente: Union Fenosa

### **1.3.2 Adquisición de datos**

El conjunto de sistemas para adquisición de datos, tales como Unidad Terminal Remota (RTU), Concentrador, Unidad Concentradora Integrada (UCI), se encarga de recoger la información de los puntos de medida.

La información que se recoge y controla suele ser de tres tipos:

- a) Estados (abierto/cerrado) y medidas analógicas tales como posiciones de taps de transformadores de potencia.
- b) Mediciones analógicas de magnitudes eléctricas tales como voltajes, corrientes, potencia activa y reactiva.
- c) Estado y medidas analógicas de relés.
- d) Conectividad de circuitos (abiertos o cerrados).
- e) Información de eventos que puedan originar la ejecución de acciones dentro del sistema.

### **1.4 Topologías de líneas de transmisión**

La principal función de un sistema de transmisión es transportar energía en paquetes de centrales generadoras, centros de transformación o, de switcheo hacia los centros de carga.

### 1.4.1 Características de las líneas de transmisión

A continuación, enunciamos las más importantes:

- a) La diferencia entre transmisión y distribución es el nivel de tensión y que la transmisión es trifásica, mientras la distribución puede no serlo.
- b) Conductores tendidos en por lo menos un hilo por fase, aislados y autoportados, con otro conductor como protección tipo pantalla, el cual puede ser aislado o aterrizado según el sistema.
- c) En su forma simple se encuentran tres cables, uno por cada fase, las cuales comúnmente se les denomina A, B y C. Pero también existen configuraciones de doble as por fase.
- d) Están aisladas dieléctricamente por el aire que circunda los cables, es decir su distancia eléctrica de seguridad o, libranza de fase a fase viene dada por el aire y el aislamiento.
- e) El arreglo de cables posee una distancia de seguridad con respecto del suelo, la cual se respeta a lo largo de la línea de transmisión.
- f) A lo largo del tendido, por cada vano, existen torres o postes que proveen soporte mecánico. La longitud del tramo entre torres o postes, es función de las propiedades mecánicas del cable.
- g) Las cadenas de aisladores sujetan el cable mecánicamente y hace que existe una distancia de seguridad.



### 1.4.2 Evaluación de un conductor

Para evaluar un conductor, debe considerarse las propiedades térmicas del material y las cualidades ambientales. Entre las propiedades térmicas se pueden mencionar:

- a) La absorción solar y la emisividad de la superficie de los conductores
- b) La resistencia del conductor con la temperatura
- c) La variación longitudinal del conductor
- d) La velocidad del viento (cualidad ambiental)
- e) La presión atmosférica (cualidad ambiental)
- f) La temperatura

Otro aspecto que debe evaluarse, es el efecto de las fuerzas mecánicas causadas por la circulación de la corriente en el conductor.

El deterioro causado a un conductor como consecuencia de ser sometido a calentamientos indebidos o sobrecargas es muchas veces irreversible, pudiendo reducirse la vida útil de un conductor en forma considerable e incluso puede presentarse daño total. Este fenómeno se conoce como *Creep*.

La vida útil de un conductor se calcula en función de:

- las pérdidas de energía asociadas al conductor
- el crecimiento de la demanda de la línea
- la capacidad térmica del conductor (Ampacidad)

La vida útil de un conductor es de por lo menos 30 años en condiciones favorables de temperaturas sin que la carga haya sido transmitida en la línea haya provocado calentamientos indeseables, generalmente asociados a la suma de la temperatura del conductor y del ambiente, con menor enfriamiento por el viento que le circunda.

### **1.5 Capacidad de transporte**

La capacidad de transporte de una línea, se refiere a la potencia máxima que puede fluir en un conductor sin producir daño a la estructura molecular del mismo y está condicionada a los siguientes factores:

- a) tipo de conductor
- b) voltaje de operación
- c) carga
- d) características de la carga
- e) longitud de la línea

Con relación a los conductores, la limitante más importante se tiene en los incrementos de temperatura que llegan a superar la temperatura crítica del material existen un valor máximo de ella, que puede ser considerado como el límite de operación del conductor según una temperatura dada, llamado límite térmico, el cual fija un valor máximo de corriente eléctrica que puede transmitirse por los conductores durante cierta etapa de su operación y cuyo valor está definido en tablas de conductores.

La corriente a transferir depende los siguientes factores:

- a) *Efecto de la temperatura*: en un conductor, la elevación en la temperatura aumenta la entropía de los electrones en la banda de valencia por lo que el

paso de la corriente se hace más difícil, por lo tanto la resistencia aumenta de forma proporcional a medida que haya una diferencia positiva de temperatura.

- b) *Efecto piel*: una señal de corriente alterna hace que el paso de los electrones se haga en los bordes del conductor y no en toda el área transversal disponible. La reducción del área equivale a aumentar la resistencia, y ésta es proporcional a la frecuencia de la señal.
  
- c) *Efecto de proximidad*: debido al voltaje que se manejan en las líneas de transmisión, y por ser el servicio trifásico, existe una diferencia de potencial entre fase y fase, debido a ello, la presencia de cada conductor representa en los otros una perturbación del campo eléctrico. Esta diferencia de potencial, atrae a los electrones que circulan en los otros cables incidiendo en una nueva reducción del área efectiva.
  
- d) *Efecto corona*: es una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor, cuando está energizado. Este efecto se debe al gradiente de potencial en la superficie del conductor y es función del diámetro del mismo. Los factores que inciden en que se produzca dicho efecto, son: rugosidad de la superficie del conductor, humedad del ambiente y altura sobre el nivel del mar a la que están instalados los conductores.

El comportamiento de la resistencia, enunciado anteriormente en los diferentes efectos, se da por la siguiente fórmula:

$$R=R_o.(\alpha.\Delta T).(1+K_s).(1+K_p)$$

donde:

**R<sub>o</sub>: resistencia base del material**

**$\alpha$ : coeficiente de temperatura**

**$\Delta T$ : diferencial de temperatura**

**K<sub>s</sub>: coeficiente por efecto piel**

**K<sub>p</sub>: coeficiente por efecto de proximidad**

Para el efecto corona, se calcula la magnitud de la tensión crítica disruptiva (tensión a la que el gradiente de campo eléctrico iguala la rigidez dieléctrica del aire), del medio que circunda al conductor, al cual llamamos ( $V_o$ ), que siempre debe ser superior a la tensión de línea a tierra, de acuerdo a la expresión:

$$C_s = \frac{V_o}{V}$$

Donde  $V_o$  es la tensión crítica disruptiva en kV. eficaces de fase a neutro  
 $V$  la tensión del conductor en kV. de fase a neutro,  $C_s$  el coeficiente de seguridad.

La primera evaluación en la capacidad de transmisión es la temperatura ambiente a que deberá ser sometida el conductor; temperatura que varia durante el transcurso del día, con las dos estaciones del año y con la altitud sobre el nivel del mar. Para el cálculo de la corriente eléctrica en la líneas de distribución, se considera que la temperatura del medio ambiente varia razonablemente entre 25°C y 40°C y se fija una temperatura máxima para la operación del conductor, que como norma de uso común se puede establecer en 75°C, siendo ésta la temperatura límite del conductor, pero estos son criterios de diseño y no de planificación.

### 1.5.1 Tipos de redes de transmisión por confiabilidad

En las redes de alta tensión en nuestro país, se emplean voltajes mayores o iguales a 69 KV. que se utilizan en sistemas de transmisión. Uno de los objetivos de que existan diversos arreglos o topologías de redes es minimizar los cortes de energía. Para ello se condiciona la forma de explotación de las mismas, tal que permitan suministrar el servicio ante perturbaciones temporales o fallas en un sistema eléctrico. Con ello obtenemos una adecuada seguridad y confiabilidad en el suministro.

Los tipos existentes son:

- a) *Sistemas radiales*: son aquellos que solo poseen una alimentación, es un arreglo sencillo ya que desprende la línea de transmisión hacia una subestación o varias que están conectadas en cascada, pero solamente tiene una fuente de energía. Este tipo de disposición posee la línea de transmisión en estudio ya que solamente posee la alimentación de la subestación La Esperanza y radialmente alimenta a las subestaciones de Pologuá, Huehuetenango, Ixtahuacán, San Juan Ixcoy (Soloma).
- b) *Sistemas de doble derivación*: son aquellos nodos que pueden tener una o más alimentaciones, pero dos líneas independientes para suministrar el flujo de potencia al mismo nodo.
- c) *Sistema radial mejorado o anillo abierto*: son aquellos en donde existe un punto común o frontera conformado por un seccionador tripolar o un interruptor en estado abierto. Entonces, en caso de una

falla, éste es cerrado para alimentar parte de la línea o cerrar un ramal de la línea de transmisión y así, no perder del todo el suministro de energía en los nodos conectados en forma radial.

- d) *Sistemas de anillo cerrado*: son aquellos que permiten una mejor confiabilidad del servicio ya que como su nombre lo indica, el sistema está formado por dos subestaciones o más, que se interconectan entre sí para formar un anillo tal que pueden alimentarse por medio por dos fuentes de alimentación diferentes. Este tipo de redes se utiliza en los sistemas de transmisión troncales de Guatemala operados por ETCEE.
  
- e) *Sistemas mallados*: son aquellos en que todas las líneas de transmisión forman anillos de forma que se obtiene una estructura similar a una malla, de forma que esta disposición exige que todos los tramos de línea acepten cierto porcentaje de sobrecarga temporal o permanente, en ocasiones de falla o mantenimiento en algún nodo, obteniendo así, confiabilidad y continuidad en el servicio.

Los criterios para el diseño y operación están vinculados al costo de la línea, la confiabilidad y la importancia de la carga que transporta.

Para Guatemala, los valores típicos de tensión son los siguientes:

- a) Alta tensión: 69 kV, 138 kV, 230 kV y 400 kV.
- b) Media tensión: 13.8 kV y 34.5 kV y 69 kV.
- c) Baja tensión: 120 V, 240 V, 208 V, 480 V.

## **1.6 Distancias de seguridad en líneas de transmisión**

Nos referimos a la norma NTDROID, RUS y NESC en la cual se manejan las distancias mínimas de seguridad para diseño y operación de líneas de transmisión en 69 kV. y 138 kV., que son los voltajes que nos interesan para el estudio. Veremos en detalle las libranzas en el Capítulo 4 donde se refiere al análisis dimensional en la línea de transmisión Esperanza – Pologuá – Huehuetenango.

## **1.7 Aspectos a considerar al reconvertir una línea de transmisión**

### **1.7.1 Aspectos mecánicos para una conversión de voltaje**

Como ya existe una línea de transmisión previamente diseñada, al realizar una conversión de voltaje, se debe tomar en cuenta ciertos aspectos mecánicos para que la línea de transmisión tenga las libranzas adecuadas.

- a) *Características mecánicas del conductor:* esta condición no influye si se utiliza el mismo conductor, donde los claros deben quedar perfectamente balanceados.
- b) *Tipos de estructuras:* debido al diseño que se tiene, de ser poste, se deben considerar las distancias mínimas para que cumpla con las libranzas de fase a fase y fase a tierra.
- c) *Conexiones:* se debe verificar la conexión del cable de guarda a las estructuras mediante elementos de compresión que eviten falsos contactos y una lectura de aterrizamiento no real.

### **1.7.2 Aspectos eléctricos para una conversión de voltaje**

- a) *Entre tramos:* las libranzas son importantes al haber una reconversión de voltaje, ya que por el aumento de tensión eléctrica, habrá una disminución de la distancia de fase a tierra en el punto de flecha máxima.
  
- b) *Instalación de cable de guarda:* se verifica el estado del vano del cable de guarda que normalmente es cable acerado de 3/8", donde se comprueban las flechas correspondientes por lo menos cada 3 claros.
  
- c) *Aterrizaje:* habrá que verificar si hay un adecuado aterrizamiento de las estructuras. Así también que esté blindada por medio del hilo de guarda. En el caso de reconversión, solamente es de observar por estructuras que el aterrizamiento por estructura esté en perfectas condiciones. Normalmente se utiliza una bajada en caso de ser una sola estructura o dos bajadas en estructuras con más de un poste. La resistencia de puesta a tierra en promedio debe ser de 25 ohmios o menos.
  
- d) *Herrajes:* los herrajes para el cable conductor, actualmente se están utilizando del tipo "libre de efecto corona" adecuados para realizar mantenimientos con línea energizada.

### **1.7.3 Otros aspectos a considerar**

Se debe prever el paso de la línea por cruce de carreteras, caminos, ríos, vías de ferrocarril. Para ello también se considera la



instalación de estructuras auxiliares necesarias para la adecuada libranza.

Se debe considerar los montículos de tierra o pequeñas imperfecciones en el terreno que dificulten una libranza correcta en el vano de la línea ya que en esos casos se debe de dar tratamiento al terreno para aplanarlo o realizar hundimientos para que no se vea afectado dicho parámetro.

La apertura de brecha se debe evaluar considerando un ancho máximo de brecha de 25 metros dependiendo de los tramos, la cual debe ser a lo largo de la línea de transmisión. No se realiza apertura de brecha en zonas de barrancos y en áreas laterales la poda será selectiva a nivel de árboles que rebasen los 3 metros de altura o aquellos que permitan un rápido crecimiento de su altura, topando con el vano de la línea.

## **1.8 Consideraciones económicas**

El análisis económico de líneas de transmisión se inicia con un análisis de carga, luego sigue con un análisis de pérdidas y luego el análisis del conductor existente en la línea de transporte de potencia.

Al tener el costo de pérdidas de potencia y de energía constituyen un costo importante que está relacionado con la eficiencia de la línea de transporte. Dichos costos se expresan en cantidad de dinero por año (Q/año). El costo de pérdidas de potencia se calcula considerando las pérdidas máximas de potencia y el costo de potencia anual.

Los costos involucrados en la línea de transmisión vienen dados por un costo fijo que contempla las estructuras y elementos físicos, mantenimiento e instalación y un costo variable dado por las pérdidas por efecto Joule. Cabe mencionar que los costos fijos se consideran nulos si la estructura ya existe, aunque si un tramo sufre un cambio de conductor, producto de un aumento en la demanda o en los flujos de potencia, se debe contemplar un costo adicional, y las pérdidas o costos variables se reajustan en función de los nuevos materiales a utilizar.

Es importante mencionar que los costos de operación y mantenimiento se dan en forma continua durante la vida útil del cable, por lo que el análisis económico se debe realizar considerando dichos costos en egresos.

Buscamos una metodología basada en la rentabilidad de las inversiones para lo cual se tiene las siguientes consideraciones:

Establecer la recuperación de capital por medio del valor presente de las inversiones y de los beneficios, los cuales se calculan:

$$VPN = VP(\text{beneficios}) - VP(\text{costos}) - \text{inversión}$$

En donde:

VPN                                      Es el valor presente neto del proyecto o plan a evaluarse.

VP(beneficios)                      Es el valor presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto o plan.

VP(costos) Es el valor presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan.

La inversión será el desembolso necesario para la implementación de una red.

Los beneficios serán los ahorros de pérdidas de potencia activa.

$C_{p\acute{e}rdidas}$  = costes pérdidas de potencia activa expresado en US\$

Donde:

$C_{p\acute{e}rdidas} = Potencia\_P\acute{e}rdidas \times (F_p \times Costo\_de\_Energ\acute{a} + 12 \times F_s \times Costo\_Potencia)$

Donde:

Potencia pérdidas: valor de potencia de pérdidas expresado en [kW]

Costo de Energía: Valor expresado en US\$/kWh

Costo de Potencia: Valor expresado en US\$/kW-mes

$F_p$ : Factor de pérdidas expresado por la expresión  $8760(0.15F_c + 0.85F_c^2)$  expresado en [Horas]

$F_c$ : Factor de carga definido en el inciso 1.8.1

$F_s$ : Factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema

El  $C_{p\acute{e}rdidas}$  estima según los factores indicados, la evaluación de la condición actual de la línea de transmisión en un año. Es importante utilizar el criterio de los valores de costo de energía y potencia según datos de AMM, para utilizar el precio en el mes que se está realizando el estudio, precios promedios o ponderados dependiendo del caso.

El valor de  $C_{pérdidas}$  será menor al mejorar las condiciones de la línea en relación a su coste de pérdidas, ya que para nuestro caso al tener un mejor voltaje, habrá menor caída de voltaje en el trayecto de la línea de transmisión y así habrá un menor valor de pérdidas, lo que reflejará un costo de pérdidas menor. Este cálculo se hará en el inciso 5.6.2

### **1.8.1 Factor de carga**

El factor de carga tiene importancia comercial pues indirectamente nos da una relación entre los kWh de energía consumida y los kW demandado, que se debe tener disponibles para responder a la demanda de la población (relación entre carga promedio y carga en hora pico).

$$F_c = \text{Energía (kWh)} / (\text{Potencia (kW)} * \text{Tiempo (Horas)})$$

### **1.8.2 Factor de utilización**

Es el índice del porcentaje en que está siendo utilizado un sistema respecto a su 100%. Puede ser fracción de la unidad o mayor que ella cuando la carga sobrepasa a la capacidad nominal de una red o circuito.

### **1.8.3 Factor de simultaneidad**

Es la máxima demanda de un grupo de cargas ocurrida en un mismo período de tiempo.

## **2 SITUACIÓN ACTUAL DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESPERANZA – HUEHUETENANGO 69 kV.**

### **2.1 Situación actual de la demanda**

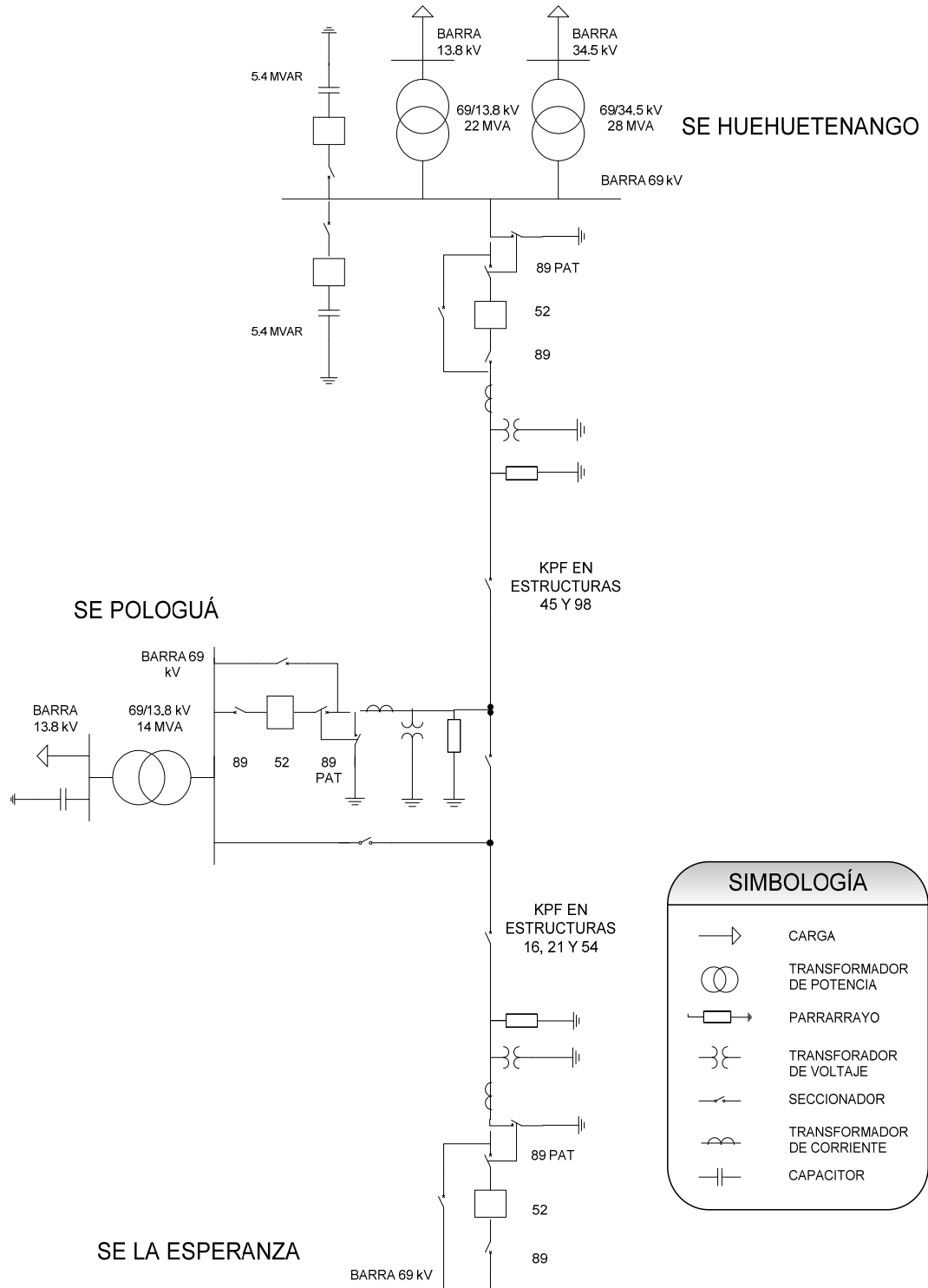
La demanda de la línea de transmisión en estudio, tiene dos componentes, la demanda que se compone de las redes que alimenta gran parte de la población de Totonicapán y parte del altiplano de Quetzaltenango lo que comprende las siguientes poblaciones: Cabricán, San Carlos Sija, Pologuá, Rancho de Teja, Momostenango, y aldeas circunvecinas. Y la componente de Huehuetenango, que es la cabecera del mismo departamento, que lo alimenta la EEM de Huehuetenango, la cual representa más del 50% de la carga que demanda el nodo.

### **2.2 Aspectos técnicos de la línea Esperanza – Huehuetenango 69 kV.**

La trayectoria de la línea de transmisión inicia en la subestación La Esperanza y finaliza en la subestación Huehuetenango, la cual se ubica entre los departamentos Quetzaltenango, Totonicapán y Huehuetenango.

A continuación presentamos el diagrama unifilar del esquema donde muestra en detalle los equipos primarios tales como CT's, PT's, pararrayos, seccionadores, interruptores entre otros:

**Figura 3. Diagrama unifilar línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango**



Fuente: Base de datos del AMM, 2009

La línea se compone de dos partes: Esperanza – Pologuá y Pologuá – Huehuetenango. En el primer trayecto de la línea de transmisión posee 85 estructuras repartidas en una longitud de 20 Kms. a un factor de 4.3 estructuras por kilómetro de línea. Esta provisto un solo conductor calibre 477 ACSR Hawk con una carga en promedio de 472 Amps. Posee equipo para realizar maniobras con seccionadores tipo KPF (seccionador para líneas de transmisión que permiten realizar aperturas o cierres con el fin de reducir la distancia de búsqueda de falla así como tiempo de indisponibilidad de la línea) en las estructuras 16, 21 y 54 tal y como se aprecia en el unifilar.

En el trayecto de Pologuá hacia Huehuetenango, la línea de transmisión posee una longitud de 40 kilómetros con 153 estructuras a un factor de 3.8 estructuras por kilómetro de línea, esto es debido a que la topografía del terreno es muy pronunciada y pasa el trazo de la línea por muchos barrancos, de la población de Pologuá hacia Malacatancito, razón por la cual se utilizan estructuras con vanos muy pequeños. Entre los equipos para maniobras se tienen seccionadores tipo KPF en las estructuras 45 y 98, para que en caso que exista alguna falla pueda limitar la longitud de la línea de transmisión a revisar por las cuadrillas.

A continuación mostramos datos generales que se utilizarán para cálculos posteriores:

### **Temperaturas del área de estudio**

Máxima:	40 °C
Media:	18 °C
Mínima:	-5° C

### **Período estacional aproximado**

Seca:	Diciembre – marzo
Transición:	Abril – mayo
Lluvia:	Mayo – octubre
Transición:	Noviembre
Precipitación pluvial anual:	Aprox. 3000 mm
Nivel Isocerámico:	60
Altitud máxima (msnm):	2200 msnm
Altitud mínima (msnm):	1800 msnm
Velocidad del viento:	100 Km/Hr

## **2.3 Crecimiento de la demanda de potencia en el área de Huehuetenango y Totonicapán**

A continuación mostramos el histórico de potencia y energía por subestación asociada a la línea de transmisión en estudio:

**Tabla I. Histórico de potencia por subestación**

MES	SE HUEHUETENANGO (kW)	SE POLOGUÁ (kW)
ENERO	39,300	9,039
FEBRERO	39,349	9,084
MARZO	39,462	9,114
ABRIL	39,060	8,895
MAYO	38,675	9,034
JUNIO	37,802	8,677
JULIO	38,581	8,861
AGOSTO	39,235	9,002
SEPTIEMBRE	39,669	9,601
OCTUBRE	39,171	9,372
NOVIEMBRE	40,273	9,508
DICIEMBRE	40,695	10,566



**Tabla II. Histórico de energía por subestación**

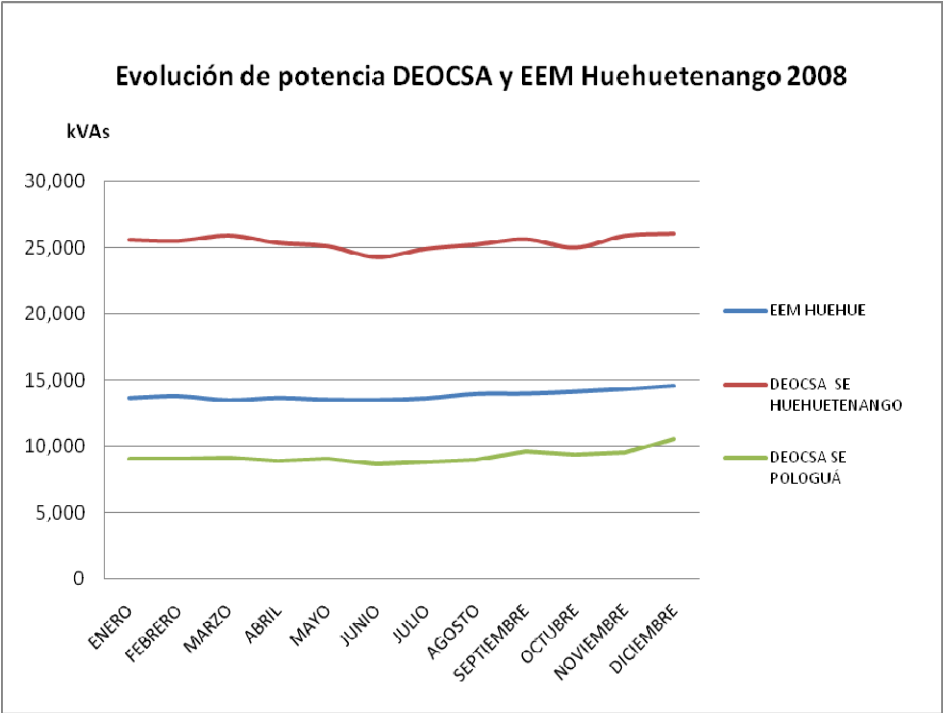
MES	SE HUEHUETENANGO (kWh)	SE POLOGUÁ (kWh)
ENERO	13,703,339	2,688,687
FEBRERO	13,006,008	2,498,640
MARZO	13,637,801	2,655,158
ABRIL	13,205,487	2,451,417
MAYO	13,773,874	2,603,853
JUNIO	13,025,619	2,532,352
JULIO	13,840,836	2,611,834
AGOSTO	14,137,913	2,554,477
SEPTIEMBRE	13,752,887	2,620,311
OCTUBRE	14,597,741	2,784,595
NOVIEMBRE	14,597,740	2,600,754
DICIEMBRE	15,155,676	2,926,008

**Tabla III. Resumen de potencia y energía por subestación incluyendo EEM de Huehuetenango**

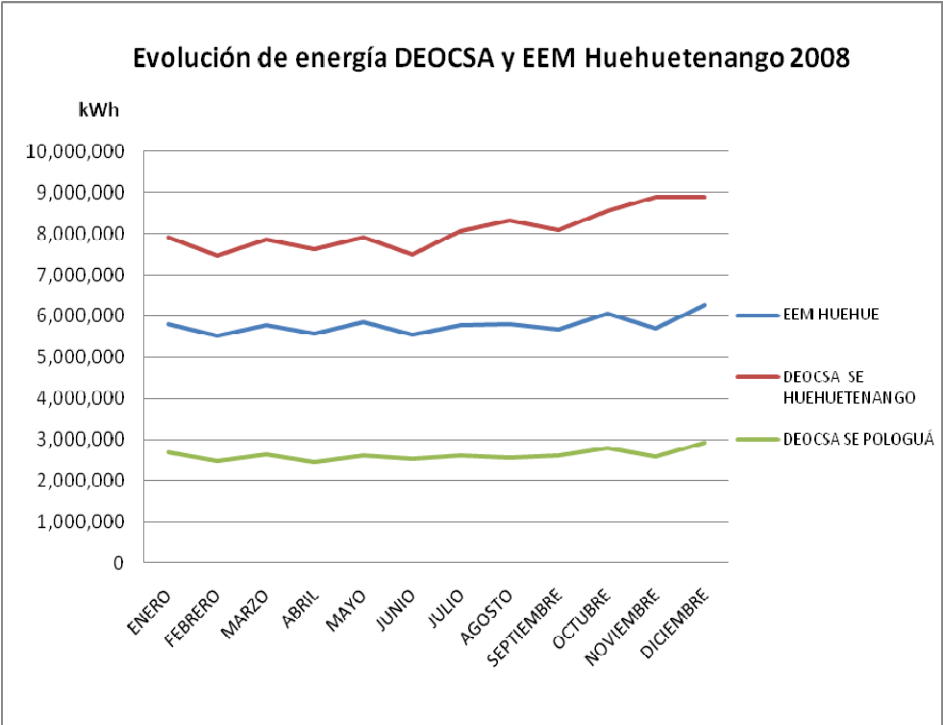
MES	POTENCIA			ENERGÍA		
	EEM HUEHUE (kW)	DEOCSA SE HUEHUETENANGO (kW)	DEOCSA SE POLOGUÁ (kW)	EEM HUEHUE (kWh)	DEOCSA SE HUEHUETENANGO (kWh)	DEOCSA SE POLOGUÁ (kWh)
ENERO	13,675	25,626	9,039	5,794,444	7,908,895	2,688,687
FEBRERO	13,801	25,549	9,084	5,525,587	7,480,422	2,498,640
MARZO	13,504	25,958	9,114	5,767,708	7,870,093	2,655,158
ABRIL	13,674	25,386	8,895	5,572,403	7,633,084	2,451,417
MAYO	13,543	25,132	9,034	5,850,558	7,923,316	2,603,853
JUNIO	13,519	24,283	8,677	5,533,769	7,491,850	2,532,352
JULIO	13,651	24,931	8,861	5,772,405	8,068,430	2,611,834
AGOSTO	13,980	25,255	9,002	5,805,127	8,332,785	2,554,477
SEPTIEMBRE	14,004	25,665	9,601	5,663,867	8,089,020	2,620,311
OCTUBRE	14,147	25,024	9,372	6,051,607	8,546,133	2,784,595
NOVIEMBRE	14,341	25,932	9,508	5,700,114	8,897,626	2,600,754
DICIEMBRE	14,590	26,104	10,566	6,260,770	8,894,906	2,926,008

Fuente: Registros de puntos frontera de Unión Fenosa

**Figura 4. Gráfico de evolución de potencia DEOCSA y EEM Huehuetenango**



**Figura 5. Gráfico de evolución de energía DEOCSA y EEM Huehuetenango**



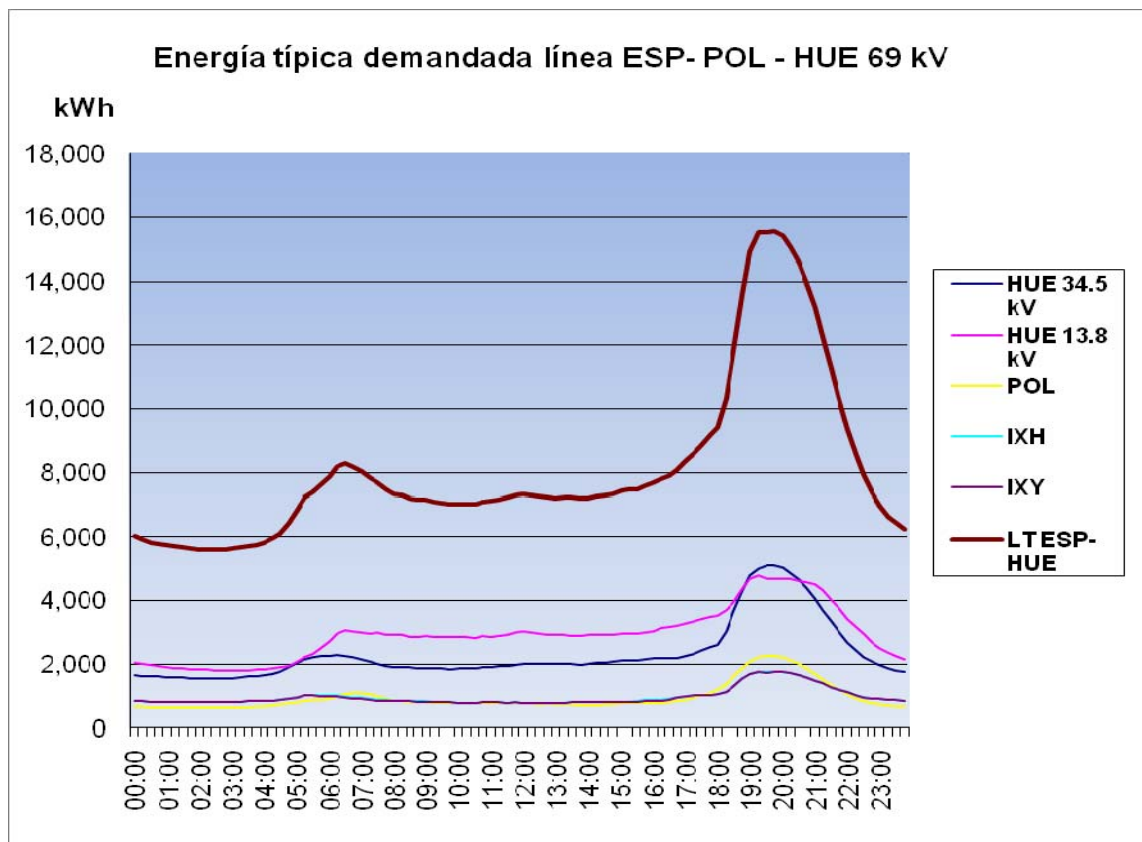
**Tabla IV. Evolución de la potencia y energía por subestación en porcentaje**

EVOLUCIÓN	POTENCIA (%)	ENERGÍA (%)
HUEHUETENANGO	3.5	10.6
POLOGUÁ	16.9	8.8

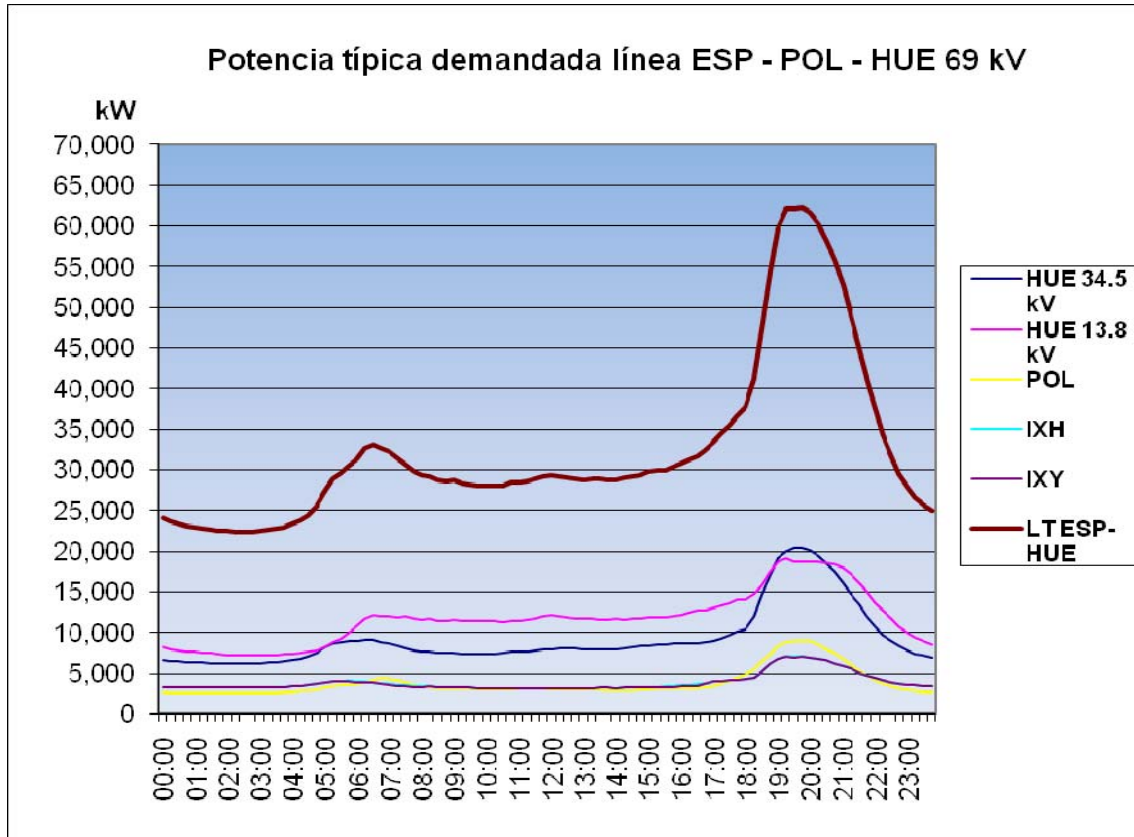
Fuente: Autor

Podemos calcular para el 2008, con base a datos estadísticos del Instituto Nacional de Estadística (INE) en el 2002, que Huehuetenango han crecido los hogares que poseen servicio eléctrico en un 11.78% desde el 2, mientras que en Totonicapán ha crecido en un 19.04%.

**Figura 6. Perfil de energía en un día típico por línea de transmisión**



**Figura 7. Perfil de demanda en un día típico por línea de transmisión**



Mostramos en la siguiente tabla el dato al cierre del 2008 con los suministros en servicio que la distribuidora DEOCSA, posee el área de estudio:

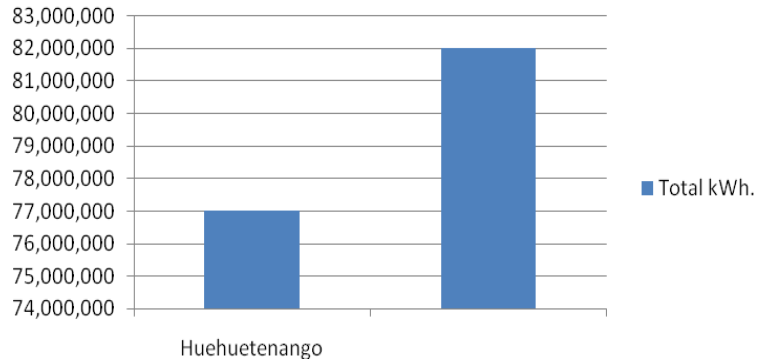
**Tabla V. Evolución de suministros por Departamento**

Departamento	Año	Suministros (clientes)
Huehuetenango	2002	97,256
	2007	124,734
	2008	124,009
Tonicapán	2002	52,157
	2007	76,743
	2008	77,449

Fuente: Censo 2002: XI de población y VI de Habitación; Datos de facturación de Unión Fenosa

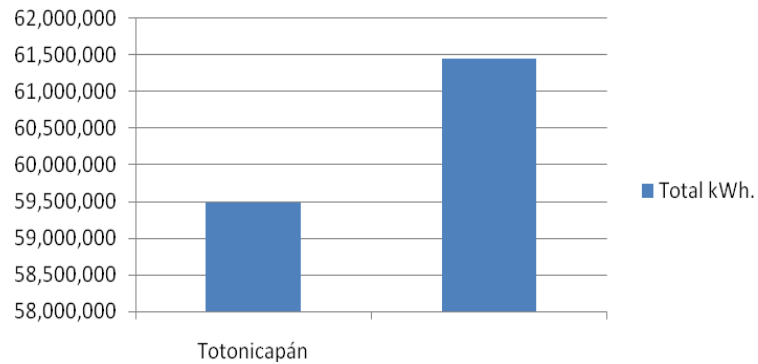
**Figura 8. Gráfico de evolución de consumo de energía Huehuetenango**

**Evolución consumo en kWh.  
Huehuetenango 2007 - 2008**



**Figura 9. Gráficos de evolución de consumo de energía Totonicapán**

**Evolución consumo en kWh.  
Totonicapán 2007 - 2008**



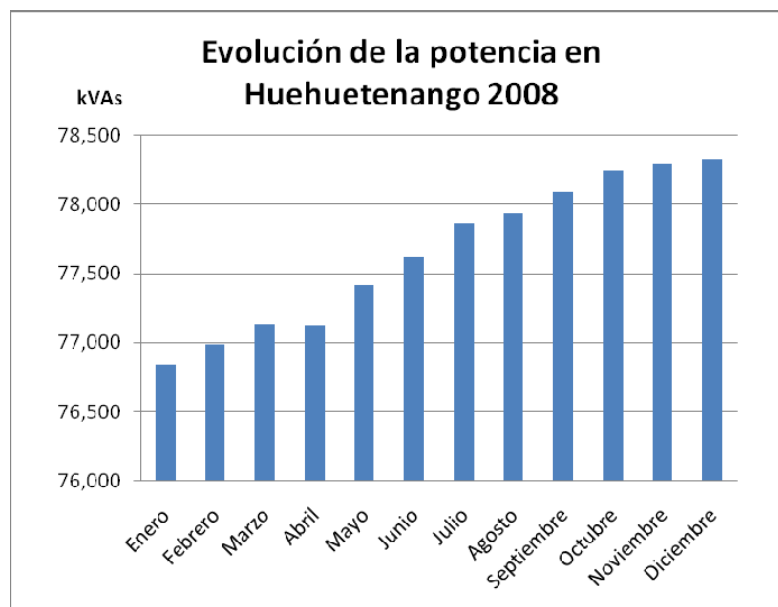
**Tabla VI. Evolución de la facturación de energía por Departamentos**

Departamento	Año	Total Clientes.	Total Energía Facturada (kWh)	Incremento %
Huehuetenango	2007	124,734	76,994,769	6.09%
	2008	124,009	81,988,529	
Totonicapán	2007	76,743	59,476,680	3.18%
	2008	77,449	61,430,373	

De lo anterior, se puede decir que la población tiene un crecimiento en consumo de energía del 4.6% por año tomando la media aritmética de los incrementos de las dos áreas utilizando la ley de crecimiento natural, con lo que podemos utilizar este dato para proyectar la demanda que tendrá a corto plazo, y determinar los puntos críticos de la situación actual de la línea de transmisión en estudio.

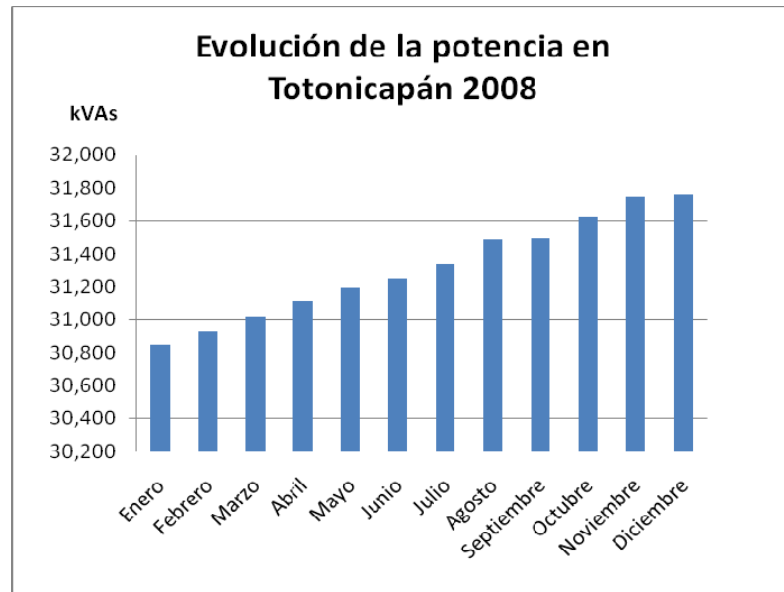
A continuación presentamos la evolución de la potencia instalada por departamento, según el área de estudio:

**Figura 10. Gráficos de evolución de potencia en departamento de Huehuetenango**



Fuente: Base de datos de potencias mensuales 2009, Unión Fenosa

**Figura 11. Gráficos de evolución de potencia en departamento de Totonicapán**



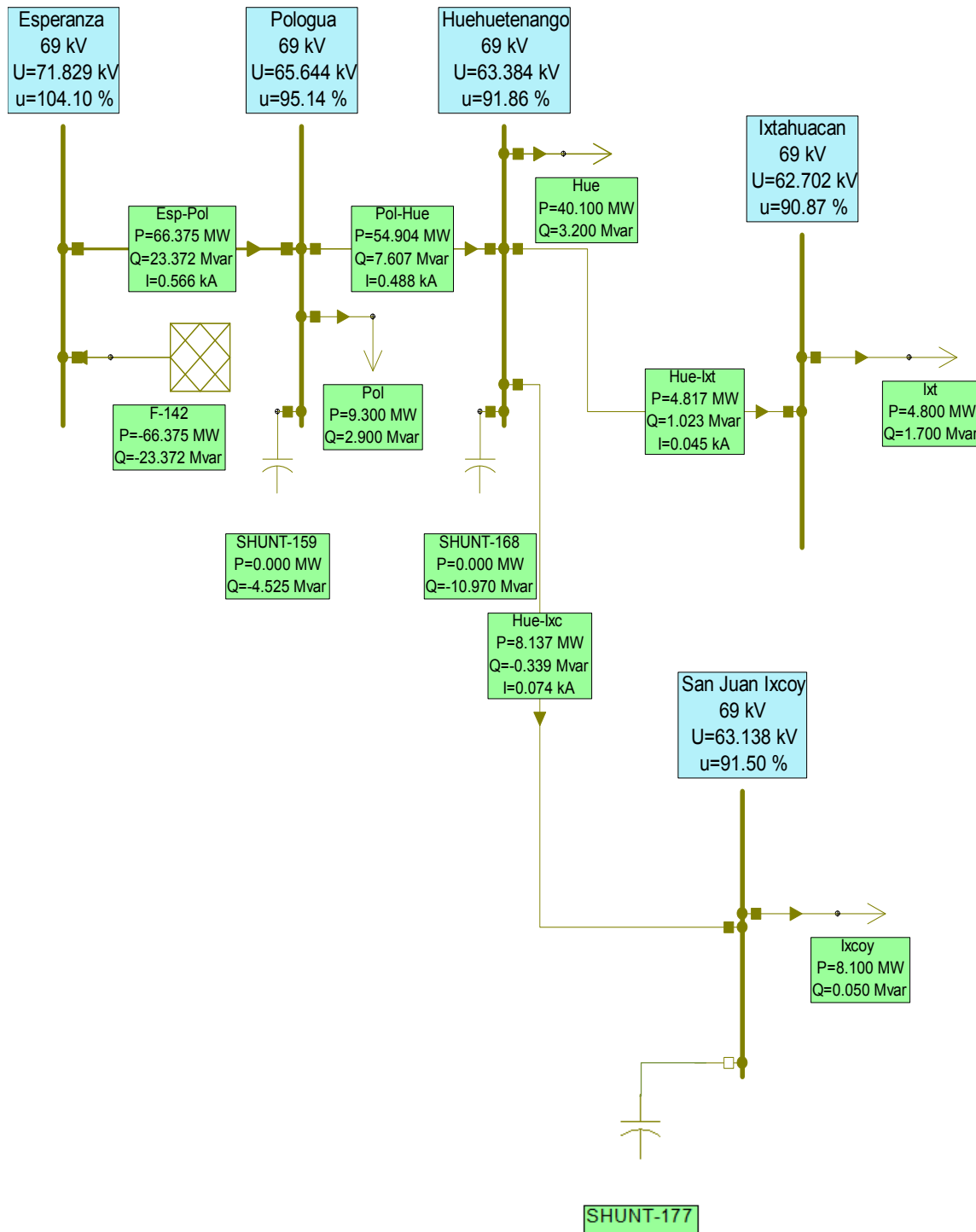
Fuente: Base de datos de potencias mensuales 2009, Unión Fenosa

#### **2.4 Estudio de flujo de carga caso 69 kV.**

El flujo de potencia se utiliza para la planeación de la expansión de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea.

El diagrama que se presenta es en base a los datos de la CNEE, para poder correr el caso base del sistema en estudio. Los datos utilizados para el estudio son los que demandan las subestaciones tanto en potencia como en energía ocurridos durante el 2008.

**Figura 12. Diagrama del estudio de flujo de carga línea Esperanza-Pologuá-Huehuetenango 69 kV (caso base)**



Fuente: Estudio de Flujo de Potencia de la Situación Actual corrido en Neplan®



## 2.5 Estimación de la regulación de voltaje caso 69 kV

La estimación de la regulación del voltaje la obtenemos del caso del flujo de potencia según los datos que se obtuvieron de su explotación actual.

Nos referiremos a las NTSD en su artículo 24 referente a las tolerancias para la regulación de voltaje permite un 5% máximo, tomando como índice para evaluar la tensión en el punto de entrega, la desviación porcentual respecto a la tensión nominal.

**Tabla VII. Tolerancias de regulación de tensión, según NTSD**

TENSIÓN	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	8	10
MEDIA	6	7
ALTA	5	

Los valores para el nodo de la subestación La Esperanza, se tiene un porcentaje de regulación del 97.58% (224.43 kV) respecto al nominal en la barra de 230 kV, mientras que en la barra de 69 kV se tiene un porcentaje del 104.1% (71.82 kV) respecto al nominal, lo que indica que tiene una buena regulación en la salida del nodo hacia Pologuá.

La potencia activa del nodo Esperanza 69 kV hacia Pologuá, transmite 66.086 MW de potencia activa, mientras el valor de potencia reactiva es de 26.810 MVar, con un porcentaje de cargabilidad de la línea del 71.6%. Las pérdidas de potencia activa en la línea son de 3.786 MW y la potencia de pérdidas reactiva es de 28.364 MVar. El valor de tensión está dentro de las tolerancias hasta la subestación Pologuá, que es una derivación de la línea en estudio que demanda parte de la energía transmitida, sin embargo hay cierto

decaimiento del valor de voltaje a medida que continúa la línea hacia la subestación Huehuetenango, donde el porcentaje de regulación llega al 63.38% respecto al voltaje nominal en horas pico, lo cual indica una transgresión a las tolerancias permitidas según las normas NTSD (ver Tabla VII.).

En la subestación Pologuá, tenemos 4 cargas de 13.8 kV importantes para el área rural de Tonicapán, que comprenden los circuitos Momostenango, San Bartolo Aguascalientes, Cabricán y Rancho de Teja, con un valor de demanda en activa de 8.585 MW y 1.613 MVar en reactiva, con una cargabilidad del transformador 69/13.6 kV del 61.38%.

Finalmente en el nodo de Huehuetenango se tiene un porcentaje de regulación del 91.86% respecto al valor nominal (69 kV), lo que indica que está fuera de tolerancia según las NTSD (5%).

A continuación evaluamos las condiciones de la línea operando a 69 kV:

**Tabla VIII. Valores de voltaje y su regulación (caso base)**

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW
San Juan Ixcoy	63.138	91.5	-33.3	8.1	0.05	0
Ixtahuacán	62.702	90.87	-32.6	4.8	1.7	0
Huehuetenango	63.384	91.86	-31.1	40.1	3.2	0
Pologuá	68.937	99.91	-13.1	9.3	2.9	0
La Esperanza	71.829	104.1	0	0	0	66.086

Fuente: Resultados del flujo de potencia caso base

El nodo de San Juan Ixcoy tiene un voltaje de operación entregado a través de la línea Huehuetenango – San Juan Ixcoy de 63.14 kV, lo que representa un 91.5% en regulación de voltaje, es decir está fuera de tolerancia, con capacitores abiertos.

En el Nudo de Ixtahuacán se obtuvo un 90.87% del valor nominal de operación, lo que representa un valor bajo de voltaje sin los capacitores cerrados. Asimismo para los nodo de entrega en Huehuetenango es del 91.86% lo que indica que en el punto de recibo es muy bajo para el valor de potencia de carga que es de 40.1 MW.

De lo anterior analizamos que el punto de entrega en Huehuetenango y hacia los diferentes nodos que dependen de la línea analizada, su regulación de tensión es de mala, por los valores de la tensión que exceden el rango establecidas por norma.

## 2.6 Estado de régimen de pérdidas en la línea de transmisión Esperanza – Huehuetenango 69 kV

En la siguiente tabla, se enuncian las actuales pérdidas a través de las líneas, nombrado según la subestación a la que pertenece, para tener referencia del análisis a realizar:

**Tabla IX. Resumen de pérdidas en línea de transmisión**

Nodo	Nomenclatura	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre	MW	MVar
Pologuá	POL-HUE	1.7354	13.6637
La Esperanza	ESP-POL	1.9989	15.8563
Ixtahuacán	HUE-IXH	0.0159	-0.7218
San Juan Ixcoy	HUE-IXY	0.0355	-0.4346
<b>Total Pérdidas (Caso Base)</b>		3.7857	28.3636

La línea Pologuá – Huehuetenango 69 kV transmite 54.787 MW de potencia activa hacia Huehuetenango, donde la potencia de pérdidas es de 1.7354 MW y 13.6637 MVar. El alto valor de pérdidas de reactiva corresponde al decaimiento del valor de voltaje en este tramo. En el inciso 2.9.2, se realiza el

cálculo del costo anual con el régimen de pérdidas actuales para la línea en estudio, para cuantificar el valor que encontramos a partir del flujo de carga.

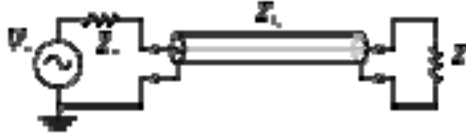
Para el caso de la línea Esperanza – Pologuá, transmite una potencia de 66.086 MW de Esperanza hacia Pologuá y tiene los valores en pérdidas de 1.999 MW en potencia activa y 15.8563 MVar en potencia reactiva, que indica la pérdida del valor de voltaje que se espera en ambos nodos (Pologuá y Huehuetenango).

Según estimaciones el porcentaje de cargabilidad de línea es del 67.34% para la línea Pologuá – Huehuetenango, y la línea Esperanza – Pologuá 69 kV. 77.52%. Los otros nodos: Huehuetenango – Ixtahuacán tiene en 6.39% de cargabilidad de la línea, mientras Huehuetenango – San Juan Ixcoy tiene un 10.34% de cargabilidad de la línea.

Para el nivel de voltaje actual, encontramos la cargabilidad de la línea en base al término SIL (*Surge Impedance Loading* por sus siglas en inglés), que significa la Impedancia de Característica de Carga. A partir de un par de conductores donde se está propagando la onda de voltaje y corriente en ausencia de reflexión, donde la impedancia característica de una línea sin pérdidas es un valor real que no tiene componente imaginaria, es decir

$$Z_0 = |Z_0| + j0$$

**Figura 13. Representación esquemática de una línea de transmisión con su impedancia característica**



Para una línea sin pérdidas tenemos:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} = R_0 + jX_0$$

Donde:

R: es la resistencia por unidad de longitud

L: es la inductancia por unidad de longitud

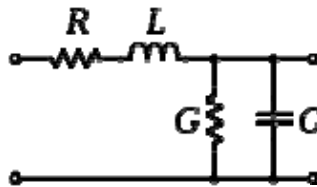
G: es la conductancia del dieléctrico por unidad de longitud

C: es la capacitancia por unidad de longitud

$j$ : es la unidad imaginaria

$\omega$ : es la frecuencia angular

**Figura 14. Representación esquemática de los componentes elementales de una línea de transmisión**



Para una línea sin pérdidas donde los conductores de la línea son perfectos y el medio dieléctrico que los separa no tiene pérdidas, R y G serán ambos igual a cero. Entonces la ecuación anterior de la impedancia característica se reduce a:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Observamos que el término imaginario  $j$  se cancela, haciendo la expresión  $Z_0$  un valor real. Dicho término que se define como impedancia característica, tiene significado teórico como la carga que es puramente resistiva y que es igual a la impedancia característica que se conecta en el punto de recibo de la línea de transmisión el cual no tiene resistencia, donde el voltaje aplicado en el punto de envío de la impedancia característica será enviado al final de la línea el cual será completamente absorbido en el punto de recibo.

En líneas de transmisión, la impedancia característica de una línea es expresada en términos de su SIL, es decir, es la carga de la línea donde ocurre un balance de potencia reactiva. El SIL se expresada en Megavatios (MW) según la fórmula indicada abajo, donde cumple dos características:

- a) No debe de fluir potencia reactiva hacia ninguno de los sentidos a lo largo de la línea
- b) Tener un perfil de voltaje aproximadamente igual a lo largo de la línea

$$SIL = \frac{V_{LL}^2}{Z_0} \rightarrow [MW]$$

Donde  $V_{LL}$  es el voltaje de línea a línea expresado en kV.

El SIL es dependiente solamente del voltaje de la línea, por lo tanto la longitud de la misma no es un factor en el SIL o en el cálculo de la impedancia característica. Por lo tanto el SIL es una medida de la capacidad de transferencia de potencia de la línea de transmisión.

Entonces:

- Cuando una línea se le aplica una carga por debajo de su SIL: actúa la línea como un capacitor en paralelo que suministra potencia reactiva al sistema, tendiendo a incrementar el voltaje del mismo.
- Cuando una línea se le aplica una carga por arriba de su SIL: la línea absorbe potencia reactiva actuando como un reactor en paralelo, tendiendo a decrecer el valor de voltaje.

Para nuestro caso, obtuvimos los valores de reactancia de las líneas Esperanza – Pologuá y Pologuá – Huehuetenango en 69 kV, para los cuales calculamos el SIL.

**Tabla X. Cálculo de SIL línea Esperanza - Huehuetenango 69 kV**

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	R (p.u.)	X (p.u.)	VLL (kV)	SIL (MW)	MAX TRANSFERENCIA DE POTENCIA ESTIMADA (1.5XSIL)
ESP-POL	0.05586	0.49361	69	6.8	10.2
POL-HUE	0.11222	0.38909	69	7.6	11.4
ESP-HUE			69	14.4	21.6

Fuente: Valores de resistencia y reactancia de base de datos del AMM

El valor del SIL de la línea de transmisión es de 14.4 MW, y utilizamos un criterio de ingeniería de RAYTHEON-EBASCO el cual es de utilidad para estimar el valor de máxima transferencia de potencia, multiplicando el factor 1.5 por el SIL de la línea de transmisión, calculado para la línea de Esperanza hacia Pologuá es de 21.6 MW. para el voltaje de operación actual.

## 2.7 Continuidad del servicio en línea de transmisión analizada

Realizamos la evaluación de la calidad del Servicio Técnico por medio del Sistema de Control de Los Participantes. Al haber una interrupción, caracterizada por su duración (TTIK) y su frecuencia (FMIK), tomando en cuenta únicamente las mayores a 3 minutos y causas no atribuibles a la distribuidora.

$$FMIK = \sum_j \frac{Qkfsj.}{Qki}$$

$$TTIK = \sum_j \frac{Qkfsj * Tfsj.}{Qki}$$

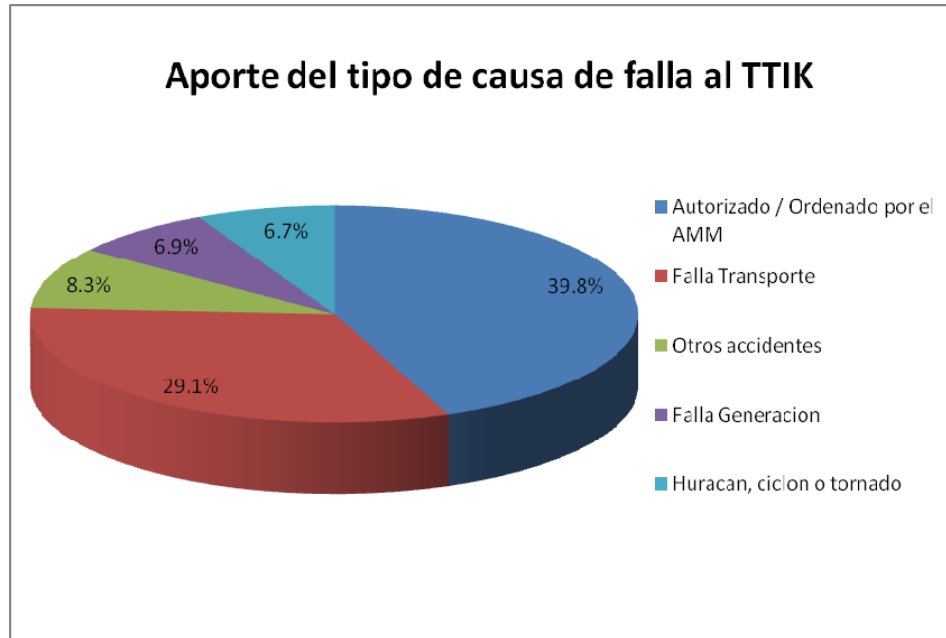
Para el sector de Huehuetenango y la carga en estudio, tenemos un valor del producto de potencia por tiempo de una potencia instalada al final del año 2008 de 841,596.5 kVAs, entonces utilizando la fórmula de TTIK:

$$TTIK = \sum_j \frac{Qkfsj * Tfsj.}{Qki} = \frac{11,504,144.37}{841,596.5} = 13.84 \text{ _ Horas / año}$$

Los datos se componen de 665 incidencias que se dieron durante el año 2008. Para ver el aporte de cada una de las causas al indicador, presentamos la siguiente gráfica:



**Figura 15. Gráfico de aporte de tipo de causa al indicador TTIK**



Fuente: Base de datos de incidencias Unión Fenosa

De ello podemos apreciar que la mayor parte se debieron a mantenimientos programados a la red de transporte y/o distribución y a fallas de transporte.

Para el indicador FMIK, según datos del 2008 tenemos:

$$FMIK = \sum j \frac{Qkfsj.}{Qki} = \frac{4,364,124.5}{841,596.5} = 5.27 \text{ _ Interrupciones / Año}$$

En cuanto al valor de TTIK para el área de Huehuetenango donde implica toda la carga de las subestaciones Huehuetenango, Ixtahuacán, Sacapulas, Soloma, San Juan Ixcoy y Jacaltenango, se calculó un valor anual (enero a diciembre 2008) de 13.84 horas la potencia instalada de la distribuidora DEOCSA.

A continuación analizamos los indicadores de calidad TTIK y FMIK para los sectores en estudio, según las tolerancias establecidas en el artículo 56 de la NTSD:

**Tabla XI. Tolerancias de indicadores FMIK y TTIK, según NTSD**

INTERRUPCIONES	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
Interrupciones Atribuibles a Distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones Atribuibles a Causas				
Externas a la Distribución	4		12	

Según los valores encontrados para TTIK y FMIK externo están fuera de tolerancia, con lo cual se indemniza según la norma NTSD, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$INIG = ENS\_sistema * CENS$$

$$ENS\_sistema_{por\_tiempo} = Dsistema * [(TTIK - TTIK\_límite) / 8760]$$

$$ENS\_sistema_{por\_frecuencia} = Dsistema * [(FMIK - FMIK\_límite)(TTIK / FMIK) / 8760]$$

Donde:

**INIG:** Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada Usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los Usuarios del Distribuidor.

**ENS sistema:** Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK (tiempo) y por FMIK (frecuencia) respectivamente en las fórmulas, en kWh.

D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).

CENS: Costo de la Energía No Suministrada del periodo de control dada en [Q / kWh].

Como se calcula semestralmente, tenemos para el segundo semestre del 2008:

Por tiempo:

$$ENS\_sistema = 72,563,292 * [(13.84269611 - 12) / 8760]$$

$$ENS\_sistema = 15,263.9379$$

Por frecuencia:

$$ENS\_sistema = 72,563,292 * [(5.271916067 - 4)(13.84269611 / 5.271916067) / 8760]$$

$$ENS\_sistema = 27,664.54439$$

Tomando el criterio del mayor de los datos calculamos la indemnización, en base al CENS del trimestre de control (Nov. 08 a Ene 09): 15.49809

$$INIG = 27,664.54439 * 15.49809 = Q428,747.60$$

Con la indemnización calculada podemos decir que es importante velar por la calidad del sistema.

## **2.8 Análisis a futuro de no realizar los cambios en la línea de transmisión actual**

Actualmente se disponen de tres opciones para realizar según el costo que se quiera invertir para dicho proyecto: el tender a doble circuito en 69 kV en la misma línea implica un costo mayor debido a la longitud de la línea y el calibre que posee actualmente lo cual indica no garantizar una mejora, así también no lo permiten las libranzas que deben tener ambos circuitos.

El realizar la conversión a 230 kV en sistema radial, lo que implica un costo relativamente alto debido a que las estructuras actuales no son las adecuadas para soportar los herrajes y demás materiales, equivale a realizar una línea nueva ya que requiere un adecuado diseño y libranzas que cumplan según los requerimientos que las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT), según Resolución 33-98 de la CNEE.

La tercera es realizar la conversión a 138 kV que aunque implique un costo, se pueden utilizar las mismas estructuras, modificando las libranzas entre fases y fase a tierra, así como elevando la altura de los postes o intercalando estructuras en 60 Kms. de longitud que tiene la línea en estudio.

Al no realizar ningún tipo de mejora en la red de transmisión actual, se dejaría que colapsara la línea según la cargabilidad que vaya en aumento en los nodos conectados. Aunado a ello, hay que proyectar que se tiene una subestación 69/13.8 kV en Jacaltenango y 69/13.8 kV en Barillas, lo que implicaría que baje el nivel de voltaje a medida que se expanda el Plan de Electrificación Rural (PER), por haber bastantes comunidades que no están electrificadas, pero que ya se tiene proyectados para que puedan a corto plazo acceder a este servicio esencial.

Con la reconversión a 138 kV se busca que sea el proyecto más rentable a un menor costo por el cambio de voltaje, así también que no implique desmejorar la regulación del voltaje, que es una de las principales actividades de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.

También hay que recalcar que el transformador tanto de 69/13.8 kV como el de 69/34.5 kV están operando en el tap No. 5 que es el máximo para poder regularlo manualmente y modificar de alguna forma el nivel de voltaje que llega a Huehuetenango.

Entonces, los transformadores de potencia en la subestación Huehuetenango están trabajando en máximo tap para regular el voltaje, con lo que consigue tener un valor de voltaje adecuado a ciertas horas. Para ver el límite de no hacer cambio alguno, sabemos que el principal equipo para toda subestación es el transformador de potencia, por lo cual realizamos el cálculo de daño térmico y mecánico para el caso del transformador de 69/13.8 kV que es el más crítico por tener una corriente alta en el lado de baja tensión (13.8 kV).

A continuación mostramos las categorías de los transformadores de potencia según las normas ANSI relacionadas con el daño de transformadores (ANSI/IEEE C57.12.00-1980)

**Tabla XII. Categorías de transformadores trifásicos**

<b>Categoría</b>	<b>Trifásicos (kVA)</b>
<b>I</b>	14 a 500
<b>II</b>	501 a 5,000
<b>III</b>	5,001 a 30,000
<b>IV</b>	> de 30,000

Para la curva de daño y reducida para trafo de 22 MVA con impedancia del 7.0%, conexión delta en 69 kV. y conexión estrella aterrizada en 13.8 kV., definimos en función de la corriente nominal ( $I_{nom}$ ):

$$I = \frac{1 p.u.}{0.07 p.u.} = 14.28 * I_{nom}$$

Donde el valor de la corriente nominal definida como  $I_{nom}$ , es:

$$I_{nom} = \frac{22,000 \text{ kVA.}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 184.08$$

La ecuación de daño del transformador para altas corrientes de corto circuito está definida por la ecuación:

$$I^2 * t = K$$

Utilizando la anterior expresión, evaluada en t igual a 2 segundos como el tiempo máximo que puede soportar el trafo sin daño, encontramos:

$$\begin{aligned} I^2 t &= K \\ (14.28)^2 * 2 &= K \\ K &= 408.16 \end{aligned}$$

Para encontrar el otro punto de daño, se evalúa para un 50% de la corriente que soporta, es decir  $7.14 * I_{nom} = K$

$$\begin{aligned} I^2 t &= K \\ \text{despejando} \\ t &= \frac{408.16}{(7.14)^2} = 8 \text{seg} \end{aligned}$$

Entonces, encontramos los tiempos, sin embargo necesitamos los valores en Amperios para el 50% y 100% de la corriente máxima de falla, evaluando la expresión para la corriente en función del porcentaje:

$$I_{50\%} = 14.28 * 0.5 * 184.08 = 1314.33 \cong 1,314 A.$$

$$I_{100\%} = 14.28 * 1.0 * 184.08 = 2628.66 \cong 2,629 A.$$

Encontramos diferentes valores para la curva:

**Tabla XIII. Valores para construir curva I vrs. t**

% de I falla	I	t
50%	1314	8.0
60%	1577	5.6
70%	1840	4.1
80%	2103	3.1
90%	2366	2.5
100%	2629	2.0

Fuente: Autor

En el caso de daño térmico se realiza la gráfica reducida según ecuación:

$$t = \frac{1250}{I^2}$$

Esta es una ecuación experimental que identifica los valores del número de veces la corriente base para tiempos menores a 2 segundos.

En el caso de transformadores categoría II, III o IV, debido a que se someten a grandes corrientes de corto circuito, las fuerzas mecánicas axiales y radiales son las que ocasionan daño a los mismos.

Encontramos los valores para realizar la gráfica de corriente vrs. tiempo:

**Tabla XIV. Valores de tabla I vrs. t**

I	t
2	2000
5	50
10	12.1
20	3.2
50	0.5

Fuente: Autor

Entonces los datos calculados a continuación, definen la capacidad de soportar corrientes de corto circuito, sin que sufra daño mecánico el transformador, que son los que ocasionan entre el 50% y 100% de la falla máxima para transformadores categoría III y IV.

**Tabla XV. Valores de corto circuito en barra de 69 kV Huehuetenango**

Voltaje	Inom (Amperios)	I100% (Amperios)	I50% (Amperios)
13.8 kV	184	2,629	1,314
34.5 kV	234	3,281	1,641

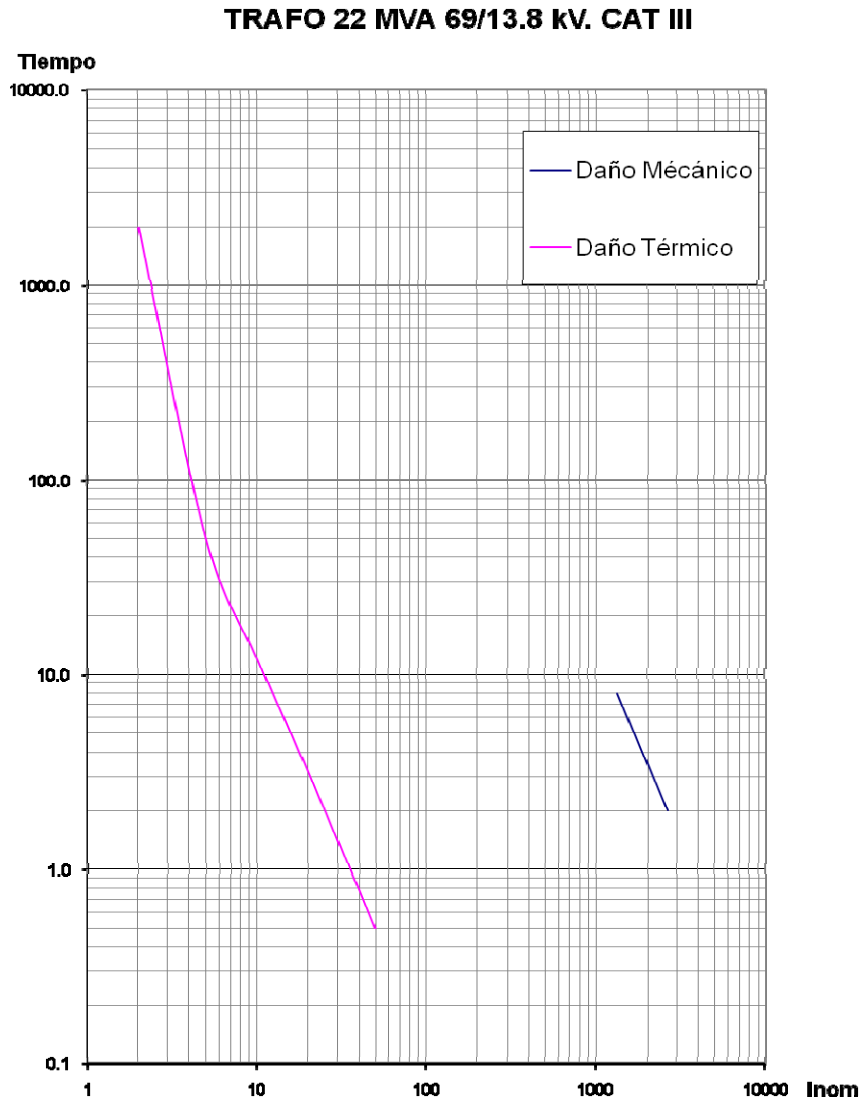
Nota: La impedancia del trafo 69/34.5 kV es de 7.14% y del trafo 69/13.8 kV es del 7%

El valor de la falla máxima se calcula asumiendo que la única impedancia que limita a la corriente es la impedancia del propio transformador, es decir na falla alimentada desde una barra infinita. Por lo tanto el valor en barra de 69 kV no debe sobrepasar al menor de los valores de la I100% calculados en la tabla anterior, es decir de 2,629 Amperios.

A continuación mostramos la gráfica en escala logarítmica del daño que sufriría el trafo a medida que tenemos una corriente de corto circuito por daño térmico o por daño mecánico, para el caso del trafo 20/22 MVA.



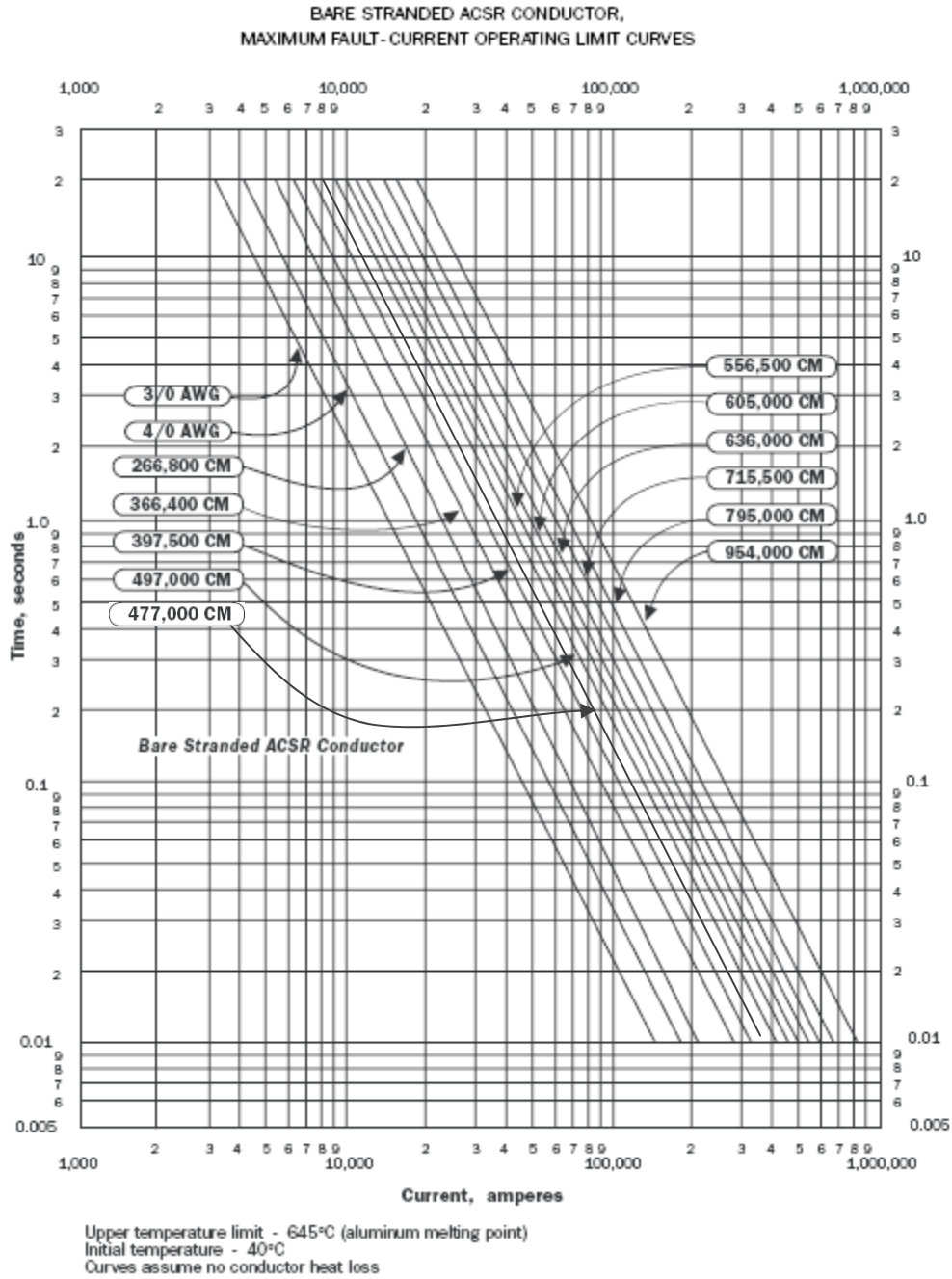
Figura 16. Curva Log-Log de corriente por daño mecánico y térmico



Fuente: Autor

Para el caso del conductor habrá un momento en que haya una falla asimétrica tal que el conductor supere los límites establecidos por el fabricante y llegue a cristalizarse en donde ocurra la falla. A continuación mostramos la curva logarítmica característica del conductor 477 con sus límites de operación:

**Figura 17. Curva característica de conductor Hawk 477 ACSR**



Fuente: Southwire Corporation, *Southwire Overhead Conductor Manual*, No. 3-3

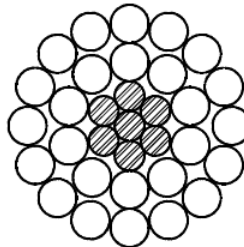
## 2.9 Estimación colapso de línea de transmisión

Con el fin de estimar el colapso de la línea, tendremos dos tipos de análisis tomando en cuenta el criterio por límite térmico y el agotamiento de la línea por regulación de tensión.

### 2.9.1 Criterio por límite térmico

A continuación mostramos el perfil del conductor compuesto de hilos interiores acero galvanizado de alto grado de esfuerzo mientras los exteriores son los de aluminio son hilos colocados concéntricamente de aluminio 1350.

**Figura 18. Perfil de conductor Hawk 477 MCM**



Entonces de los valores de tabla de *Southwire Company*, tenemos los valores para el conductor Hawk 477 con los siguientes datos:

**Tabla XVI. Características eléctricas conductor Hawk 477 MCM**

Característica	Valor
Palabra clave	Hawk
Calibre kcmil	477
Hilos (Aluminio/Acero)	26/7
Resistencia (Ohms/1000 pies) @ 75°C	0.0436
Resistencia (Ohms/km)	0.143008
Ampacidad (A)	659

Según podemos observar que los datos que tenemos para diferentes amperajes de acuerdo a las características eléctricas enunciadas anteriormente, con el fin de ver el comportamiento de pérdidas del conductor a medida que aumenta la corriente, donde la línea vertical en color rojo indica la ampacidad permisible para el conductor Hawk antes que sufra alguna deformación:

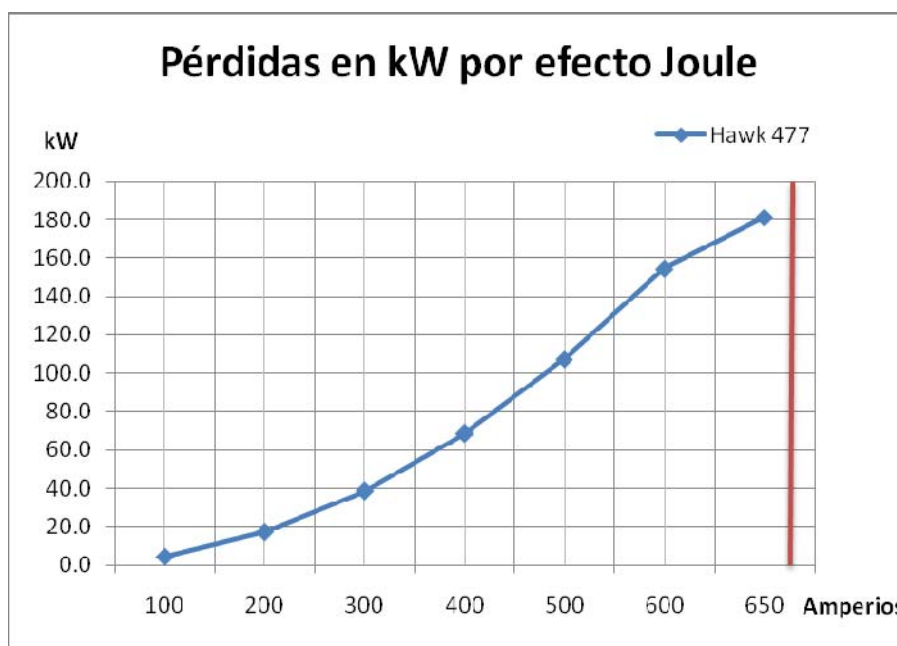
**Tabla XVII. Valores de kW de pérdidas por efecto Joule**

Amperaje	100	200	300	400	500	600	650
kW	4.290	17.161	38.612	68.644	107.256	154.449	181.263

Fuente: Cálculos en base a características eléctricas de Hawk 477 MCM

A continuación realizamos el trazo de los valores de la tabla XVII, para tener una mejor idea de la tendencia de pérdidas:

**Figura 19. Gráfica de pérdidas por efecto Joule**



Fuente: Datos en base a cálculos de tabla XVII

Según los datos de RUS en su boletín 1742E-200 en la tabla D-1, muestra que la capacidad para 167°F (75°C) en el conductor es de 796 Amperios para tiempo de invierno, cuando la temperatura es de 0°C en el ambiente. Y en tiempo de verano o seco la ampacidad se ve limitada a 522 Amperios a 167°C (75°C) en el conductor siendo la temperatura del ambiente 40°C (máxima tempertura registrada en el área de estudio).

De acuerdo a dicho historial de temperaturas donde se encuentra la línea de transmisión, se mantiene dentro de los límites ya que se está manejando por los 553 Amperios por fase hasta de la Esperanza hacia Pologuá, y 458 Amperios de Pologuá hacia Huehuetango, por lo cual podemos afirmar que por el momento no llega la línea al límite térmico del conductor.

Si conocemos las constantes de la línea podemos trazar una gráfica que permita graficar la caída de tensión en función del los kW/km por medio de la siguiente ecuación:

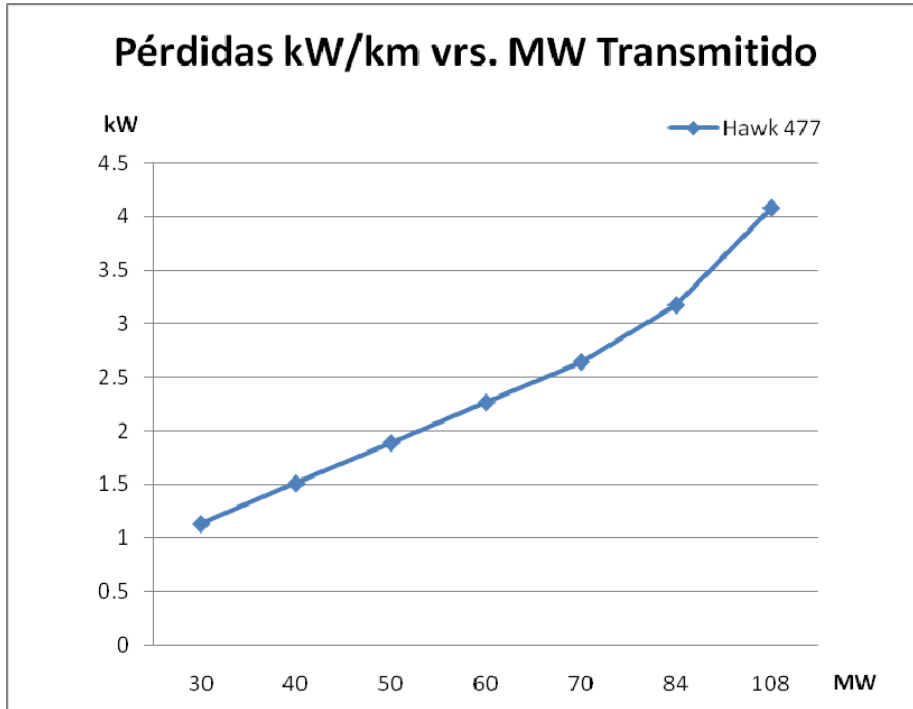
$$\Delta V\% = P / (r \cos\phi + x \text{sen}\phi) / (V^2 \cos\phi)$$

**Tabla XVIII. Constantes eléctricas conductor Hawk 477 MCM**

<b>Parámetro</b>	<b>Constante</b>
Voltaje L-L	69
cos(fi)	0.99
fi	0.1415395
sen(fi)	0.1410674
R (ohms/km)	0.1430080
X (ohms/km)	0.2579242

Fuente: Constantes para conductor Hawk 477 MCM de tablas de *Southwire*

**Figura 20. Gráfico de pérdidas por Km de línea vrs. potencia transmitida**



Fuente: Autor

En el boletín de RUS 1742E-200 en la tabla D-2 que indica acerca de los límites de potencia a transmitir por una línea según tipo de conductor (en nuestro caso Hawk 477), para 69 kV durante la época seca puede transmitir hasta 84 MVA a 100°C de temperatura en el conductor, mientras que en época de invierno 108 MVA de potencia puede transmitir a 100°C, por cual confirmamos que no se llega a transmitir al día de hoy esta cantidad de potencia en la línea en análisis ni en hora pico ni en su día de máxima demanda.

Tomando en cuenta que el límite térmico es dependiente de las pérdidas debido al efecto Joule, donde la temperatura por el paso de la corriente, expande y estira el conductor, los cuales dependen de tres factores:

- calor solar
- transferencia por convección
- radiación de calor del conductor

Lo anterior da como resultado valores dependientes de la temperatura estimando las pérdidas  $I^2R$  para las condiciones de temperatura de la aplicación, totalizando:

$$Pérdidas\_Totales = 3 * I^2R$$

Calculando las pérdidas de la línea por efecto Joule:

**Tabla XIX. Valores de pérdidas por efecto Joule**

Línea de Transmisión	ESP-POL	POL-HUE	HUE-IXH	HUE-IXY
Pérdidas en kW efecto Joule	2,623.7	5,409.6	69.6	211.7

Fuente: Datos calculados con información de medidores punto frontera de las barras asociadas al estudio

Encontramos que los valores no varían con la distancia en forma lineal, y no coinciden con el gráfico mostrado anteriormente, ya que son valores de kW por kilómetro de línea mientras que la tabla anterior se incluye el dato de la longitud de las líneas asociada a cada par de nodos y el amperaje que opera cada una.

Para la estimación del colapso térmico de la línea utilizamos la siguiente tabla, tomando como base el crecimiento de la demanda de los usuarios en dicha área es del 4.6% anual, que fue el dato de crecimiento poblacional en el área de estudio encontrado anteriormente:

**Tabla XX. Año de colapso térmico**

Año	Corriente (Amps.)
2008	553
2009	578
2010	605
2011	633
2012	662

Fuente: Cálculo basado en crecimiento anual de demanda del 4.6%

Considerando el sistema en análisis como una línea corta por ser menor a 80 Kms, concluimos que según criterio del límite térmico en el año 2,012 (color rojo) colapsaría por estar llegando al valor de ampacidad permisible según datos del fabricante.

### **2.9.2 Criterio según regulación y pérdidas de la línea con compensación de reactiva**

A continuación mostramos la tabla en base a los datos encontrados de potencia que transmite la línea de acuerdo a la nomenclatura del AMM:

ESP-POL: Esperanza – Pologuá  
POL-HUE: Pologuá – Huehuetenango  
HUE-IXH: Huehuetenango – Ixtahuacán  
HUE-IXY: Huehuetenango – San Juan Ixcoy (Soloma)

Primero establecemos la longitud de cada tramo de la línea que vamos a analizar y encontramos la corriente por fase. Luego encontramos la caída de tensión a partir del valor eficaz de operación que es de 69 kV.

$$\text{Caida\_Tensión} = I(\text{fase}) * R(\text{conductor}) * \text{Longitud\_tramo}$$



A continuación, encontramos el valor de regulación en base a la fórmula:

$$\text{Regulación} = 1 - \frac{\text{kV(monofásicos)}}{69\text{kV}/\sqrt{3}}$$

Para encontrar las pérdidas utilizamos la siguiente fórmula:

$$\text{kW}_{\text{Pérdidas}} = 3 * \left[ \frac{I(\text{fase})^2 * R(\text{conductor}) * \text{Longitud}_{\text{tramo}}}{1000} \right]$$

A continuación mostramos los valores encontrados en base al análisis indicado:

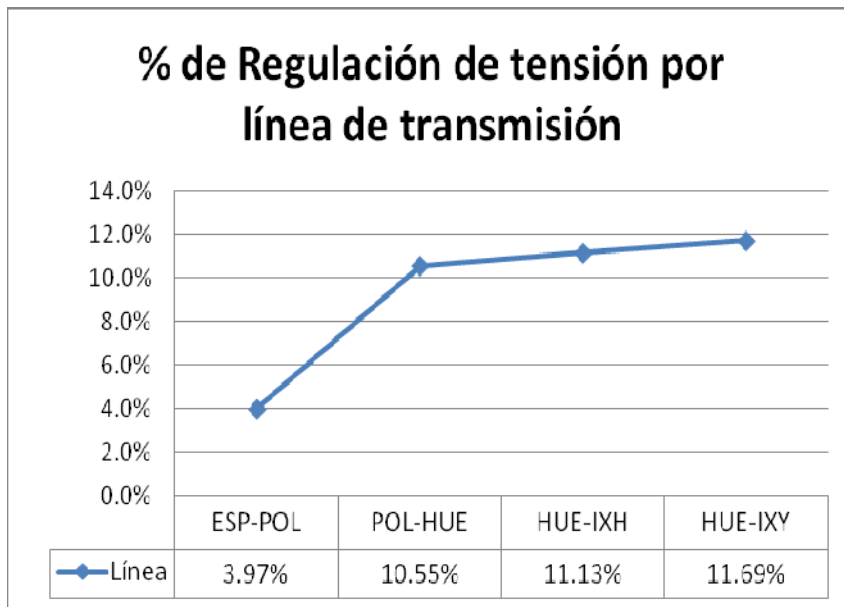
**Tabla XXI. Valores de regulación y pérdidas de la línea con compensación reactiva**

Línea de Transmisión / Característica	ESP-POL	POL-HUE	HUE-IXH	HUE-IXY
<b>MVA</b>	66.1	54.8	4.8	8.1
<b>Longitud</b>	20.0	40.0	39.9	46.5
<b>Amperios/Fase</b>	553.0	458.4	40.3	68.1
<b>Caída Tensión kV</b>	1581.6	2622.3	230.2	452.6
<b>kV Monofásicos</b>	38.3	35.6	35.4	35.2
<b>KV Trifásico</b>	66.3	61.7	61.3	60.9
<b>Regulación</b>	3.97%	10.55%	11.13%	11.69%
<b>kW Perdidas</b>	2,623.7	3,606.4	27.8	92.4

Fuente: Cálculos realizados con información de medidores punto frontera de las barras asociadas al estudio

En base a los datos anteriores construimos la gráfica que muestra la regulación de tensión que llega al punto de recibo de los nodos que están conectados a la línea en estudio:

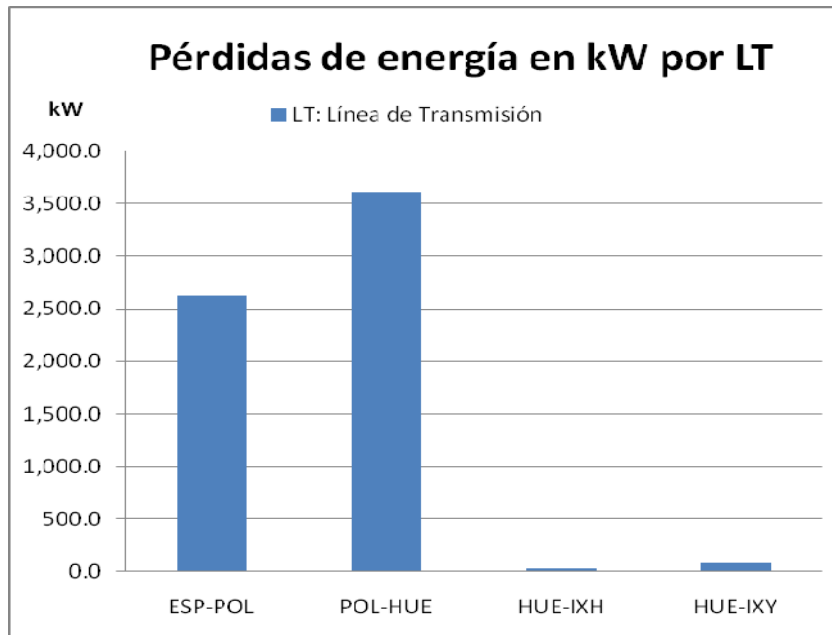
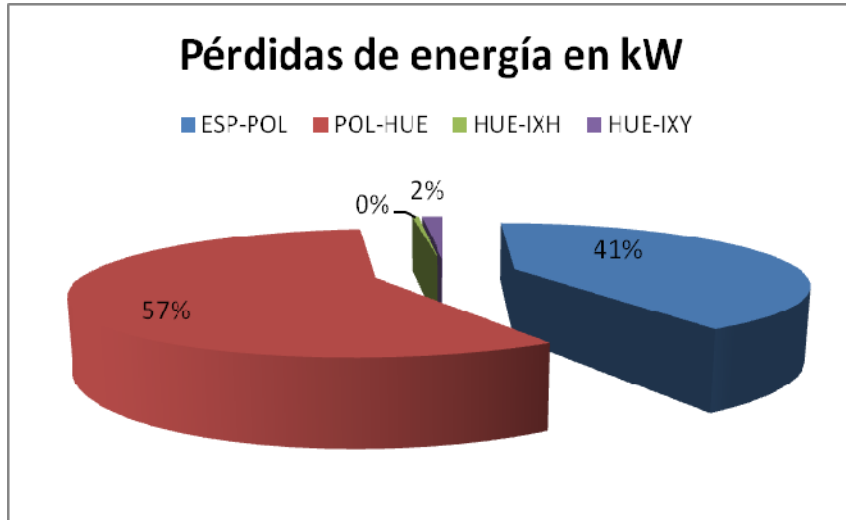
**Figura 21. Porcentaje de regulación de tensión para el área de estudio**



Fuente: Datos de tabla XXI

En las siguientes gráficas muestra el desglose de pérdidas de energía, según los nodos interconectados radialmente, para mostrar que de Pologuá hacia Huehuetenango tenemos la mayor cantidad de pérdidas, no así de Huehuetenango hacia San Juan Ixcoy y hacia Ixtahuacán:

**Figura 22. Porcentaje y valores en kW de pérdidas de energía para el área de estudio**



Fuente: Datos de tabla XXI

Podemos decir que el cálculo por pérdidas es más exacto que el de límite térmico, ya que podemos apreciar a partir de datos reales el punto de operación de la línea, concluyendo que está en tolerancia en cuanto a regulación de

tensión hasta del nodo Esperanza hacia Pologuá; y de Pologuá hacia Huehuetenango así como sus demás puntos de interconexión radial están fuera de límite.

Entonces se puede decir que la línea está colapsada o agotada, es decir está en un punto de operación no óptima, porque rebasa los criterios de operación y regulación normado, por lo que no llegará al límite térmico por el momento ya que antes que eso ocurrirá que la regulación será muy mala que provocará que durante las horas de mayor consumo, provocando bajo voltaje de entrega y altas corrientes de pérdidas, para mantener el valor de la potencia constante en las cargas que alimenta la línea.

Por lo tanto establecemos que el criterio por regulación y pérdidas de energía es más exacto y certero en cuanto a la operación de la línea, no así el criterio de límite térmico ya que este último se basa únicamente en el valor de corriente de la línea antes de llegar a dañarse, sin tomar en cuenta el resto de factores que se incluyen en la red.

Si realizamos el cálculo para valorizar las pérdidas anuales tomando como base los datos encontrados de energía de pérdidas por nodo y el costo por kWh al cierre del año 2008 (Dato trimestral Nov 08 – Ene 09), tenemos:

$$Pérdidas\_Totales = kW\_calculados * FP * 8760 * costo\_kWh$$

Donde:

kW\_calculados : es el valor en kW de energía de pérdidas encontrado según cálculo

FP: es el factor de pérdidas igual al 0.3

Costo\_kWh es el costo de la energía expresado en Q/kWh 1.258835

Entonces, encontramos:

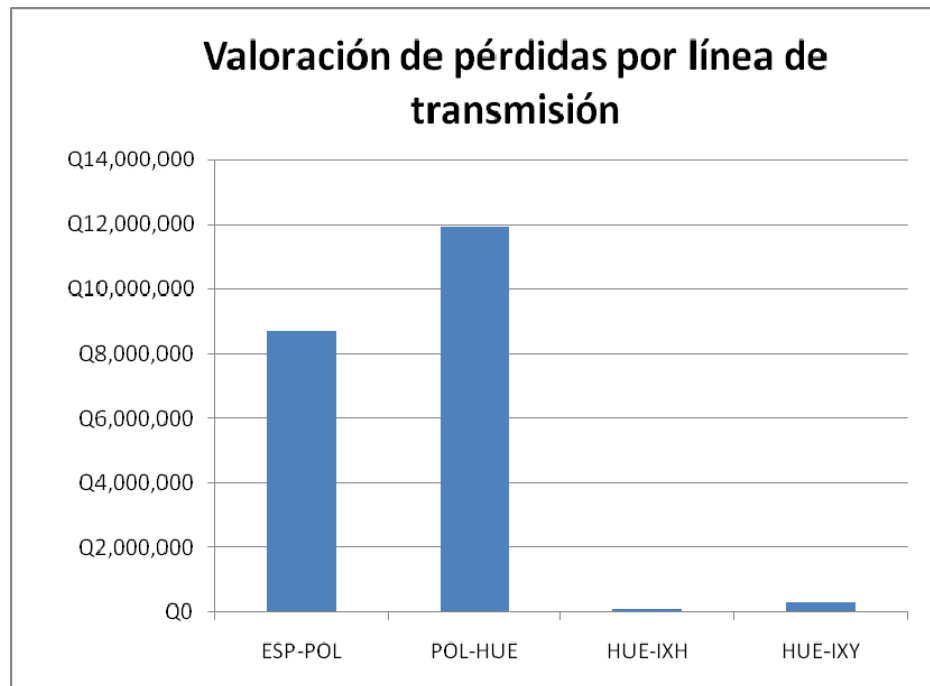
**Tabla XXII. Valorización anual de pérdidas por línea de transmisión en Quetzales**

Línea de Transmisión	ESP-POL	POL-HUE	HUE-IXH	HUE-IXY
Valoración de pérdidas en un año	Q8,679,711	Q11,930,849	Q92,053	Q305,758

Fuente: Cálculos realizados en base a valores de tabla XXI

El gráfico muestra los valores encontrados:

**Figura 23. Gráfico de valorización de pérdidas por línea en Quetzales**



Fuente: Datos de tabla XXII

De lo anterior concluimos que las pérdidas de energía vienen directamente proporcionales a la valorización de las mismas, y que el costo de pérdidas viene asociado al costo de venta de energía del transportista a cada

distribuidora. Toda pérdida del sistema de transmisión viene dada por la diferencia entre lo que sale de la barra de la Esperanza en 69 kV y lo que llega a la barra de Huehuetenango 69 kV que no es vendido, valorizando las pérdidas al precio de oportunidad de la energía siendo este el valor económico de las pérdidas. Así también, toda pérdida asignada a la demanda es igual a la valorización del consumo por el precio nodal promedio ponderado, según la normas de coordinación del AMM.

### **3 CAMBIO DE TENSIÓN EN LÍNEA 69 kV ESPERANZA – HUEHUETENANGO A 138 kV**

#### **3.1 Proyección del cambio de tensión de 69 a 138 kV**

Cuando se realiza el proyecto de elevar el nivel de voltaje en una línea, se debe tener en cuenta que la línea existente tiene ciertas características, las cuales se requiere revisar previamente para determinar que las estructuras existentes tienen el soporte suficiente ante la conversión, así como las distancias eléctricas que se requiere.

Si las estructuras existentes soportan un esfuerzo mecánico adicional debido al peso de los herrajes y accesorios, así como la modificación de su altura, entonces la reconversión puede ser posible con un mínimo de costo en cuanto a materiales y obra.

Entre los métodos utilizados para modificar o reconvertir una línea, podemos mencionar:

- Reconductorado
- Conductores paralelos (doble as, triple o cuádruple as)
- Retensar conductores existentes
- Incrementar el voltaje de línea utilizando el mismo conductor
- Incrementar la temperatura de operación utilizando el mismo conductor

### **3.1.1 Reconductorado**

Como su nombre lo indica, significa remover el conductor existente del circuito y se instala un solo conductor que pueda validar la modificación de la técnica utilizando las mismas estructuras, sabiendo que se debe de aplicar a la estructura el esfuerzo mecánico y libranza necesaria para acomodar las cargas en forma vertical y transversal, incrementando la flecha del conductor.

### **3.1.2 Conductores en as (*Bundle Conductors*)**

Es otra técnica utilizada para modificar la línea, cuyos soportes (estructuras) tienen un exceso de esfuerzo mecánico en la configuración existente así como altura de línea al suelo, lo cual permitirá tener suficiente libranza para incrementar el nivel de aislamiento y el voltaje de operación.

En voltajes iguales o menores a 345 kV se utilizan conductores horizontales en doble as, debido a que permite minimizar la libranza adicional de fase a tierra ya que el mismo calibre del conductor es utilizado y la misma flecha puede utilizarse.

Los conductores por fase en disposición vertical se utilizan en la mayoría de situaciones como la disposición de conductores horizontales, pero requieren una mayor altura en el conductor que se está incluyendo en el arreglo. Según el NESC y REA, requieren un mínimo de 305 mm (12") hasta 356 mm (14"), sin embargo una de las ventajas es que el nuevo conductor se puede instalar en la posición más alta de la configuración, mientras el conductor existente se puede quedar en la posición más baja.



### **3.1.3 Retensado**

Si el conductor tiene una flecha mayor a la tensión mecánica que debiera tener el conductor, se requerirá de antivibradores (*vibration dampers*) que actúan para atenuar la amplitud de la vibración eólica reduciendo el estrés al que se somete el conductor como el resto de herrajes. Para ello se requerirá analizar que la estructura soporte el tensado adicional en conjunto con todos los herrajes, aislamiento, conductores, la parte del poste que está enterrado, etc.

### **3.1.4 Incremento de la temperatura de operación**

Los herrajes según la NESC deben de estar diseñados para operar en transmisión y distribución a temperaturas de 120°F o 49°C. Entonces a un ambiente con alta temperatura y baja velocidad de viento, este criterio no proveerá una gran transferencia de potencia. Con el incremento de la demanda, la mayoría de herrajes están enfocados en que se incremente sus límites de operación dando mayor flexibilidad.

Se podrá tener acceso a la información de herrajes mejorados mediante las recomendaciones de fabricantes de conductores, según la temperatura de operación máxima. Cada herraje se deberá calcular en base a la ampacidad del conductor en el medio local o ambiente en el que opera, así se podrán utilizar por ejemplo conductores más pequeños en lugares donde hay bajas temperaturas, ya que no se pretenderá que se sobrepase el nivel de flecha del conductor por temperatura, y que durante el tiempo de verano podrá tener una capacidad adicional sin limitarse en su amperaje.

### 3.1.5 Incremento del nivel de voltaje de línea

Algunas estructuras necesitan modificarse cuando se eleva el nivel de voltaje, debido a que incrementa el calibre del cable de guarda (*shield wire*) así como el tipo de bayoneta y la instalación de nuevos cruceros.

Las estructuras que pueden ser modificadas calculando el esfuerzo mecánico adicional por el tipo de poste, y la configuración existente de la línea. Incrementar el voltaje de línea requiere incrementar el nivel de aislamiento añadiendo aisladores a la cadena o cambiando los aisladores de suspensión por unidades más largas de porcelana o polímeros. Si aumenta el voltaje de operación, disminuye el amperaje utilizando el mismo conductor. La separación o libranza del conductor, el nivel de aislamiento y la libranza de fase a tierra debe de considerarse.

RUS provee una lista de los conductores mínimos recomendados para diversos voltajes de operación de la línea, para tomar en cuenta al momento de realizar un estudio de reconvertir una línea:

**Tabla XXIII. Calibre de conductor mínimo recomendados por RUS**

kV (entre fases)	ACSR	AAAC-6201
34.5	1/0	123.3 kcmil
46	2/0	155.4 kcmil
69	3/0	195.7 kcmil
115	266.8 kcmil	312.8 kcmil
138	336.4 kcmil	394.5 kcmil
161	397.5 kcmil	465.4 kcmil
230	795 kcmil	927.2 kcmil

Fuente: Datos de Boletín RUS1742E-203

En nuestro caso el mejor caso a considerar es el incremento de voltaje de línea, debido a la demanda que se maneja en dicha área, que es muy rural pero tiene un factor de carga considerable debido a la diversidad de cargas en todas las comunidades de los departamentos de Totonicapán y Huehuetenango.

### **3.2 Beneficios de la repotenciación de 69 a 138 kV.**

Podemos recalcar acerca de los beneficios de la repotenciación de acuerdo al análisis donde de flujo de carga, sin embargo podemos incluirlo en las siguientes partes:

#### **3.2.1 Regulación**

El valor agregado por la regulación de la línea es bastante importante, ya que también define la operación óptima del sistema, por lo que se obtendrá mejores oportunidades para que pueda crecer en el sistema de transmisión. Actualmente adición de bancos de capacitores no sólo mejora los niveles de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 KV, según estudios del AMM (Programación de Largo Plazo S.N.I. año estacional 2008-2009).

#### **3.2.2 Pérdidas**

Las pérdidas en la línea se disminuirán considerablemente debido a que a la reconversión del voltaje, las pérdidas nodales debido a la saturación de corriente en el conductor disminuirán, tanto en el sistema de transmisión como en distribución.

### **3.2.3 Aumento de potencia**

Debido al aumento del voltaje de operación (138 kV) el valor de corriente será menor que cuando se operaba en 69 kV, provocando un aumento a la capacidad de transporte utilizando siempre el mismo conductor.

### **3.2.4 Mejora en la fiabilidad de operación**

Existen varios métodos para mejorar su funcionamiento, para minimizar el número de salidas de una línea.

Así también existen varias formas de reducir la salida debido a descargas electroatmosféricas a las fases conductoras. Una de las más efectivas es tener un hilo de guarda aterrizado en la estructura donde el ángulo de protección del conductor sea menor o igual a  $30^\circ$ . Si el esfuerzo de la estructura lo permite, una bayoneta puede añadirse a la estructura aparte del hilo de guarda o también se puede elevar en altura el hilo de guarda y decrecer el ángulo de blindaje.

Los pararrayos con un apropiado aterrizaje pueden utilizarse para disminuir los flameos provocados por descargas. Los beneficios de los pararrayos, comparados con los hilos de guarda, es que estos no incrementan en gran manera la carga en las estructuras, ya que ahora también son de materiales poliméricos, lo que disminuye en peso a la misma.

Mejorar las tierras en una línea de transmisión disminuirá el número de salidas en una línea de transmisión blindadas. En el caso de

suelos con alta resistividad, se deberá tratar el suelo adecuadamente mediante productos químicos.

El aislamiento deberá considerarse para mejorar el nivel de BIL de la línea, revisando su apropiada coordinación. Así también se pueden utilizar en áreas donde hay bastante contaminación aislantes poliméricos de composición de hule y silicón. Así también existen con superficies autolavables reduciendo los depósitos de contaminantes.

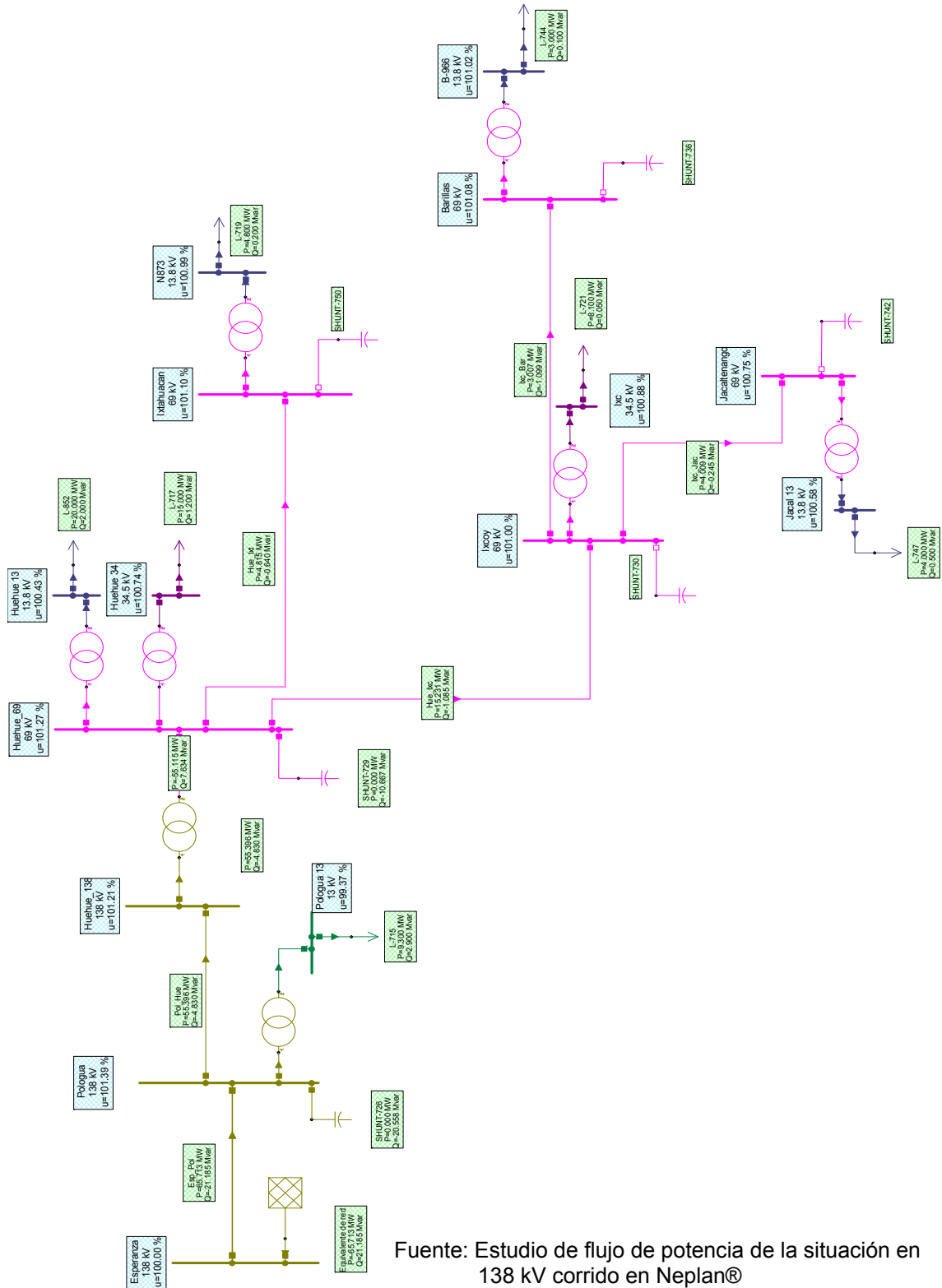
Al final, la manera de reducir las salidas de la línea por descargas electroatmosféricas es a través de dispositivos disipadores de rayos. La base de estos dispositivos es que bajan el voltaje diferencial entre la superficie de tierra y la carga a un valor menor del nivel de flameo. Las puntas afiladas de estos dispositivos ionizan el aire circundante, dejando una transferencia de la carga eléctrica al sistema de tierras en forma segura.

Desde que el sistema de tierras es un elemento clave en el funcionamiento de estos dispositivos, las técnicas mencionadas arriba pueden utilizarse en la mayoría de suelos altamente resistivos, sin que se tenga algún desacuerdo de la efectividad de este tipo de equipos.

### **3.3 Análisis de flujo de carga de línea de transmisión Esperanza – Huehuetenango con voltaje 138 kV**

A continuación mostramos el flujo de carga corrido para el caso 138 kV. en demanda máxima:

Figura 24. Diagrama del estudio de flujo de carga caso 138 kV



Fuente: Estudio de flujo de potencia de la situación en 138 kV corrido en Neplan®

A continuación mostramos los resultados en cuanto a valores de voltaje de operación, porcentaje de regulación, pérdidas, potencia activa y reactiva respectivamente del caso en estudio para 138 kV:

**Tabla XXIV. Resultados del caso 138 kV del sistema en análisis**

Nodo	U	u	P Pérdidas	P Carga	Q Carga	P Gen
Nombre	kV	%	MW	MW	MVar	MW
Huehue_13.8 kV	13.86	100.43	0.0445	20.044	2	0
Huehue_34.5 kV	34.756	100.74	0.0248	15	1.2	0
Jacaltenango_13.8 kV	13.88	100.58	0.0018	4	0.5	0
Pologua_138 kV	139.912	101.39	0.5557	65.157	22.471	0
Esperanza_138 kV	138	100	0.5557	65.713	21.185	65.713
Jacaltenango_69 kV	69.519	100.75	0.0075	4.002	0.54	0
Barillas_69 kV	69.742	101.08	0.0064	3.001	0.122	0
San Juan Ixcoy_69 kV	69.689	101	0.1072	15.124	1.133	0
Huehue_69 kV	69.879	101.27	0.2803	55.115	3.032	0
Ixtahuacan_69 kV	69.757	101.1	0.0126	4.803	0.257	0
Pologua_13.8 kV	12.918	99.37	0.0478	9.348	2.9	0
Huehue_138 kV	139.668	101.21	0.4135	55.809	7.634	0

Fuente: Datos de flujo de carga corrido en Neplan®

La comparación técnica de los resultados de la repotenciación para el flujo de carga se hará en el inciso 5.1.

### 3.4 Presupuesto del cambio de tensión

Se definen tres formas de presupuestar:

- a) Por unidades constructivas: son todos aquellos trabajos son muy típicos y se tienen en un catálogo ya valorado, cada unidad constructiva contiene listado de materiales a utilizar y valoración de mano de obra. (Unión Fenosa realiza este tipo de presupuesto).

- b) Por unidades de obra: son todos aquellos trabajos como en el caso de la Reconversión que tiene actividades comunes parecidas a la construcción de una línea.
- c) Por materiales: se ingresan materiales sueltos sin valor de mano de obra.

En la reconversión, utilizamos el presupuesto por unidades de obra.

### **3.5 Materiales a utilizar en el cambio de tensión**

El costo de los materiales que se incluyen en la reconversión de la línea deben de ser analizados tres grandes factores: la información de las estructuras existentes y/o los cables que serán afectados por la modificación o retiro de de la línea, de acuerdo a un historial o su inspección en campo.

En segundo lugar, el valor de los componentes, herrajes y accesorios que serán removidos, el cual se debe estimar o definir, el cual debe de ser deducido de la estimación del costo total del proyecto. Y por último el costo de los materiales que van a ser instalados en reposición de los actuales, con lo cual se debe de definir para establecer los costos de los accesorios o toda la estructura.

Es importante considerar la disponibilidad de los diferentes tipos de materiales que se proyectan en la conversión. Esto es debido a que en la mayoría de las veces, el material utilizado varía de acuerdo a las características que ofrece el fabricante, y más allá, puede que el diseño puede ser revisado de tal forma que exista disponibilidad de los materiales a necesitar en un tiempo limitado para la conversión de la línea, como por ejemplo los aisladores tipo pin o tipo poste, las crucetas ensambladas en X (*X-braces*), los accesorios como los ganchos tipo *Clevis*, los cuales sujetan mecánicamente el aislamiento de



suspensión pueden ser ligeramente más largos, o en algunos de los casos donde se necesite aislamiento de suspensión, pero que en la planeación se proyectó aislamiento de pin.

### **3.5.1 Listado de materiales**

A continuación listamos los materiales a utilizar para la reconversión, tomando en cuenta que todos ellos se justifican apropiadamente para su utilización, normas requeridas y la forma en que se encuentran (por unidad o piezas), tomando en consideración:

- a) Que el fabricante del material tenga certificación ISO9001-2000 vigente.
- b) Que el material cumpla con las normas internacionales de acuerdo a cada tipo o especialidad.
- c) Que cuente con pruebas de rutina certificables.
- d) Que indiquen marca, modelo, límites y aplicación marcados en relieve de preferencia.

**Tabla XXV. Listado de materiales con su descripción y norma de fabricación**

No.	DESCRIPCIÓN DEL MATERIAL	NORMAS	UNIDAD
1	Poste de concreto pretensado, centrifugado de 16,000 mm. clase 1000.	El acero que cumpla con norma ASTM, el concreto con la norma ACI y la fabricación de acuerdo al RUS 1724E-216, para postes centrifugados	PIEZA
2	Poste de concreto pretensado, centrifugado de 16,000 mm. clase 2000		PIEZA
3	Poste de concreto pretensado, centrifugado de 18,000 mm. clase 1000		PIEZA
4	Poste de concreto pretensado, centrifugado de 18,000 mm. clase 2000		PIEZA
5	Conductor ACSR No. 477 MCM, 26/7, carga de rotura 8,880 Kg. Diámetro 21.79 mm, Ampacidad a 75 °C 659 A. Tipo Hawk	ASTM B 232 ASTM B498	METRO
6	Cable de acero galvanizado, de 3/8", 10,800 Lbs. 7 hilos tipo H.S Para hilo de guarda y bajadas de tierra	ASTM A-475	METRO
7	Cable de acero galvanizado, clase "A" de 3/8", 15,400 Lbs. 7 hilos tipo E.H.S. Para Retenidas.	ASTM A-475 CLASS A	METRO
8	Aislador de porcelana ANSI Clase 52-3, tipo Socket – Bola. Diámetro de 255 mm, Longitud del aislador 146 mm, Distancia de Fuga 320 mm, Tensión mecánica 100 kN, Tipo B	ANSI 52-3 ANSI C29.1	PIEZA
9	Aislador de porcelana ANSI Clase 52-3, tipo Socket – Bola. Diámetro de 254 mm, Longitud del aislador 146 mm, Distancia de Fuga 292 mm, Tensión mecánica 80 kN	ANSI 52-3 ANSI C29.2	PIEZA
10	Aislador de polímero para 138 kV. Tipo Y-Clevis-Oval Ojo. Distancia de Arqueo 1,250 mm, Distancia de Fuga 2,344 mm, Tensión mecánica 111 kN.	IEEE 987 ANSI C29.1	PIEZA
11	Aislador de polímero para 138 kV. Tipo Y-Clevis -Oval Ojo. Distancia de Arqueo 1,250 mm, Distancia de Fuga 2,344 mm, Tensión mecánica 67 kN.	IEEE 987 ANSI C29.1	PIEZA
12	Amortiguador acero galvanizado para conductor ACSR No. 477 MCM (Hawk)	ASTM B 232 ASTM B498	PIEZA
13	Ancla de polipropileno de 135 pulg. <sup>2</sup> Carga de rotura 30,000 Lbs. para varilla de anclaje de 3/4"	SIN REFERENCIA	PIEZA
14	Arandela de acero galvanizado de 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16", agujero de 13/16"	Fabricado Bajo Normas ASTM-A325 Galvanizado Bajo Normas	PIEZA
15	Arandela de acero galvanizado de 3" x 3" x 1/4", agujero de 13/16"		PIEZA
16	Arandela de acero galvanizado de presión $\phi$ int. 13/16"		PIEZA
17	Tuerca con ojo de hierro galvanizado de $\phi$ 3/4"		PIEZA
18	Contratuerca de hierro galvanizado para perno de $\phi$ 3/4" (19 x 13 mm.)	ASTM A-123E1, ASTM A-123/123M	PIEZA

19	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 10" grado 60	Fabricado Bajo Normas ASTM -A325 Galvanizado Bajo Normas ASTM A-123E1, ASTM A-123/123M	PIEZA
20	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 12" grado 60		PIEZA
21	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 14" grado 60		PIEZA
22	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 16" grado 60		PIEZA
23	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 18" grado 60		PIEZA
24	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 20" grado 60		PIEZA
25	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 22" grado 60		PIEZA
26	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 24" grado 60		PIEZA
27	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 26" grado 60		PIEZA
28	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 28" grado 60		PIEZA
29	Perno con ojo de acero galvanizado de 3/4" x 30" grado 60		PIEZA
30	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 10" grado 60		PIEZA
31	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 12" grado 60		PIEZA
32	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 14" grado 60		Fabricado Bajo Normas ASTM-A325 Galvanizado Bajo Normas ASTM A-123E1, ASTM A-123/123M
33	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 16" grado 60	PIEZA	
34	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 18" grado 60	PIEZA	
35	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 20" grado 60	PIEZA	
36	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 22" grado 60	PIEZA	
37	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 24" grado 60	PIEZA	
38	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 26" grado 60	PIEZA	
39	Perno rosca corrida acero galvanizado de 3/4" x 28" grado 60	PIEZA	
40	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 10" grado 60	PIEZA	
41	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 12" grado 60	PIEZA	
42	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 14" grado 60	PIEZA	
43	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 16" grado 60	PIEZA	
44	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 18" grado 60	PIEZA	
45	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 20" grado 60	PIEZA	
46	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 22" grado 60	PIEZA	
47	Perno máquina, acero galvanizado de 3/4" x 24" grado 60	PIEZA	

48	Cinta aluminio protectora 1.27 mm. x 7.62 mm., 0.026 Kgf	ASTM B230	METRO
49	Cinta de acero inoxidable ( <i>Band it</i> ) de 3/8" x 0.025" tipo 201 Acero Inoxidable	SIN REFERENCIA	METRO
50	Hebilla <i>Band it</i> de acero inoxidable para cinta de 3/8".	SIN REFERENCIA	PIEZA
51	Conector mecánico para fijar cable de 3/8" a cruceta.	SIN REFERENCIA	PIEZA
52	Conector de compresión bimetálico para conexión de cable de acero galvanizado de 3/8" a varilla de cobre de 5/8" x 10'	SIN REFERENCIA	PIEZA
53	Conector de compresión estándar p/remate preformado 3/8", 60 mm largo, diámetro. 17.5 mm	SIN REFERENCIA	PIEZA
54	Conector de compresión tipo jumper, p/conductor 477 MCM a 477 MCM	Independiente para acero y aluminio mediante compresión con relieve de marca, modelo y aplicación	PIEZA
55	Conector de compresión universal para cable de 3/8" a cable de acero de 3/8"	SIN REFERENCIA	PIEZA
56	Cruceta de acero galvanizado de 10,000x152x50x6 mm	Fabricado Bajo Normas ANSI B1.1 ASTM A47, ASTM A6, ASTM A-36. Galv. Bajo Normas ASTM A-123E1, ASTM A-123/123M	PIEZA
57	Cruceta de acero galvanizado de 8400x152x50x6 mm		PIEZA
58	Empalme para conductor ACSR 477 MCM al 100/100 tensión completa	SIN REFERENCIA	PIEZA
59	Empalme para cable de acero galvanizado 3/8" tensión completa	SIN REFERENCIA	PIEZA
60	Fijador de ángulo para retenida con agujero de 13/16", para perno de 3/4"	Fabricado Bajo Normas ANSI B-1.1 ASTM A-47 ASTM A-6 ASTM A-36	PIEZA
61	Grapa de suspensión de aluminio tipo <i>Clevis</i> , rango 0.9" - 1.39" para conductor 477 MCM, carga máxima en tensión 11,340 Kg		PIEZA
62	Grapa de amarre tipo pistola con <i>Clevis</i> , 0.76" - 0.98" para conductor 477 MCM, carga máxima en tensión 11,343 Kg.		PIEZA
63	Grapa de suspensión de hierro, tipo <i>Clevis</i> 0.2" - 0.46" para cable de acero galvanizado 3/8", carga máxima 7,258 Kg.		PIEZA
64	Grapa para amarre tipo de hierro 0.18" - 0.46" para cable de acero galvanizado 3/8", carga máxima 6,804 Kg.		PIEZA
65	Grillete de acero galvanizado. Longitud. 3", con pasador 5/8"		PIEZA
66	Guardacabo para retenida p/cable 3/8"		PIEZA
67	Varilla para anclaje, de hierro galvanizado 3/4" x 7' tipo <i>Thimbleye Rods</i>		PIEZA
68	Varilla para anclaje, de hierro galvanizado 3/4" x 7' tipo <i>Thimbleye Rods</i>		PIEZA
69	Varilla para tierra de Cobre con alma de acero de 5/8" x 10' de largo		SIN REFERENCIA
70	Protector preformado 78" de largo para <i>Armor Rods</i> , cable 477 MCM	SIN REFERENCIA	PIEZA

71	Remate preformado de 35" para cable de acero galvanizado de 3/8"	SIN REFERENCIA	PIEZA
72	Abrazadera de acero galvanizado de 101.6 mm x 6 mm x Diámetro de 10" a 14" con agujeros de 21 mm para pernos de 3/4"	SIN REFERENCIA	PIEZA
73	Extensiones metálicas octogonales de 2.70 metros de altura, 2.38 mm de espesor	SIN REFERENCIA	PIEZA

Fuente: Materiales utilizados en construcción de líneas por Unión Fenosa

### **3.5.2 Consideraciones en instalación de materiales de reconversión**

Realizamos una serie de consideraciones técnicas en la instalación de los materiales a utilizar en la reconversión:

#### **3.5.2.1 Aisladores**

En estructuras de suspensión se colocaran tres aisladores extras, así como en las cadenas que sirven de puentes en las estructuras tipo remate. Así también en estructuras de suspensión, se colocaran tres aisladores más en cada cadena de los siete que llevan actualmente dichas estructuras.

El tipo de aislamiento se debe uniformizar, a manera de tener solo aislamiento de vidrio templado o solo de porcelana ANSI 52-3 ó 52-4, cuidando que al incrementar la cadena de aisladores se realice un mantenimiento adecuado a los existentes cambiando los dañados, flameados, quebrados u oxidados y efectuando una limpieza general a los que estén sucios pero en buen estado.

#### **3.5.2.2 Conductores**

Se debe revisar cuidadosamente los conductores, para que no se tenga raspaduras en el mismo, daño por balas, deshilado o hilos

cortados. Luego se deben de nivelar, balancear y retensar al incrementar los aislamientos.

Como el tendido de cable conductor se realiza normalmente bajo tensión mecánica controlada, entendiéndose como tal procedimiento, aquel en el cual el cable conductor no tenga contacto con el suelo, para lo cual es necesaria la utilización de equipos y herramientas especiales.

Hay que tomar en cuenta que podría en algún momento requerirse efectuar el tensionado con línea energizada, así como la utilización de estructuras auxiliares para efectuar el tendido en ríos, vías de ferrocarril, cruces de carreteras o caminos que sean transitados.

En este caso la mayoría de tramos que atraviesan cruces de carretera es de la Esperanza hacia Pologuá, mientras que de Pologuá hacia Huehuetenango el mayor problema es cuando se ingresa a la cabecera municipal, donde hay varios caminos angostos y residencias.

Así también debe tenerse el cuidado que el cable conductor permanezca tendido, sin tensionar y engrapar en un tiempo no mayor a 72 horas. Finalmente consideramos que antes de engrapar o sujetar en forma definitiva los conductores se debe verificar las libranzas a tierra.

### **3.5.2.3 Empalmes**

Todo empalme de conductor debe quedar a menos de 25 mts. de los apoyos ya sea de tipo tensión o suspensión, ya que representa el punto más débil del tramo y en caso que se rompa o se dañe, sea de fácil acceso y reemplazo.

La distancia entre empalmes no debe ser menor de 450 mts., no permitiendo más de un empalme en el mismo conductor por claro. También considerar, no instalar empalmes o manguitos de reparación en los cruzamientos con carreteras, ferrocarriles y líneas de transmisión.

En el caso de la conexión a las estructuras de los hilos de guarda, no debe de realizarse con preformados debido a la mala sujeción de estos, y en su lugar utilizar grapas de compresión.

#### **3.5.2.4 Hilo de guarda**

El cable de guarda se debe revisar que no esté dañado, cuidando mantener la distancia y el tensado respectivo, respetando el paralelismo entre la fase energizada y éste.

Cuando se realiza el tendido y tensionado, se hace por prioridad de trabajos, tomando en cuenta colocar el cable existente con los herrajes necesarios en las estructuras (parte del extremo superior) y luego se tensiona el cable para dejarlo a la altura determinada en relación al suelo y la libranza hacia el conductor de fase.

En cuanto al tendido del cable de guarda se utiliza la tensión mecánica controlada, evitando las cocas o deformaciones del cable por mal manejo del desenrollamiento del cable en el carrete.

#### **3.5.2.5 Puesta a tierra**

La instalación de la red de tierras, en todas las estructuras nuevas que se instalen o en algunas que sea necesario mejorar su

aterrizamiento debido a que fueron cortadas por vandalismo, se debe realizar una nueva conexión a tierra por medio del método de “contraantenas”.

Este método de “contraantena” consiste en la instalación del conductor enterrado en forma paralela al hilo de guarda, con el fin de que este cable reduzca la resistencia y conseguir una reducción en la diferencia de potencial entre los conductores de línea y tierra, debido a la inducción mutua entre los conductores mencionados con los de la contraantena.

En la práctica se ha constatado que este tipo de conductores enterrados en forma paralela, tendidos de una estructura a otra, han de producir una protección equivalente a la conseguida en puestas a tierra de 10 Ohms, aún en casos de terrenos con alta resistividad, como lo son los terrenos rocosos o arenosos.

Las técnicas pueden variar en cuanto a la utilización de este método, sin embargo enunciamos las consideraciones más notables a realizar:

- a) La longitud total de los conductores deben de distribuirse en zanjas excavadas a partir de la base de la estructura
- b) Revisar el tipo de terreno con el fin de calcular la longitud de la contraantena, debido a que se puede necesitar compuestos químicos para mejorar la resistividad del terreno. Esto pasa en el caso del tramo de Pologuá hacia Huehuetenango (Chiantla), donde el tipo de suelo es muy rocoso



- c) La profundidad a la que se debe de enterrar el conductor es de 1.00 mts. a partir de la superficie firme del terreno
- d) El conductor a emplear para el caso de la reconversión a 138 kV es del 3/8" galvanizado

La resistencia de puesta a tierra con la estructura anterior y posterior en promedio de 25 Ohms.

#### **3.5.2.6 Extensiones o capuchones**

Las extensiones de metal octogonales parecidas en forma a las que se utilizan en redes de telefonía, con la diferencia que se usan para aplicaciones de postes de transmisión cuya función es elevar la distancia de fase a tierra en donde se requiera y no tenga acceso para agregar alguna estructura, donde exista un vano corto, y que no tenga un ángulo pronunciado.

Para este tipo de aplicación se utilizan mínimo de 96 pulgadas clase 1000. Comercialmente se encuentran las de 2.70 m con 238 mm de espesor galvanizadas.

#### **3.5.2.7 Cruceros y X-braces**

Es necesario dar mantenimiento a los cruceros y *X-braces* (crucecita en X), que se encuentren oxidados o en estado deteriorado mínimo con el fin de hacerlos resistentes a la corrosión. Esta tarea la hace con regularidad el INDE con pintura anticorrosiva de color gris en mantenimientos o trabajos en vivo, tomando las precauciones pertinentes.

### **3.5.2.8 Colocación de postes intermedios**

Se utiliza plano de planta perfil con el fin de ubicar óptimamente la estructura que hará soporte intermedio. Además toda instalación de postes adicionales, no debe obstaculizar los accesos tanto a inmuebles como a carreteras.

### **3.5.2.9 Interferencias eléctricas**

Se debe de tener los criterios necesarios en cuanto a las distancias recomendadas por la IEC, ANSI o norma parecida, con el fin de minimizar toda interferencia eléctrica. En cuanto a la red de transporte existente no hay ninguna antena de telefonía celular o de radiofrecuencia que sea crítica para realizar algún análisis, desde la salida de la línea de la Esperanza hacia su fin en Huehuetenango. Para ello tomaremos en cuenta las libranzas mínimas en el capítulo 4.

## **3.6 Mano de obra**

El costo de mano de obra se convierte probablemente en uno de puntos significativamente más caros en el proyecto. El tiempo y las actividades que se requieren en la conversión de la línea es sustancial, que a veces es mayor que el costo del material.

Las categorías del costo de labor deben de ser identificados y tabulados a manera de remover ciertos puntos de los materiales existentes en la línea o que se dispone de ellos en bodega, inspección y revisión de las estructuras existentes, instalación de nuevos materiales y derechos de paso, en caso que se requiera.

Si el propósito es reconvertir una línea radial como en el caso de estudio, se determinará un costo adicional por realizar trabajos en vivo, como un paliativo a considerar el costo de la indisponibilidad forzada de la línea a reconvertir.

Entre las actividades a realizar en la reconversión, en su orden las enunciamos y definimos:

### **3.6.1 Replanteo**

Consiste en actualizar el proyecto con base a una verificación del mismo en campo.

### **3.6.2 Accesos a estructuras y línea**

Se debe realizar aquellos accesos necesarios para la colocación de postes, estructuras y cableado, normalmente es responsabilidad del constructor la consecución del permiso correspondiente y el pago de las indemnizaciones por daños ocasionados a los propietarios afectados.

### **3.6.3 Chapeo y brecha**

Consiste en la remoción de todo el obstáculo natural (árboles, arbustos, matorros, etc.) existente en la ruta de paso de la línea de transporte.

#### **3.6.4 Ahoyado de postes**

Consiste en la perforación del lugar donde se instalarán los postes definidos en el proyecto.

#### **3.6.5 Acarreo**

Consiste en el traslado de todos los equipos y materiales indicados en el proyecto, desde los almacenes o proveedores establecidos hasta el lugar de los trabajos.

#### **3.6.6 Distribución de postes en la obra**

Comprende la colocación de los postes en los lugares establecidos en el proyecto que les corresponde de acuerdo a su altura y resistencia.

#### **3.6.7 Colocación de postes o posteo**

Es la instalación definitiva de los postes en su posición correcta, debidamente plomeados y con los agujeros (para su vestido) orientados hacia donde les corresponde. Bajo ningún criterio se debe cortar o reducir manual o mecánicamente la longitud original de los postes o añadirle perforaciones.

### **3.6.8 Ahoyado de anclas**

Consiste en la perforación de los agujeros en donde se instalarán las anclas que soportarán las fuerzas de arranque debidas al tensado de los conductores.

### **3.6.9 Colocación de anclas y retenidas**

En los agujeros de anclas se instalarán las mismas junto con las varillas y el cable de las retenidas para afianzar las estructuras soportantes de los conductores del proyecto.

### **3.6.10 Vestido de las estructuras**

Comprende la instalación de todos los accesorios y/o herrajes en las estructuras o postes para poder recibir los conductores. Entre ellas se mencionan las siguientes:

- a) Desmontaje de cadenas de aisladores en suspensión
- b) Desmontaje de cadenas de aisladores en tensión
- c) Armado y montaje de cadenas de aisladores en suspensión
- d) Armado y montaje de cadenas de aisladores en tensión
- e) Desmontaje de grapa de cable de acero 3/8" para hilo de guarda
- f) Montaje y engrapado de cable de acero 3/8" para hilo de guarda
- g) Desmontaje de grapa de cable 477 Hawk
- h) Montaje y engrapado de conductor 477 Hawk

### **3.6.11 Tendido y tensionado de conductores**

El tendido consiste en la colocación de los conductores de alta tensión y tensionado de darle la libranza adecuada mecánicamente, mediante equipo especial.

### **3.6.12 Puestas a tierra**

Consiste en la colocación de las varillas de tierra, enterradas a un lado del poste y la instalación y conexión del cable de bajada correspondiente. El constructor deberá verificar la resistividad de cada bajada de tierra, que obligatoriamente será inferior a 25 ohmios en época seca. Si alguna bajada de tierra excediera este valor, se debe mejorar la tierra mediante métodos apropiados (instalación de otra varilla, uso de fleje, uso de bentonita, etc.).

### **3.6.13 Limpieza y adecuación de las zonas de trabajo**

Consiste en retirar todos los residuos y desperdicios generados durante el desarrollo de los trabajos, y realizar todas las actividades necesarias para restaurar cualquier daño material producido.

## **3.7 Proyección de la ejecución**

Entonces, para proyectar el cambio de tensión a 138 kV en la línea La Esperanza-Pologuá-Huehuetenango tendrá como inicio la Subestación La Esperanza ubicada en el departamento de Quetzaltenango y fin en la Subestación Huehuetenango, pasando por la Subestación intermedia llamada Pologuá, en el departamento de Quetzaltenango, donde los trabajos a ejecutar son los siguientes:

- a) Incrementar el número de aisladores: 3 en suspensión y 3 en estructuras de tensión o remate
- b) Colocar las estructuras adicionales postes auto soportados de concreto o de acero galvanizado que sean necesarios para lograr las libranzas para 138 kV
- c) Colocar extensiones octogonales en las estructuras que sea necesario para lograr la libranza de 138 kV
- d) Colocar los herrajes que sean necesarios que sean libres de efecto corona y adecuados para dar mantenimiento con línea energizada (*Hot Line*)
- e) En las estructuras adicionales colocar cadenas de aisladores de vidrio templado o de porcelana de 9 en suspensión y 10 en tensión





## **4 ANÁLISIS DIMENSIONAL DE ESTRUCTURAS**

### **4.1 Distancias eléctricas de seguridad para líneas de transmisión aéreas**

La aplicación de las distancias mínimas de seguridad requeridas, tiene el fin de desarrollar dos condiciones de operación deseadas, según el artículo 18 de la Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), que es la norma que rige también la construcción y libramientos de las líneas de transmisión:

- a) Limitar la posibilidad de contacto por personas con los circuitos o equipo
- b) Impedir que una línea entre en contacto con otra o con la propiedad pública y/o privada

Llamaremos distancia o espaciamiento a la separación entre conductores y sus soportes, estructuras, construcciones, nivel del suelo, etc. Para propósitos de medición de distancias, los herrajes y accesorios que estén energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores propiamente, se deben considerar como parte integral de los mismos conductores, mientras que las bases metálicas de las mufas, pararrayos y equipos similares se deben considerar como parte de la estructura de soporte.

En el caso de cables de suministro, las distancias para los tipos de cable con cubierta o pantalla metálica, con pantalla semiconductor o cables aislados sin pantalla sobre el aislamiento se miden de superficie a superficie. En caso de los conductores cubiertos o encerrados, se consideran como desnudos según el inciso D) del artículo 18 de la NTDOID. El espaciamiento para conductores

cubiertos puede ser menor que el mínimo requerido para conductores desnudos, siempre que sean propiedad de la misma empresa y que su cubierta provea una resistencia dieléctrica suficiente para prevenir corto circuito en caso de contacto entre conductores de forma momentánea.

En los siguientes apartados nos referiremos a los requerimientos de la NTDOID, sin embargo calcularemos las libranzas respecto al NESC, RUS y libranzas del INDE, ya que la NTDOID es un extracto de las anteriores normas las cuales son más complicadas de comprender y menos prácticas para los cálculos respectivos.

En la lista de los voltajes nominales de líneas de transmisión según referencia NESC en su edición 2002, respecto a los voltajes máximos de operación, tenemos para 138 kV el valor máximo línea a línea debe de ser 145 kV, no teniendo efecto sobre las libranzas requeridas para dicho voltaje.

#### 4.1.1 Distancia mínima de cruce entre diferentes voltajes

A continuación mostramos las libranzas de seguridad entre fases, según las normas de INDE para los diferentes voltajes que operan sus líneas de transmisión:

**Tabla XXVI. Libranzas mínimas de cruce, según norma INDE**

NIVEL DE TENSIÓN ELÉCTRICA DE LA LÍNEA A CRUZAR	69 kV	138 kV	230 kV
Línea hasta 50 Kv	1.80	2.00	2.50
Línea de 69 kV	2.13	2.74	3.66
Línea de 138 Kv		2.90	3.66
Línea de 230 Kv			4.40

Fuente: Datos de libranzas mínimas de cruce del INDE

#### **4.1.2 Distancia de separación mínima en cualquier dirección de conductores de línea a soportes**

La distancia mínima de separación en cualquier dirección de conductores de línea a soportes o la estructura, a otros conductores verticales o derivados, incluyendo retenidas sujetas a la misma estructura, se incluyen dos casos y una tabla realizada por la CNEE que aplica para cada caso en especial.

- a) En el caso de soportes fijos: la distancia no debe ser menor que el valor de tabla
  
- b) En aisladores de suspensión: en este caso, este tipo de aislamiento puede oscilar libremente de su punto de reposo, por lo que la distancia mínima debe ser incrementada según sea la necesario, de forma que la cadena de aisladores forme su máximo ángulo de diseño respecto a la vertical, siendo ésta, no menor que la indicada en la siguiente tabla. El ángulo máximo de diseño se basa en una presión de viento de  $29 \text{ Kg/m}^2$  sobre el conductor y a una flecha final de  $15^\circ\text{C}$ .

A continuación mostramos la tabla XXVII (No. 9 de la NTDROID publicada), donde especifica las distancias que se deben cumplir.

**Tabla XXVII. Distancias de separación mínima de conductores de línea a soportes o a la estructura**

DISTANCIA DE SEPARACION MINIMA EN CUALQUIER DIRECCION DE CONDUCTORES DE LINEA A SOPORTES O A LA ESTRUCTURA, A OTROS CONDUCTORES VERTICALES O DERIVADOS Y RETENIDAS SUJETAS A LA MISMA ESTRUCTURA

LINEA AEREA	LINEAS DE COMUNICACIÓN		LINEAS DE SUMINISTRO		
	EN ESTRUCTURAS DE SOPORTE		TENSION ENTRE FASES		
	SOLO LINEAS DE COMUNICACIÓN	LINEAS DE COMUNICACIÓN Y ELECTRICAS	0 a 8.7 kV.	8.7 a 50 kV.	50 a 814 KV.
	cm	cm	cm	cm	cm
CONDUCTORES VERTICALES O DERIVADOS					
• Del mismo circuito	7.5	7.5	7.5	7.5 más 0.65 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV.	Valor no especificado
• De diferente circuito	7.5	7.5	15 <sup>(1)</sup>	15 más 1cm por cada kV en exceso de 8.7	58 más 1 cm por cada kV en exceso de 50
RETENIDAS Y MENSAJEROS SUJETOS A UNA MISMA ESTRUCTURA					
• Cuando estén paralelos a la línea	7.5	15	30	30 más 1 cm por cada kV en exceso de 8.7	74 más 1 cm por cada kV En exceso de 50
• Retenidas de ancla	7.5	15 <sup>(1)</sup>	15	15 más 0.65 por cada kV en exceso de 8.7	41 más 0.65 cm por cada kV en exceso de 50
• Otros	7.5	15 <sup>(1)</sup>	15	15 más 1cm por cada kV en exceso de 8.7	58 más 1 cm por cada kV En exceso de 50
SUPERFICIES DE CRUCETAS	7.5 <sup>(2)</sup>	7.5 <sup>(2)</sup>	7.5 <sup>(3) (7)</sup>	7.5 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 8.7 <sup>(3) (7) (8)</sup>	28 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 50
SUPERFICIES DE ESTRUCTURAS					
• Que soporten líneas de comunicación y eléctricas	---	12.5 <sup>(2)</sup>	12.5 <sup>(3) (8) (7)</sup>	12.5 más 0.50 cm por cada kV En exceso de 8.7 <sup>(3) (7)</sup>	33 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 50
• Otros	7.5 <sup>(2)</sup>	---	7.5	7.5 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 8.7 <sup>(3) (7)</sup>	28 más 0.50 cm por cada kV en exceso de 50

**NOTAS:**

- (1) En estructuras que soporten líneas de comunicación y eléctricas, en las que sus retenidas pasen a 30 cm o menos de conductores eléctricos y de comunicación a la vez, dichas retenidas deben ser protegidas con una cubierta aislante adecuada en el tramo cercano al conductor eléctrico. Esto no es necesario si la retenida está efectivamente puesta a tierra, o tiene un aislador tipo retenida, localizado a un nivel inferior del conductor eléctrico más bajo y arriba del conductor de comunicación más alto;
- (2) Los conductores de comunicación pueden tener una menor distancia, cuando se sujeten con soportes colocados en la base o lados de las crucetas o en la superficie de postes;
- (3) Esta distancia solamente se aplica a conductores eléctricos soportados debajo de conductores de comunicación, en la misma estructura. Cuando los conductores eléctricos estén arriba de los de comunicación, esta distancia puede reducirse a 7.5 cm.
- (4) Para conductores de circuitos con tensión mayor de 50 kV, la distancia adicional se debe incrementar 3% por cada 300 m de altura en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.

Fuente: Tabla No. 9 de las NTDOID publicada, según resolución CNEE 47-99.

#### **4.1.3 Distancias de seguridad vertical sobre el suelo para equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras**

Básicamente establece las distancias verticales mínimas aplicables para partes energizadas rígidas la cuales no están aisladas o protegidas. Para ello se asocian varias definiciones, de las cuales se parametriza el valor mínimo para que sea eficaz dicho valor, los cuales son:

- a) Altura básica mínima: Es la altura básica mínima de la parte energizada y no protegida de un equipo sobre el suelo, como por ejemplo un pararrayo y tramos cortos de conductores conectados o asociados a un equipo.
- b) Altura adicional para conductores: En este caso, para tensiones mayores a 22 kV., la altura básica de los conductores se les aplican los factores de corrección: 0.01 m por cada KV. En exceso de los 22 kV., y se aumenta en 3% por cada 300 m de altura por encima de los 1000 m.s.n.m.
- c) Tensión de fase a tierra: Todas las tensiones son de fase a tierra para circuitos conectados a tierra, así como para aquellos donde todas la fallas a tierra sean aisladas por una rápida desenergización del área que tiene falla alguna, tanto en una operación inicial en el equipo como en las operaciones subsecuentes.
- d) Cambios de nivel de la superficie: No aplica para los posibles cambios de nivel de la superficie de carreteras, calles, callejones entre otros por algún mantenimiento vial.

Para ello se realizó una tabla para referenciar dichas alturas mínimas, según la NTDOID, que a continuación enunciamos:

**Tabla XXVIII. Distancias de seguridad verticales sobre el suelo**

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES SOBRE EL SUELO PARA EQUIPO DE SERVICIO ELECTRICO INSTALADO EN ESTRUCTURAS

Naturaleza de la superficie bajo las partes energizadas	Equipo con la carcasa efectivamente aterrizada	Partes Energizadas Rígidas No protegidas de 0 a 750 V y carcasas de equipos no aterrizados conectados a circuitos de no más de 750 V	Partes Energizadas Rígidas No protegidas de 750 V a 22 kV y carcasas de equipos no aterrizados conectados a circuitos de más de 750 V a 22 kV.	Partes Energizadas Rígidas No protegidas de más de 22 kV y carcasas de equipos no aterrizados conectados a circuitos de más de 22 kV.
	(m)	(m)	(m)	(m)
Áreas accesibles solo a peatones	3.4	3.6 <sup>(1)</sup>	4.3	4.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Áreas a ser transitadas por vehículos	4.6	4.9	5.5	5.5 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.

Notas:

(1) Esta distancia puede ser reducida a 3.00 m para partes energizadas aisladas con una tensión máxima de 150 V a tierra.

Fuente: NTDOID publicada, según resolución CNEE 47-99.

#### 4.1.4 Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos

Se refiere este numeral según la norma NTDOID a cumplir la distancia mínima entre las estructuras de soporte de las líneas aéreas, incluyendo las retenidas y anclas a carreteras y vías férreas.

En primer lugar, se refiere a la distancias en calles, caminos y carreteras las cuales enunciamos:

- a) Distancia horizontal de estructuras a orillas de calles o carreteras: Este tipo de estructura que incluyen sus accesorios de retenidas, deben de estar colocadas de tal manera que la orilla de la calle o carretera esté lo más alejado posible. Y en caso que existan bordillos o banquetas, la distancia vertical mínima de la superficie de la calle o carretera al equipo o accesorio soportado por dicha

estructura debe ser de 4.60 metros de manera que nunca sea menor a 0.15 mts. de la orilla del bordillo o banqueta.

- b) Distancia horizontal de estructuras a esquinas de calle: Las estructuras incluyendo sus retenidas estarán colocadas lo más alejado posible del inicio de la curvatura.

Luego se enuncia la norma la distancia que debe existir en caso de una vía férrea en el inciso C) de la norma, numeral 18.9 pero lo obviaremos ya que no existe vía férrea alguna a lo largo de la línea de transmisión en estudio.

Mostramos a continuación las alturas verticales mínimas dadas en metros para conductores aéreos sobre el piso, para líneas de transmisión eléctrica en estructuras de acero (sin viento y flecha final de 50°C):

**Tabla XXIX. Libranzas de estructuras a otros objetos, según voltajes de operación**

USO DE SUELO Y/O VÍA	69 kV	138 kV	230 kV
AÉREAS DE ACCESO A PEATONES	6.10	7.00	8.30
VÍAS FÉRREAS	10.00	10.70	11.80
CARRETERAS – CALLES – CAMINOS	7.90	8.50	9.50
CAMPOS DE CULTIVO (CEREALES, LEGUMINOSAS, HORTALIZAS)	6.40	7.30	8.50
ZONAS HUERTOS, CAFETALERAS Y CERCOS VIVOS	11.00	11.50	12.00
CULTIVO DE CAÑA	12.50	13.00	14.00
ZONAS INUNDABLES	7.00 + N.I.M.E	7.50 + N.I.M.E	8.50 + N.I.M.E

Nota: N.I.M.E.: Nivel de Inundación Máximo Esperado

Fuente: Datos de libranzas del INDE

**Tabla XXX. Libranzas con otros cruzamientos**

OTROS CRUZAMIENTOS	69 kV	138 kV	230 kV
Líneas de comunicación	2.20	2.50	3.10

Fuente: Datos de libranzas del INDE

## **4.2 Tipos de estructuras para líneas de transmisión**

Entre los tipos de estructuras existentes, se caracteriza de acuerdo a su ángulo las cuales son las siguientes:

- Tipo I
- Tipo III
- Tipo IV
- Tipo V

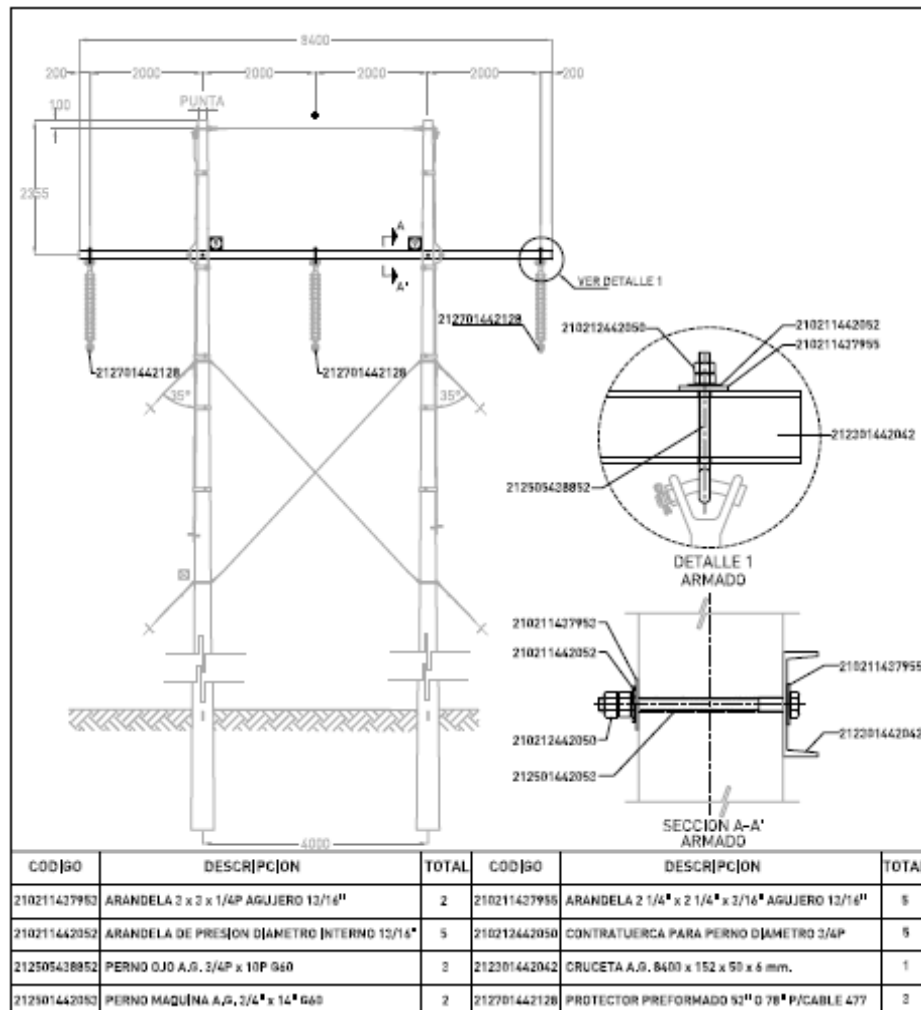
Para cualquier detalle, RUS las nombra de acuerdo a líneas largas o cortas en el boletín RUS1728F-800 y 803, donde se mencionan los tipos de estructura faltantes.

### **4.2.1 Tipo I**

También llamadas estructuras de paso o tangentes, en el cual la cadena de aisladores sostiene el cable en forma vertical y donde se logra observar esquemáticamente que el conductor va de paso por la estructura sin ningún desvío del ángulo. A continuación, ilustramos el perfil de este tipo de estructura.



**Figura 25. Ilustración de estructura tipo I o tangente**



Fuente: Unidades constructivas de líneas de transmisión de Unión Fenosa

#### 4.2.2 Tipo III

Para líneas largas con aislamiento de suspensión y ángulos no pronunciados horizontales y sin carga vertical. Se componen de 2 postes de 16 metros con dos cadenas de aislamiento por cada fase y la diferencia es que el cable pasa horizontalmente de un lado hacia el otro

sin ningún aislamiento en el puente, ya que están diseñados para ángulos horizontales, lo mostramos en la siguiente ilustración.

**Figura 26. Ilustración de estructura tipo III**



Fuente: Estructura No. 121 tipo III, línea Pologuá-Huehuetenango, ubicada en Malacatancito, municipio de Huehuetenango

#### **4.2.3 Tipo IV**

Para líneas con aislamiento de suspensión, ángulos pronunciados horizontales y verticales a la vez. Se componen de 3 postes de 16 mts son de forma parecida a las estructuras de remate, tienen un ángulo de

inclinación horizontal y vertical. Existen 11 estructuras en la línea Pologuá – Huehuetenango solamente.

**Figura 27. Ilustración de estructura tipo IV**



Fuente: Estructura No. 28, tipo IV línea Pologuá – Huehuetenango

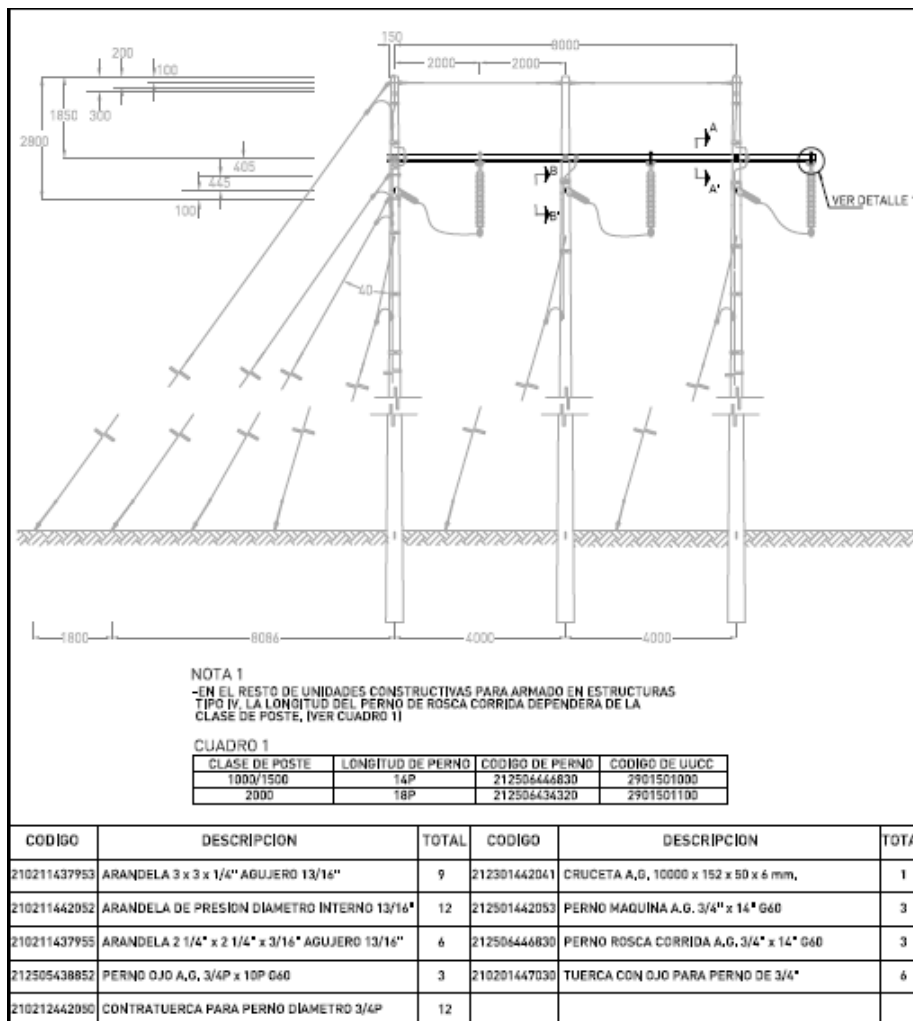
#### **4.2.4 Tipo V**

Llamadas de remate, se utiliza para ángulos pronunciados donde se utilizan dos cadenas de aisladores de tensión, las cuales sujetan para ambos lados de la estructura el conductor y una cadena de aislamiento vertical que sujeta el conductor de un lado de la cadena y lo pasa hacia el otro lado, en forma de puente.

Con ello se obtiene poder tender tramos de línea de transmisión de varios cientos de metros de longitud, por ejemplo de cerro a cerro, siempre respetando las debidas distancias al suelo.

Son 33 estructuras de la línea Esperanza – Pologuá y 72 estructuras de la línea Pologuá – Huehuetenango.

**Figura 27. Ilustración de estructura tipo V o de remate**



Fuente: Unidades constructivas de líneas de transmisión de Unión Fenosa

#### 4.2.5 Tipos de estructuras actuales de la línea de transmisión Esperanza – Pologuá – Huehuetenango 69 kV

La línea de transmisión en estudio se compone de dos partes: la primera etapa es la salida de la subestación La Esperanza en 69 kV. Saliendo del pórtico son 52 estructuras tipo I o de paso, y 33 estructuras tipo V o de remate, hasta llegar al pórtico de la subestación Pologuá. Todas estas se encuentran numeradas y el trazo de la línea es lo más vertical posible pasando por varias poblaciones rurales entre montañas, según se pudo verificar en campo.

**Tabla XXXI. Cuento de estructuras por tipo línea Esp-Pol**

Tipo	Concreto	Madera	Total general
I	50	2	52
V	33		33
Total general	83	2	85

Fuente: Datos de conteo de estructuras en campo, INDE

El trazo de la línea de Pologuá hacia Huehuetenango se compone de 4 tipos de estructuras:

**Tabla XXXII. Cuento de estructuras por tipo línea Pol-Hue**

Tipo	Concreto	Madera	Total general
I	55	2	57
III	13		13
IV	11		11
V	70	2	72
Total general	149	4	153

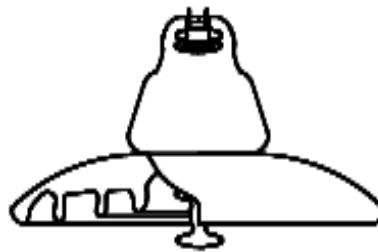
Fuente: Datos de conteo de estructuras en campo, INDE

## 4.3 Comparación técnica de cambio de aislamiento y distancias de seguridad al repotenciar la línea de transmisión

### 4.3.1 Aislamiento

Se define como la separación entre las superficies conductoras a un material no conductor (dieléctrico), los cuales se fabrican de porcelana, vidrio o polímero. Mostramos uno del tipo porcelana estándar para aislamiento en suspensión.

**Figura 28. Aislador de disco estándar para aislamiento en suspensión**



Para conocer el nivel de aislamiento utilizando aisladores de suspensión, utilizamos tablas de RUS tomando en cuenta la altitud, nivel isocerámico, etc.

Para tangentes se recomiendan en base al número de aislamiento del tipo indicado en la figura anterior cuyas dimensiones son de 5-3/4" x 10". Para estructuras con ángulos, donde el conductor está en tensión así como la cadena de aislamiento, se debe de instalar un disco de aislamiento más al número recomendado para estructuras tangentes.

Para remates, donde la cadena de aislamiento está en línea con el conductor, el número de discos debe de ser dos más que el utilizado en

estructuras tangentes. Esto ocurre en ángulos grandes, y los remates tangentes donde el conductor es rematado a una cadena de aislamiento.

**Tabla XXXIII. Recomendación de nivel de aislamiento a nivel del mar para estructuras de suspensión tangentes y pequeños ángulos (Características en kV)**

Voltaje Nominal L-L en kV	No. De Discos de 5-3/4"x10"	60 Hz Baja Frec. Seco	60 Hz Baja Frec. Húmedo	Impulso Positivo	Impulso Negativo	Distancia de fuga (mts)
138	8	485	335	780	760	2.34

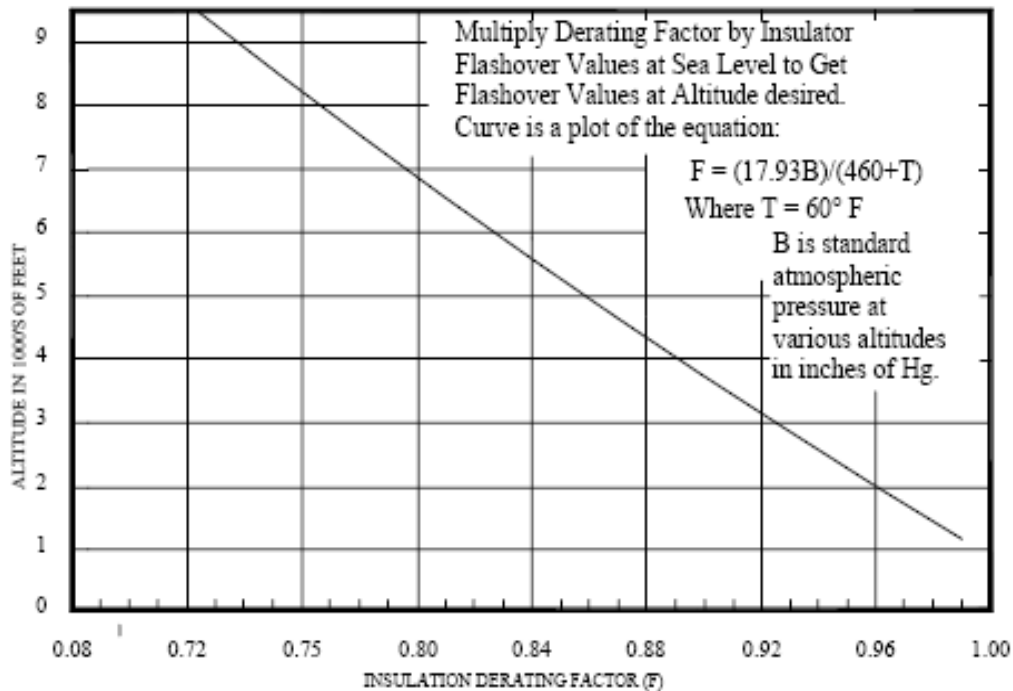
Fuente: Reglamento NESC 273, Tabla 273-1 para requerimiento de nivel de aislamiento mínimo

#### **4.3.1.1 Consideraciones acerca de la altura sobre nivel del mar**

Para alturas sobre el nivel del mar, tenemos que a medida que aumenta la altura, el valor de aislamiento del aire decrece y el aislamiento a una gran elevación podría cebar a un bajo voltaje que el mismo aislamiento a nivel del mar.

Para ello mostramos unos factores aplicables para cebado en baja frecuencia y valores de cebado al impulso en la siguiente figura:

**Figura 29. Factor de decremento del aislamiento en relación a la altura cada 1,000 pies (para 230 kV. o menores)**



Fuente: Figura 8 del RUS 1742E-200, consideraciones para alturas sobre los 1000 pies

Entonces a la altura promedio de la línea que es de 2,000 m.s.n.m. (6,560 pies) para 138 kV, se tiene un factor de decrecimiento de 0.81, es decir la línea requiere 8 aisladores para estructuras tangentes, 9 para pequeños ángulos y 10 para remates.

En nuestro caso tomamos en cuenta que la diferencia de altura máxima y mínima es relativamente poca, donde la máxima es de 2,200 y la mínima de 1,800 m.s.n.m, por lo que tomamos el criterio de utilizar el promedio, asumiendo una distribución uniforme.

El criterio de RUS indica que cuando el factor de decrecimiento es menor al 0.9 se debe de adicionar discos en la cadena de aislamiento.



Luego como aumentará el valor aproximadamente 90% del valor al nivel del mar, tenemos para 138 kV un valor de flameo en seco de 485 kV, lo que dará un decrecimiento a 436.5 kV (multiplicar 0.9 por el valor de flameo en seco). Como el valor para la cadena de 10 aisladores es de 590 kV para flameo en seco 60 Hz, entonces el cociente entre valor encontrado de 436 kV. y el factor de decrecimiento, da un valor de flameo en seco de la cadena de 539 kV.

Entonces nuevamente buscamos en la tabla XXXIV. de datos de flameo para buscar el tamaño de la cadena de aislamiento en porcelana, encontrando que el valor próximo es el de 540 kV, que es la cadena de 9 aisladores.

Con ello confirmamos que estamos dentro de los valores de tolerancia tomando en cuenta la altura promedio en que se encuentra la línea de transmisión en estudio.

**Tabla XXXIV. Datos de flameo para cadenas de aislamiento utilizando aisladores de suspensión estándar 5-3/4" x 10"**

FLASHOVER DATA FOR PORCELAIN STRING  
5-3/4" X 10" STANDARD SUSPENSION INSULATORS

Units in string	60Hz Flashover-kV		Impulse Flashover, kV 1.5 X 50	
	Dry	Wet	Positive	Negative
2	155	90	250	250
3	215	130	355	340
4	270	170	440	415
5	325	215	525	495
6	380	255	610	585
7	435	295	695	670
8	485	335	780	760
9	540	375	860	845
10	590	415	945	930
11	640	455	1025	1015
12	690	490	1105	1105
13	735	525	1185	1190
14	785	565	1265	1275
15	830	600	1345	1360
16	875	630	1425	1440
17	920	660	1505	1530
18	965	690	1585	1615
19	1010	720	1665	1700
20	1055	750	1745	1785
21	1095	775	1820	1865
22	1135	800	1895	1945
23	1175	825	1970	2025
24	1215	850	2045	2105
25	1255	875	2120	2185

Fuente: Boletín RUS1724E-200, apéndice C-2

**Tabla XXXV. Distancias mínimas recomendadas por RUS en pulgadas de conductor a la superficie de las estructuras o cables de tirantes**

Nominal voltage, Phase to Phase, kV	34.5	46	69	115	138	161	230
Standard Number of 5-3/4"x10" Insulators on Tangent Structures	3	3	4	7	8	10	12
Max. Operating Voltage, Phase to Phase, kV	34.5	46	72.5	120.8	144.9	169.1	241.5
Max. Operating Voltage, Phase to Ground, kV	19.9	26.6	41.8	69.7	83.7	97.6	139.4
Clearance in inches							
<b>No Wind Clearance (Not NESC)</b> Min. clearance to structure or guy at no wind in inches Notes A, B	19	19	25	42	48	60	71
<b>Moderate Wind Clearance (NESC Table 235-6)</b> Min. clear. to structure at 6 psf of wind in inches. Notes C, D	9	11	16	26	30	35	50
Min. clear. to jointly used structures and a 6 psf of wind in inches. Notes C, D	11	13	18	28	32	37	52
Min. clearance to anchor guys at 6 psf in inches Notes C, D	13	16	22	34	40	46	64
<b>High Wind Clearance (Not NESC)</b> Min. clearance to structure or guy at high wind in inches	3	3	5	10	12	14	20
<b>Notes:</b>							
(A) If insulators in excess of the standard number for tangent structures are used, the no wind clearance value shown should be increased by 6 in. for each additional bell. If the excess insulators are needed for contamination purposes, this additional clearance is not necessary.							
(B) For post insulators, the no wind clearance to structure or guy is the length of the post insulator.							
(C) A higher wind may be assumed if deemed necessary.							
(D) The following values should be added as appropriate where the altitude exceeds 3300 feet							
<b>Additional inches of clearance per 1000 feet of altitude above 3300 feet</b>							
Voltage, kV	34.5	46	69	115	138	161	230
Clearance to structure	0	0	.14	.43	.57	.72	1.15
Clearance to anchor guy	0	0	.17	.54	.72	.90	1.44

Fuente: Boletín RUS1724E-200, tabla 7-1

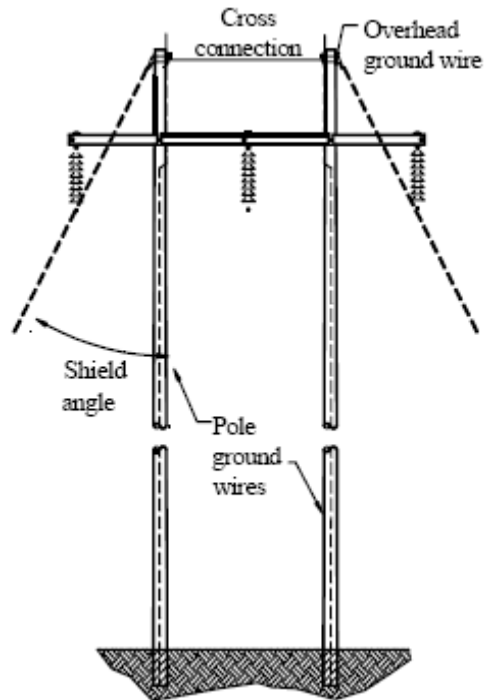
#### **4.3.1.2 Consideraciones acerca de descargas electroatmosféricas**

Las líneas de transmisión están sujetas a tres tipos de voltajes que pueden causar flameo del aislamiento: el voltaje en el que se opera la línea, voltajes debido a switcheo (maniobras) y a descargas atmosféricas, sin embargo de los dos tipos de causas de flameo, las descargas son más severas para líneas menores a 230 kV.

Cuando un rayo choca con una línea de transmisión, este puede caer cercano al hilo de guarda o bien al conductor de fase. Si es el caso donde cae en un conductor de fase, este seguramente es un flameo en el aislamiento, entonces para minimizar esta posibilidad de flameo, se utiliza un hilo de guarda el cual es utilizado con el fin de interceptar el rayo y canalizarlo adecuadamente. Se reduce la posibilidad de una falla en la protección si el ángulo de apantallamiento se mantiene en  $30^\circ$  o menos.

Para ello se recomienda en el caso de estructuras tipo H donde existen dos hilos de guarda, cada uno en cada poste, la fase del centro tiene que considerarse para apantallarla o protegerla adecuadamente si el ángulo de protección es mayor a  $30^\circ$ .

**Figura 30. Apantallamiento de estructura tipo H**



Nota: Ángulo de apantallamiento para estructuras tipo H

Al caer un rayo sobre el hilo de guarda, una onda de corriente viajera inducirá una onda de voltaje. Esta onda de voltaje generalmente incrementa en magnitud a medida que viaja a través del cable, hasta que alcance una estructura donde la onda viajera se refleje derivado de la conexión a tierra previniendo que el voltaje incremente desmesuradamente (El hilo de guarda está aterrizado en cada estructura).

Entonces esta onda viajera de voltaje en la estructura es suficientemente alta, ocurrirá un flameo inverso (*back flashover*) a través del aislamiento de la estructura donde está instalado el hilo de guarda o del cable de guarda del conductor de fase donde ocurra.

Los factores que determinarán si ocurre un flameo inverso son: el nivel de aislamiento, la resistencia del suelo y la distancia entre estructuras. Entonces, utilizamos el hilo de guarda donde el nivel isocerámico es arriba de 20. Este hilo de guarda debe de estar aterrizado en todas las estructuras. Para las estructuras tipo H, el hilo de guarda debe de conectarse entre postes que componen la H para que sean un solo hilo.

Para la adecuación de la línea en áreas donde el nivel isocerámico sea 20 o menor, un hilo de guarda debe ser utilizado a una distancia de 800 metros a partir de la subestación.

Donde exista un valor isocerámico alto, se debe tener siempre la misma consideración de distancia entre estructuras a fin de que tenga una resistencia de tierra de 25 Ohms o menos.

#### **4.3.1.3 Efecto de la orientación del aislamiento**

La orientación de los aisladores tiene efecto en la contaminación que reciben. Por ejemplo, en cadenas de aislamiento de suspensión en disposición vertical o en tipo poste vertical, no son bien lavados por la lluvia debido a que no alcanza la parte interna de la campana del aislador. Entonces, encontramos que los contaminantes tenderán a depositarse en la parte interna del aislamiento donde no es inmune a los efectos de la humedad o fuerte viento acompañado de lluvia.

En el caso de los aisladores de suspensión orientados horizontalmente y los de tipo poste en esta disposición, tienen su parte

interna de la campana mejor lavados por la lluvia que los que están dispuestos en forma vertical en áreas contaminadas.

Otra ventaja de los aisladores que no están dispuestos en forma vertical es que cualquier gas ionizado causado por un arco eléctrico no contribuirá a condiciones que el arco pueda pasar de un disco a otro, o a lo largo de de la orillas de un tipo poste en disposición vertical.

#### **4.3.1.4 Consideraciones acerca de la contaminación**

El problema de contaminación en el aislamiento induce flameos indeseados, los cuales se deben de considerar en una línea donde pueden depositarse partículas en el interior de la campana de aislamiento.

Cuando un contaminante de aislamiento es humedecido por la niebla, rocío, llovizna, este se convierte en un elemento conductor y la corriente de fuga a lo largo de la superficie del aislador podrá incrementarse de gran manera.

Donde la densidad de corriente es más grande, como en el caso de los aisladores de suspensión cerca de donde están sujetos mecánicamente o en el caso de aisladores tipo poste en donde hay menor diámetro, el calor causado por el incremento de la corriente de fuga evaporará la humedad causada por la formación de la banda seca.

**Figura 31. Efecto de la humedad en aislamiento de suspensión**



Nota: Aislamiento en un estado inicial donde la corriente de fuga seca la humedad cercana al pin marcada como *dry area*

Esta banda seca es usualmente de gran resistencia que la adyacente donde el área está húmeda, lo que significa que la banda soportará al menos todos los voltajes que pasen a través de él.

Esto resultará en un arco eléctrico en la banda seca debido a la pérdida de aislamiento del aire. Si incrementa la precipitación del lugar, causará que haya una menor resistencia de contaminación, entonces ocurrirá un segundo flameo.

**Figura 32. Efecto de una partícula de contaminación sobre el disco de aislamiento de suspensión**



Fuente: Boletín RUS1742E-200, figura 8-5



Para reducir el efecto de la contaminación, se requiere tomar en cuenta:

- a) Aumentar la distancia de fuga
- b) Usar perfiles que ayuden al autolavado
- c) Utilizar recubrimientos de silicón que absorban la contaminación
- d) Usar recubrimientos repelentes al agua

#### **4.3.2 Libranzas horizontales y fenómenos adversos**

Las cadenas de aislamiento de suspensión que soportan los conductores de transmisión ya sea en estructuras tangentes o en ángulo, son usualmente libres de movimiento de sus puntos de soporte conocido dicho fenómeno como penduleo u oscilación (*swing*). Sin embargo, es necesario asegurarse que cuando los aisladores se mueven, sus distancias se mantengan hacia las estructuras y los cables de tirantes.

La cantidad de movimiento en forma oscilante varía de acuerdo a los siguientes factores:

- a) Tensión mecánica del conductor
- b) Temperatura
- c) Velocidad del viento
- d) Peso del aislamiento
- e) Ángulo de la línea

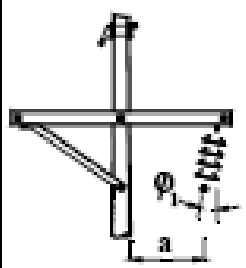
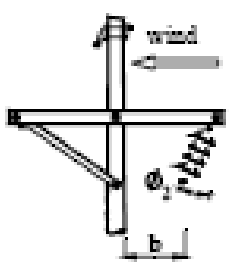
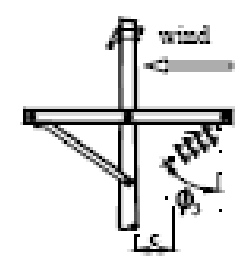
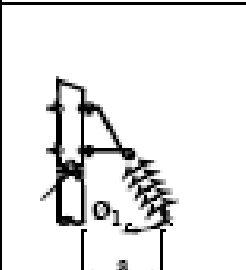
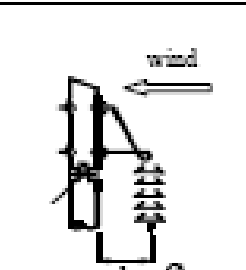
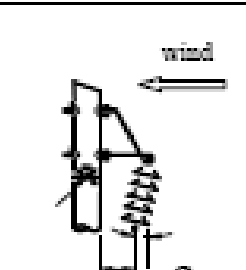
La fuerza que actúa en el ángulo de la línea causa que las cadenas de aislamiento oscilen en la dirección del ángulo de la línea de la estructura. Cuando el viento sopla en el conductor experimentará una

fuerza en la dirección de ese viento. Estas dos fuerzas pueden actuar al mismo tiempo en la misma dirección u opuestas, determinando la dirección de la oscilación como la suma algebraica del sistema.

Las fuerzas en ángulo con la línea también interactúan con las fuerzas verticales del peso del conductor y el peso de la cadena de aislamiento.

A continuación mostramos información de tres escenarios de libranzas en la Figura 33., para asegurar la apropiada separación entre conductores al momento de construir o repotenciar la línea:

**Figura 33. Ilustración de la oscilación de aislamiento en estructuras en ángulos límite y condiciones donde aplican**

TANGENT AND SMALL ANGLE STRUCTURES	No Wind Insulator Swing	Moderate Wind Insulator Swing	High Wind Insulator Swing
<p>Conditions* at which clearances are to be maintained</p> 			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Line angle</li> <li>Wind force</li> <li>Temperature</li> <li>Conductor tension</li> </ul>	<p>Force due to line angle (if any) 0</p> <p>60°F</p> <p>Final tension</p>	<p>Force due to line angle (if any) 6 psf minimum</p> <p>30°F or lower</p> <p>Initial tension</p>	<p>Force due to line angle (if any) 10 year mean wind, recommended value</p> <p>Temp. at which wind value is expected</p> <p>Final tension.</p>
<p>MEDIUM AND LARGE ANGLE STRUCTURES</p> <p>Conditions* at which clearances are to be maintained</p> 			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Line angle</li> <li>Wind force</li> <li>Temperature</li> <li>Conductor tension</li> </ul>	<p>Force due to line angle 0</p> <p>60°F</p> <p>Final tension</p>	<p>Force due to line angle 6 psf minimum</p> <p>60°F or lower</p> <p>Final tension</p>	<p>Force due to line angle 10 year mean wind, min recommended value</p> <p>Temp. at which wind value is expected</p> <p>Final tension.</p>

a = No wind clearance    b = Moderate wind clearance    c = High wind clearance  
 \*See text for full explanation of conditions.

Fuente: Boletín RUS1742E-200, figura 7-1

El primer escenario que es donde no hay viento provee un sistema de aislamiento que está balanceado en donde el valor de aislamiento de la brecha de aire es aproximadamente igual al valor de la cadena de

aislamiento para una estructura tangente, como lo vimos en el apartado 4.3.1 referente al aislamiento. Las condiciones para libranzas donde no hay viento son: No asumir viento y asumir la temperatura de 16°C (60°F), con excepción de evaluar las distancias en condiciones extremas (frío o calor).

El segundo escenario es cuando se debe mantener bajo las condiciones que pueden ocurrir ocasionalmente. Una condición típica podría ser cuando se tiene probabilidad no mayor al 50%. Entonces dichas libranzas tendrán un valor de flameo menor que para las condiciones sin viento. Estos valores de libranza son aceptables debido a condiciones de viento moderadas, donde dicha distancia será lo suficiente para soportar la mayoría de picos de voltaje en las situaciones de viento que se suponen ocurrirán eventualmente. Para ello se recurre a requerimientos de cruceros más largos, tomando siempre en cuenta una libranza adicional debido a la altura por encima de los 1000 m.s.n.m.

En el caso de la línea en estudio, se tiene una velocidad de viento de 100 km/Hr por lo que se toma como libranzas de fuerte viento, entonces la libranza mínima a mantener es la que aplique en estas condiciones que se espera que ocurran muy pocas veces. Las libranzas proveerán suficiente espacio de aire para soportar un flameo a 60 Hz no por mucho tiempo. Este criterio se basa en valores donde estas condiciones serán muy escasas, donde la línea no tendrá flameo en ninguna operación normal.

A continuación tomamos las libranzas que recomienda RUS:

**Tabla XXXVI. Libranzas mínimas recomendadas en pulgadas del conductor a la superficie de la estructura o a cables de retenidas**

Nominal voltage, Phase to Phase, kV	34.5	46	69	115	138	161	230
Standard Number of 5-3/4"x10" Insulators on Tangent Structures	3	3	4	7	8	10	12
Max. Operating Voltage, Phase to Phase, kV	34.5	46	72.5	120.8	144.9	169.1	241.5
Max. Operating Voltage, Phase to Ground, kV	19.9	26.6	41.8	69.7	83.7	97.6	139.4
Clearance in inches							
<b>No Wind Clearance (Not NESC)</b>							
Min. clearance to structure or guy at no wind in inches Notes A, B	19	19	25	42	48	60	71
<b>Moderate Wind Clearance (NESC Table 235-6)</b>							
Min. clear. to structure at 6 psf of wind in inches. Notes C, D	9	11	16	26	30	35	50
Min. clear. to jointly used structures and a 6 psf of wind in inches. Notes C, D	11	13	18	28	32	37	52
Min. clearance to anchor guys at 6 psf in inches Notes C, D	13	16	22	34	40	46	64
<b>High Wind Clearance (Not NESC)</b>							
Min. clearance to structure or guy at high wind in inches	3	3	5	10	12	14	20
<b>Notes:</b>							
(A) If insulators in excess of the standard number for tangent structures are used, the no wind clearance value shown should be increased by 6 in. for each additional bell. If the excess insulators are needed for contamination purposes, this additional clearance is not necessary.							
(B) For post insulators, the no wind clearance to structure or guy is the length of the post insulator.							
(C) A higher wind may be assumed if deemed necessary.							
(D) The following values should be added as appropriate where the altitude exceeds 3300 feet							
<b>Additional inches of clearance per 1000 feet of altitude above 3300 feet</b>							
Voltage, kV	34.5	46	69	115	138	161	230
Clearance to structure	0	0	.14	.43	.57	.72	1.15
Clearance to anchor guy	0	0	.17	.54	.72	.90	1.44

Fuente: Boletín RUS1742E-200, tabla 7-1

Por ejemplo para calcular la libranza para 138 kV corregida al nivel de altura y voltaje apropiado, tomamos el valor para viento tomando igual a 9 psf (libras por pie cuadrado) a 60°F (15°C) a 6560 pies (equivalente

de 2200 m.s.n.m.), voltaje máximo de operación de 144.9 kV, tomamos las siguientes libranzas para corrección en altura:

$$A\_ESTRUCTURA = LIBRANZA + 0.57[(6560 - 3300) / 1000]$$

$$A\_RETENIDA = LIBRANZA + 0.72[(6560 - 3300) / 1000]$$

Para la corrección en voltaje por exceso de los 50 kV. Tenemos:

$$A\_ESTRUCTURA = LIBRANZA + 0.25 * (145 - 50)$$

$$A\_RETENIDA = LIBRANZA + 0.25 * (145 - 50)$$

Calculando los valores, obtenemos:

**Tabla XXXVII. Libranzas a diferentes tipos de estructura corregidos**

LIBRANZA	VALORES DE TABLA	CORRECCIÓN EN ALTURA	CORRECCIÓN NESC POR EXCESO DE LOS 50 kV.	VALORES EN MTS.
A ESTRUCTURA SIMPLE	30	31.86	55.61	1.41
A ESTRUCTURA H	32	33.86	57.61	1.46
A RETENIDAS	40	42.35	66.10	1.68

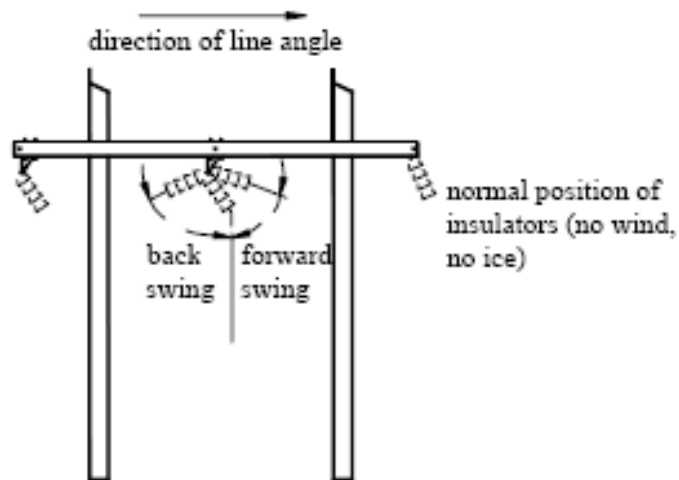
Fuente: Autor

Para estructuras con ángulo, donde la cadena de aislamiento está sobre el crucero, tienen una condición severa que usualmente actúa la fuerza del viento y la fuerza del ángulo de la línea actuando en la misma dirección.

De alguna forma, para estructuras con pequeños ángulos, es posible que se limite la condición de oscilación por las fuerzas del viento

que están en dirección opuesta a la que aplica la fuerza del ángulo de la línea. Entonces a este movimiento donde puede haber una oscilación inversa o “*back swing*”, es aquella donde la dirección opuesta de la tensión del aislamiento es jalada por la fuerza del ángulo de la línea.

**Figura 34. Ilustración del “*back swing*”**



Nota: Ángulos de oscilación hacia delante y detrás (“*back swing*”)

Cuando se calcula la oscilación inversa o “*back swing*”, es necesario asumir aquellas condiciones que tenderán a realizar la oscilación no apropiada o lógica, que usualmente es un conductor que no ha sido tensionado mecánicamente bien o en líneas con ángulos pequeños tal y como es el caso de La Esperanza hacia Pologuá. Así también se recomienda que la condición de temperatura para estructuras con ángulos pronunciados se utilice en conductores con baja tensión mecánica.

Para averiguar el valor máximo de la cadena de aisladores que puede alojar una estructura, utilizamos la siguiente tabla utilizada por

RUS para estructuras tangentes. Este valor representa el máximo ángulo a partir de la vertical, donde una cadena de aisladores de un número indicado de discos estándar puede oscilar en la estructura sin exceder las tolerancias de libranzas recomendadas.

Para estructuras tangentes, el ángulo más restrictivo para una libranza en particular es el que aparece para el tipo de estructura dado. Y para una tangente asimétrica donde el ángulo de oscilación permitido depende donde los aisladores se asumen que van a desplazarse, ya sea hacia la derecha o izquierda, entonces el uso del valor más restrictivo no debe considerarse.

Para ciertas estructuras con ángulo, la cadena de aisladores tendrá de oscilar hacia las afueras de la estructura a manera de mantener la libranza necesaria. Estas situaciones, normalmente ocurren en estructuras con ángulos muy pronunciados, donde la fuerza debido al cambio en la dirección del conductor es sostenida hacia afuera de la estructura tal como lo podemos apreciar en la tabla XXXVIII.

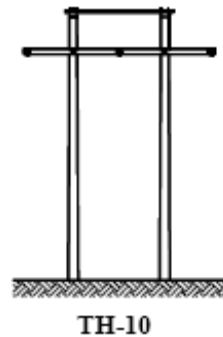


**Tabla XXXVIII. Valores de ángulos en grados para oscilación del aislamiento para estructuras tangentes estandarizadas por RUS (Para aislamiento tipo socket – bola)**

Structure and Voltage	Number of Insulators	Insulator Swing Angle In Degrees (no wind clearance)	Insulator Swing Angle In Degrees (moderate wind clearance)	Insulator Swing Angle In Degrees (high wind clearance)
<b>69 kV (continued)</b>				
TSZ-1, TSZ-2	4	41.7	61.2	81.4
TH-1, TH-1G	4	35.6	61.2	85.6
TH-1B, TH-1BG	4	66.5	86.2	106.6
TH-1A,	4	35.6	61.2	85.6
TH-1AA, TH-1AAX	4	27.2	56.1	81.3
TS-115	4	33.7	60.0	84.6
<b>115 Kv</b>				
TS-115	7	26.9	54.2	80.2
TH-1A	7	28.3	58.7	80.8
TH-1AA, TH-1AAX	7	22.1	55.5	78.1
TH-10 SERIES	7	22.1	55.5	78.1
<b>138 kV</b>				
TH-10 SERIES	8	19.9	54.5	77.2
<b>161 kV</b>				
TH-10 SERIES	10	16.4	50.5	77.7
<b>230 kV</b>				
TH-230	12	16.5	47.8	74.8
TH-230	13	15.2	43.9	76.0

Fuente: Boletín RUS1742E-200, tabla J-1

**Figura 35. Ilustración del tipo de estructura analizado según Tabla XXXVIII.**



El valor de tabla se muestra con su respectiva ilustración. En nuestro caso debemos de tomar el dato para la TH-10 ya que es el tipo

utilizado para 138 kV, y el valor de viento moderado  $54.5^\circ$ . Sin embargo se debe de considerar que a medida que mayor cantidad de aisladores a la cadena será menor el ángulo de incidencia de la oscilación debido al peso de la cadena.

Exceptuamos el caso de la cadena de aislamiento de polímero porque se reduce considerablemente el peso y vendrá determinada por el peso y la tensión a la que es sometido el conductor.

Entonces, determinamos que la distancia horizontal depende de la oscilación que tendrá la cadena de aislamiento y la libranza a la superficie de la estructura o retenida según sea el caso.

#### **4.4 Análisis de la libranza al suelo por incremento de aislamiento**

Para las libranzas al suelo debido al incremento de aislamiento tenemos dos factores a considerar, las dimensiones de las estructuras y la libranza hacia los objetos que estarán por debajo de la línea.

##### **4.4.1 Análisis por incremento de aislamiento en la estructura**

Existen varias formas de poder realizar el incremento vertical que se requiere en las estructuras:

- a) Por estructuras intermedias: se utilizan estructuras de las mismas dimensiones entre un claro o vano en particular para subir la flecha que no cumple con las condiciones de libranza requerida. Es una acción no viable en la mayoría de las veces, ya que requiere de un gasto en el derecho de vía de la línea y realizar un vestido de una estructura completa, lo que implica gasto en materiales completos.

- b) Por desgaste del terreno: como su nombre lo indica, se desgasta parte del terreno para darle la libranza adecuada al claro. Se puede utilizar esta técnica cuando esté al alcance del constructor o contratista este tipo de maquinaria, debido a que el alquiler de maquinaria para este trabajo lleva un gasto adicional y que resulte más económico instalar una estructura.
- c) Por instalación de extensiones de poste o capuchones: se utilizan extensiones galvanizadas con perfil octogonal de acuerdo a las características enunciadas en el apartado de materiales 3.5.2.6 dando al poste o estructura la libranza vertical adecuada.

En el caso de las estructuras del caso en estudio, una opción bastante económica y viable, es utilizar los mismos postes dándole la libranza vertical adecuada por medio de extensiones octogonales a los mismos. Así también cabe la posibilidad de cambiar o instalar un poste intermedio en caso que se requiera, sin embargo hay que hacer un estudio económico para determinar si lo requiere la reconversión.

Las estructuras están capacitadas para soportar el peso requerido, debido al añadir aislamiento y extensiones octogonales, estas fuerzas actúan verticalmente sobre el poste, y su masa total no representa mayor peso a las estructuras existentes. Se puede ver fácilmente en tabla de RUS de pesos aproximados incluyendo herrajes en Lbs. en la tabla XXXIX.

**Tabla XXXIX. Pesos y longitud de cadena de aisladores aproximados utilizando aisladores de suspensión estándar**

APPROXIMATE WEIGHTS AND LENGTHS OF  
INSULATOR STRINGS USING STANDARD  
5-3/4" x 10" SUSPENSION BELLS WITH A BALL HOOK\*

Number of Insulators	Length of String (Includes Suspension Hardware), Ft.	Weight of String (Includes Suspension Hardware), Lbs.	Max. Voltage- for the Number of Insulators (Tangent)
3	2.00	45	34.5 kV, 46 kV
4	2.50	58	69 kV
5	3.00	71	
6	3.50	84	
7	3.92	96	115 kV
8	4.42	109	
9	4.92	122	
10	5.33	135	161 kV
11	5.83	147	
12	6.33	160	230 kV
13	6.83	173	
14	7.25	186	
15	7.75	198	
16	8.25	211	

Fuente: Boletín RUS 1742E-200, apéndice C-4

Para la estructura tangente son 6 aisladores y los proyectados son 9, por lo que incrementa en un 31% el peso de la cadena, y para las estructuras de remate de los 7 aisladores existentes a los 10 proyectados, tomando los valores utilizados de 161 kV en la tabla, se incrementa en un 20% el peso total de la cadena.

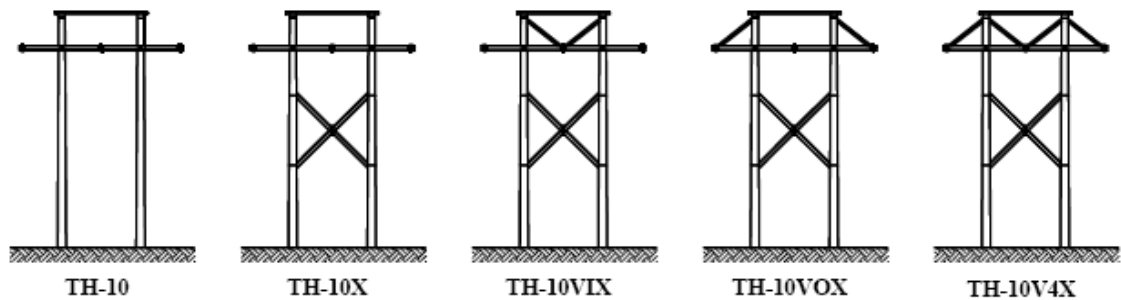
Se hace la observación que la longitud y peso variarán ligeramente de los reales dependiendo de los herrajes utilizados para la suspensión del cable.

Donde hay que considerar es cuando se tienen fuerzas de tracción o que actúan en algún ángulo que pueda poner vulnerable la resistencia

del poste provocando que se pueda descabezar, como en el caso de ser doble circuito donde el circuito de mayor altura actúa en diferente ángulo al circuito inferior.

A continuación mostramos las estructuras TH-10 designadas con sus diferentes tipos de brazos en X, a fin de ilustrar los diferentes tipos que existen:

**Figura 36. Ilustración de los diferentes tipos X-braces (de brazos en X) en estructuras H para líneas 69 y 138 kV**



Fuente: Boletín RUS1742E-200, figura 13-14

En la línea de estudio se utiliza el TH-10X, TH-10V1X y TH-10VOX. Estos brazos en X tienen un propósito de incrementar la libranza horizontal incrementando el soporte de la estructura.

A continuación, mostramos las características mecánicas de estos soportes en X y en V:

**Tabla XL. Máximas cargas de estructuras tipo H**

MÁXIMA CARGA VERTICAL (A CUALQUIER POSICIÓN DE CONDUCTOR)	
TH-10	8,000 Lbs.
TH-10VO	14,000 Lbs.
TH-10V4	14,000 Lbs.

MÁXIMA CARGA TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR (TOTAL)	
TH-10VO	15,000 Lbs.
TH-10V4	15,000 Lbs.

MÁXIMA TENSIÓN O COMPRESIÓN DEL BRAZO EN V	
TH-10V	20,000 Lbs.

Fuente: Boletín RUS1742E-200, "RUS Specifications for Double Armed and Braced Type Crossarm Assemblies (138 kV and 161 kV)"

#### **4.4.2 Análisis de libranza por incremento del aislamiento**

El aumentar la cantidad de aislamiento será parte del trabajo en todas las estructuras, por lo que tomaremos en cuenta según la revisión de la línea en campo del estado en que se encontraron las libranzas y el aislamiento, con el fin de proporcionar una información más precisa de los cambios a realizar en la reconversión.

Para los aisladores tipo poste en forma horizontal, se recomienda que el BIL sea aproximadamente 20% arriba del valor de flameo en seco de la NESC. Para aislamiento de suspensión, se sugiere la cadena de aisladores conforme a los niveles de recomendación de aislamiento en el boletín RUS 1742-200 (Tabla utilizada en aislamiento), se puede dejar

de instalar un disco que el número estándar proyectado para la cadena siempre que se cumplan los siguientes criterios:

- a) Que la línea tenga hilo de guarda
- b) Que la resistencia de tierra en la estructura sea menor a 10 Ohms
- c) Que la línea esté localizada en un área de nivel isocerámico bajo
- d) Que la línea no tenga problemas de contaminación alta

Los aisladores de polímero pueden tener rangos de electricidad equivalentes a su contraparte en porcelana. Usualmente los aisladores de polímero pueden incrementar en longitud, pero reducen el peso en la estructura, a la vez que incrementa la distancia de fuga. Cada fabricante tendrá diferentes valores en cuanto a las características de flameo, de fuga, BIL y esfuerzo mecánico.

En el caso de añadir aislamiento a la cadena ocurre que la flecha del vano bajará en distancia. El peso del conductor de una longitud determinada entre dos soportes, tenemos:

- a) El conductor tiene el mismo peso de diseño
- b) La longitud del tramo es la misma del diseño
- c) La fórmula de flecha es proporcional al peso y a la longitud, mientras es inversamente proporcional la fuerza de tensión a la que es sometida el conductor  $\delta = w * L^2 / 8 * F$

Donde:

- $\delta$ : Valor de flecha será proporcional al peso del conductor. Este valor está expresado en las unidades de longitud que se analicen (metros o pies)
- w: Peso por unidad de longitud (Kg/m o Lbs./pie)
- L: Longitud del tramo (metros o pies)
- F: Fuerza mecánica de tensión (Kg o Lbs.)

Analizando nuestro caso, al adicionar aisladores a la cadena baja la distancia vertical del vano de la línea incrementando levemente la longitud del tramo. Entonces para compensar esta acción, se vuelve a tensar el tramo para que quede la misma flecha del tramo de línea para dejarlo a la misma altura sin que el cuello del vano (punto donde el conductor pasa por el aislamiento) sea sometido a extrema tensión, dejándola a la flecha de diseño.

Realizaremos el cálculo de flecha a fin de dejarlo implícito, utilizando parte de la siguiente información:



**Tabla XLI. Características eléctricas y mecánicas del conductor analizado**

CARACTERÍSTICA	VALOR
· Conductor	ACSR HAWK 477 MCM
· Tipo de material	Aluminio-Acero
· Número y diámetro de los alambres de aluminio	26/3.439 mm
· Numero y diámetro de los alambres de acero	7/2.675
· Sección del aluminio	241.7 mm <sup>2</sup>
· Sección del acero	39.35 mm <sup>2</sup>
· Sección total del conductor	281.03 mm <sup>2</sup>
· Diámetro exterior	21.793 mm
· Peso	0.977 Kg/m
· Carga de ruptura	8845 Kg
· Modulo de elasticidad final	7400 Kg/mm <sup>2</sup>
· Modulo de elasticidad inicial	5690 Kg/mm <sup>2</sup>
· Coeficiente de expansión lineal	19.35 E-6/°C
· Resistencia a 20 ° C	0.118 Ohms/Km
· Norma	ASTM B-32

Fuente: Datos de INDE

$$\delta = \frac{0.977 \text{ Kg/m} (350\text{m})^2}{8(8845\text{Kg})} = 1.691\text{m}$$

El cálculo de la flecha no incluye el valor de temperatura de operación. Entonces para construir una tabla de valores aproximados por método gráfico, que incluyan en largo del vano y la temperatura en que operará el conductor, procedemos a calcular la flecha (*sag*) para valores de WL/2H según la fórmula exacta para determinarla:

$$\delta = \frac{H}{W} \left( \cosh \frac{WL}{2H} - 1 \right)$$

Donde:

W: Peso del conductor en Lbs.

H: Tensión horizontal del conductor en Lbs.

L: Longitud del vano en pies

Estos valores pueden ser calculados en sistema internacional, sin embargo lo calcularemos en sistema inglés debido a la característica log-log para un valor de flecha dado que tenemos. Para ello calcularemos la flecha para distintas curvas de operación del conductor, tomando en cuenta el criterio del INDE (50°C a flecha final).

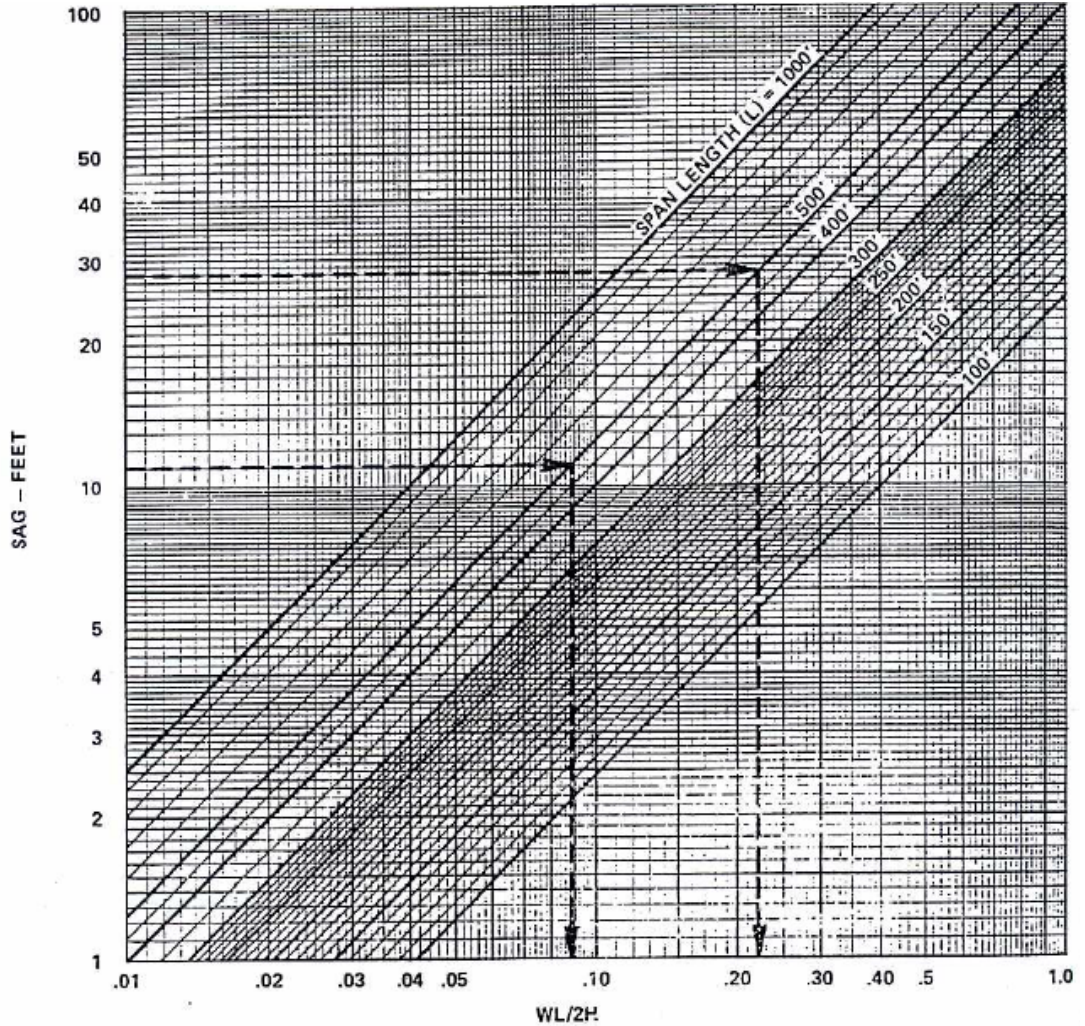
Los valores característicos es para un tramo de 350 mts. (1148 pies) con condiciones iniciales a 0.0°C, 0.0 mm de hielo, 2,697 kg de tensión:

**Tabla XLII. Valores iniciales de curvas para cálculo de flecha**

Tipo de Curvas	°F	°C	Flecha inicial (mts.)	Flecha inicial (pies)	Valor aproximado para buscar en tabla
curva fría	32	0	9.141	29.98	30
curva normal	122	50	8.493	27.86	28
curva caliente	167	75	10.405	34.13	34

Fuente: Valores de flecha dados para cálculo de flecha cable 477 kcmil ACSR HAWK 26/7 con datos de INDE para líneas de 138 kV

Figura 37. Valores de  $WL/2H$  para cálculo de flecha, según largo del vano



Fuente: EBASCO E300, "Chapter 9: Structural considerations"

Calculando los valores de flecha final, buscamos el valor de flecha en la tabla en el eje Y (*SAG-FEET*) luego localizamos la relación  $WL/2H$  para encontrar el valor aproximado.

**Tabla XLIII. Cálculos de flecha para curva fría, normal y caliente**

Para curva fría

# DE APROXIMACIÓN	WL/2H	W/H	H/W	$\cosh(WL/2H-1)$	Flecha = $H/W * (\cosh(wL/2H-1))$	Flecha en mts.
1	0.1100	0.000192	5218.182	0.006056	31.60	9.63
2	0.1103	0.000192	5203.989	0.006089	31.69	9.66
3	0.1107	0.000193	5185.185	0.006134	31.80	9.70

Para curva normal

# DE APROXIMACIÓN	WL/2H	W/H	H/W	$\cosh(WL/2H-1)$	Flecha = $H/W * (\cosh(wL/2H-1))$	Flecha en mts.
1	0.1089	0.000190	5270.891	0.005935	31.29	9.54
2	0.1090	0.000190	5266.055	0.005946	31.31	9.55
3	0.1095	0.000191	5242.009	0.006001	31.46	9.59

Para curva caliente

# DE APROXIMACIÓN	WL/2H	W/H	H/W	$\cosh(WL/2H-1)$	Flecha = $H/W * (\cosh(wL/2H-1))$	Flecha en mts.
1	0.128	0.000223	4484.375	0.008203	36.79	11.22
2	0.131	0.000228	4381.679	0.008593	37.65	11.48
3	0.135	0.000235	4251.852	0.009126	38.80	11.83

Fuente: Datos calculados con base a tabla XLII

De los anteriores valores se toma el más aproximado calculando el centro de la intersección de los puntos de flecha (SAG) y la relación WL/2H, entonces los valores finales son:

**Tabla XLIV. Cálculos finales de flecha**

Tipo de Curvas	°C	Flecha inicial (mts.)	Flecha final (mts.)
curva fría	0	9.141	9.66
curva normal	50	8.493	9.55
curva caliente	75	10.405	11.48

Fuente: Autor

La curva fría es la mínima temperatura, sin hielo, sin viento y el valor inicial de flecha (*sag*). Es utilizada para verificar el levantamiento y el *swing* del aislamiento.

La curva normal es la temperatura normal de operación, sin hielo, sin viento y curva de flecha final. Es utilizada para verificar las libranzas normales y el *swing* del aislamiento.

La curva caliente o de flecha máxima es la temperatura máxima de operación, sin hielo, sin viento y curva de flecha final. Es utilizada para verificar las libranzas mínimas verticales o cuando ocurre la flecha máxima bajo condiciones de congelamiento, este valor debe de utilizarse como la flecha de holgura.

Entonces el valor a considerar según el criterio del INDE es a 50°C (curva normal) como flecha final de 9.55 mts. Analizamos que el valor teórico es solamente para dar un estimado de flecha, ya que nos dio un valor de 1.691 mts. por lo cual no se considera la temperatura del conductor y no se utiliza la fórmula parabólica para modelar la flecha.

Normalmente se deja a una tensión mecánica 2,000 lbs. y 4875 Lbs. (25% de su tensión de ruptura según lo recomendado por NESC.), sin embargo el valor máximo recomendable por INDE es del 30% respecto a la tensión de ruptura del cable, incluyendo los claros donde se necesite tensar un poco más el conductor o se necesite insertar un poste entre el vano existente, que dependerá de la topografía del lugar.

Para tensar todo cable es en condiciones de temperatura media diaria (20°C en nuestro caso), sin viento y sin hielo.

Técnicamente se admite una tolerancia en variación de flechas de  $\pm 1.5\%$  con límite máximo en valor absoluto de  $\pm 1$  m. Entre fases los conductores del mismo claro deben tener la misma flecha y se acepta una tolerancia máxima de 10 mm por cada 100 mts. de longitud, sin exceder de 50 mm para cualquier longitud del claro.

**Tabla XLV. Libranzas verticales recomendadas por RUS entre conductores donde una línea atraviesa el conductor de otro donde el conductor superior e inferior tiene relé de falla a tierra**

Voltage between circuits = Voltage line to ground Top Circuit + Voltage line to ground Bottom Circuit (Calculations are based on the maximum operating voltage.)									
The NESC requires that clearances not be less than that required by application of a clearance envelope developed under NESC Rules 233A1 & 233A2. Structure deflection shall also be taken into account. RUS recommended values in this table are to be added applied for the movement of the conductor and deflection of structures, if any.									
			UPPER LEVEL CONDUCTOR (Note F)						
Nominal Voltage, Phase to Phase kV <sub>L-L</sub>			34.5 & 46	69	115	138	161	230	
Max. Operating Voltage, Phase to Phase (kV <sub>L-L</sub> )			---	72.5	120.8	144.9	169.1	241.5	
Max. Operating Voltage, Phase to Ground (kV <sub>L-G</sub> )			---	41.8	69.7	83.7	97.6	139.4	
		NESC Basic Clear. (Note H)	(kV <sub>L-G</sub> )	Clearances in feet					
<b>LOWER LEVEL CONDUCTOR</b>									
1. Communication		5.0		6.7	7.2	8.1	8.6	9.0	10.4
2. OHGW (Note G)		2.0		3.7	4.2	5.1	5.6	6.0	7.4
3. Distribution conductors		2.0		3.7	4.2	5.1	5.6	6.0	7.4
4. Transmission conductors of lines that have ground fault relaying. Nominal line – to – line voltage in kV. (Note F)									
	230 kV	2.0	139.4						11.3
	161 kV	2.0	97.6					8.5	9.9
	138 kV	2.0	83.7				7.6	8.1	9.5
	115 kV	2.0	69.7			6.7	7.1	7.6	9.0
	69 kV	2.0	41.8		4.8	5.6	6.2	6.7	8.1
	46 kV and below	2.0	26.4	3.8	4.3	5.2	5.7	6.2	7.6

**Notes:**

(A) The conductors on other supports are assumed to be from different circuits

(B) This table applies to lines with ground fault relaying.

(C) The NESC requires that the clearance shall be not less than that required by application of a clearance envelope developed under NESC Rule 233A2 to the positions on or within conductor movement envelopes developed under Rule 233A1 at which the two wires, conductors or cables would be closest together. For purposes of this determination, the relevant positions of the wires, conductors, or cables on or within their respective conductor movement envelopes are those which can occur when (1) both are simultaneously subjected to the same ambient air temperature and wind loading conditions and (2) each is subjected individually to the full range of its icing conditions and applicable design electrical loading.

(D) An additional 1.5 feet of clearance is added to NESC clearance to obtain the recommended design clearances. Greater values should be used where the survey method used to develop the ground profile is subject to greater unknowns.

(E) ALTITUDE CORRECTION TO BE ADDED TO VALUES ABOVE

$$\text{Total altitude correction factor} = \text{Correction for upper conductors} + \text{Correction for lower conductors}$$

For upper conductors use correction factor from Table 4-1 of this bulletin.  
 For lower conductors:  
 Categories 1, 2, 3 above use no correction factors  
 Category 4 uses correction factors from Table 4-1 of this bulletin

(F) The higher voltage line should cross over the lower voltage line

(G) If the line on the lower level has overhead ground wire(s), this clearance will usually be the limiting factor at crossings.

(H) The NESC basic clearance is defined as the reference height plus the electrical component for open supply conductors up to 22 kV<sub>L-G</sub>.

Fuente: Boletín RUS1742E-200, tabla 4-3

Encontrando valores de las distancias entre las líneas que se atraviesan en cualquier sentido, el valor debe de ser:

**Tabla XLVI. Valores de libranza vertical corregidos**

LIBRANZA	VALORES DE TABLA (PIES)	CORRECCIÓN EN ALTURA	VALORES EN MTS.
ENTRE DISTRIBUCIÓN Y LÍNEA 138 kV	5.6	0.2282	1.78

Fuente: Datos calculados con tabla XLV

Estas libranzas deben aplicar con flecha final en las condiciones, tomando en cuenta la mayor de ellas:

- a) Conductor a 32°F (0°C) sin viento con carga de acuerdo al sector y condiciones de pequeña superficie de hielo
- b) Conductor a 167°F (75°C) con baja temperatura del ambiente tomando la consideración adecuada de un estudio de ingeniería. De



ninguna forma se debe considerar una temperatura menor a 120°F (49°C)

c) Máxima temperatura del conductor sin condiciones de viento

NESC requiere estas condiciones como mínimo debido a que el conductor superior e inferior están a la misma temperatura ambiente y cargas de viento, y ambos están individualmente en su rango máximo de sus condiciones iniciales en frío y aplicable a su diseño eléctrico de carga.

INDE toma el criterio para libramientos mínimos considerando la condición de temperatura de 50°C sin viento, incluyendo para esta condición el efecto de elongación del cable conductor por *creep* a 10 años. (*Creep* es el fenómeno de alargamiento gradual de forma permanente de un material en función del tiempo).

**Tabla XLVII. Separación vertical recomendada por RUS en pies entre fases del mismo o diferente circuito que comparten la misma estructura**

Nominal voltage, Line-to-Line Voltage in kV	34.5 & 46	69	115	138	161	230
Max. Operating Voltage, Phase to Phase, kV	----	72.5	120.8	144.9	169.1	241.5
Max. Operating Voltage, Phase to Ground, kV	----	41.8	69.7	83.7	97.6	139.4
Vertical Separation	Separation in feet					
<b>Minimum Vertical Separation at Support</b>						
1. Phases of the same circuit (Note A) (Based on NESC Table 235-5)	3.2	4.0	5.6	6.4	7.2	9.6
2. Phases of different circuits (Notes B & D) (Based on NESC Table 235-5, footnote 7 & 8)	3.4	4.3	6.2	7.1	8.1	10.8
3. Phase conductors and overhead ground wires (Based on NESC 235C and 233C3)	2.5	2.9	3.9	4.3	4.8	6.4
<b>Minimum Vertical Separation in Span</b>						
4. Phases of the same circuit (Notes A & G) (Based on NESC Table 235-5), H ≥ 1.0 ft., Figure 6-4	2.5	3.3	4.9	5.7	6.5	9.0
5. Phases of different circuits (Notes C, D & G) (Based on NESC Table 235-5, footnotes 7 & 8 NESC Rule 235C2b.), H ≥ 1.0 ft., Figure 6-4	2.7	3.7	5.5	6.4	7.4	10.2
6. Phase conductors and overhead ground wires (H ≥ 1.0 ft., Figure 6-4), Notes D & G	1.5	2.1	3.0	3.6	4.0	5.4
<b>ALTITUDE CORRECTION TO BE ADDED TO VALUES IN CATEGORY '2' ABOVE (NONE REQUIRED FOR CATEGORY '1'):</b>						
Additional feet of clearance per 1000 feet of altitude above 3300 feet	.02	.02	.05	.07	.08	.12
<b>Notes:</b>						
(A) There are no NESC values specified for vertical separation of conductors of the same circuit for voltages above 50 kV line-to-line.						
(B) Assumes both circuits have the same nominal voltage. If they do not, the vertical separation can be determined using Equation 6-2 below.						
$V = \frac{16}{12} + \frac{4}{12}(kV_{LO1} + kV_{LO2} - 8.7) + \frac{6}{12}(NoteD) \quad \text{Eq. 6-2}$						
where:						
$kV_{LO1}$ = Line to ground voltage circuit one, kilovolts.						
$kV_{LO2}$ = Line to ground voltage circuit two, kilovolts.						

(C) Assumes both circuits have the same nominal voltage. If they do not, the vertical separation can be determined using Equation 6-2a below.

$$V = .75 \left[ \frac{16}{12} + \frac{.4}{12} (50 - 8.7) \right] + \frac{.4}{12} (kV_{L01} + kV_{L02} - 50) + \frac{6}{12} (NoreD) \quad \text{Eq. 6-2a}$$

(D) An additional 0.5 feet of clearance is added to the NESC clearance to obtain the recommended design clearances.

(E) The values in this table are not recommended as minimum vertical separations at the structure for non-standard RUS structures. They are intended only to be used on standard RUS structures to determine whether or not horizontal separation calculations are required.

(F) The upper conductor is at final sag at the maximum operating temperature and the lower conductor is at final sag at the same ambient conditions as the upper conductor without electrical loading and without ice loading; or, the upper conductor is at final sag at 32° with radial ice from either the medium loading district or the heavy loading district and the lower conductor is at final sag at 32°F.

(G) In areas subjected to icing, an additional 2.0 feet of clearance should be added to the above clearances when conductors or wires are directly over one another or have less than a one foot horizontal offset. See section 6.3 of this bulletin.

Fuente: Boletín RUS1742E-200, tabla 6-1

Aplicando los valores dados en la tabla, corrigiéndolos a la altura sobre el nivel del mar de la línea en estudio, tomando en cuenta que el circuito superior es de 138 kV y el inferior de distribución (para circuitos de 13.8 kV y 34.5 kV):

**Tabla XLVIII. Libranzas verticales mínimas corregidas para 138 kV**

MÍNIMA LIBRANZA VERTICAL EN EL POSTE	VALORES DE TABLA (PIES)	CORRECCIÓN EN ALTURA	VALORES EN MTS.
Fases del mismo circuito	6.4	0.2282	2.02
Fases de diferente circuito	7.1	0.2282	2.23
Fases de conductores e hilo de guarda	4.3	0.2282	1.38

MÍNIMA LIBRANZA VERTICAL EN EL VANO	VALORES DE TABLA (PIES)	CORRECCIÓN EN ALTURA	VALORES EN MTS.
Fases del mismo circuito	5.7	0.2282	1.81
Fases de diferente circuito	6.4	0.2282	2.02
Fases de conductores e hilo de guarda	3.6	0.2282	1.17

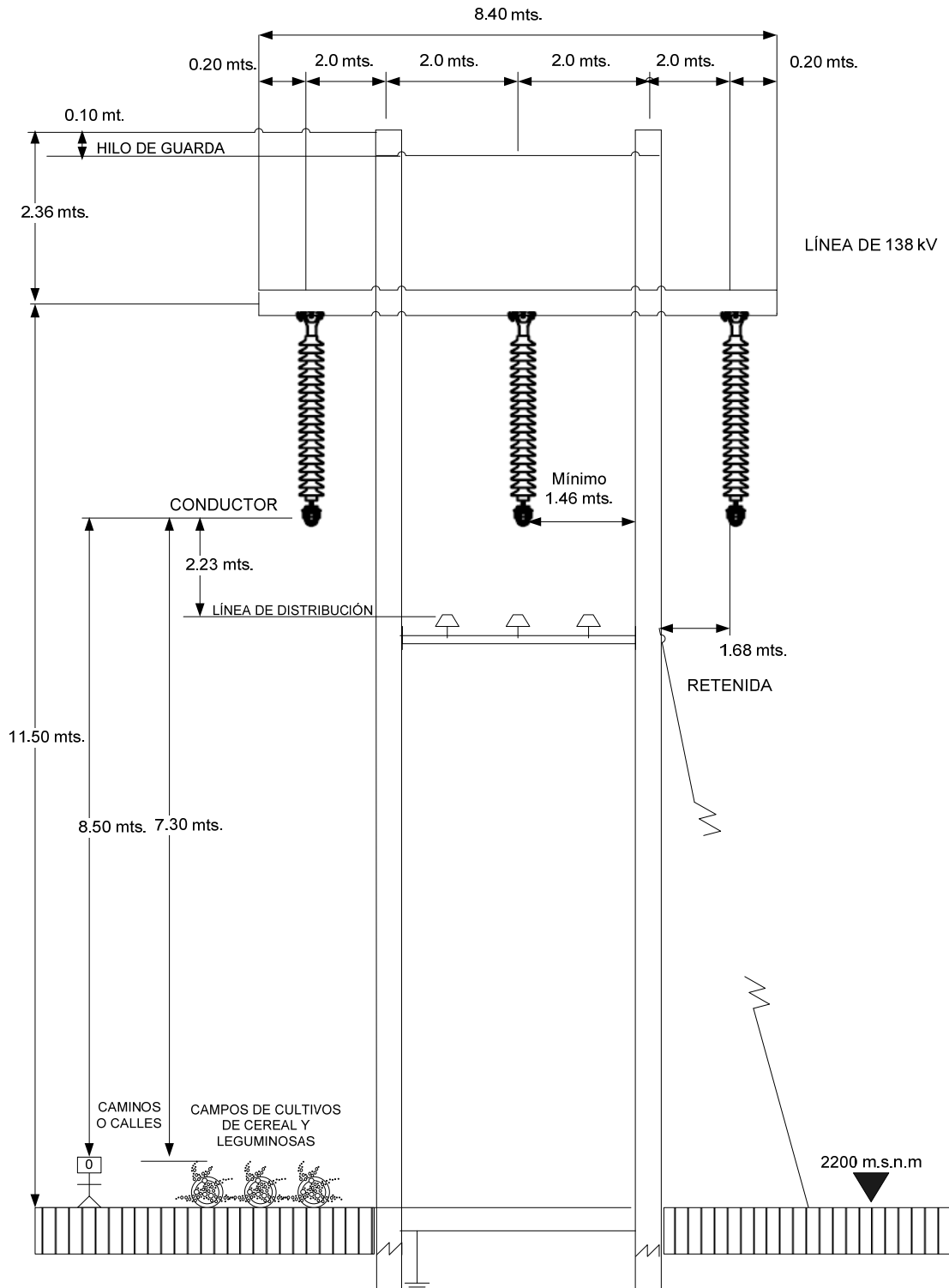
Fuente: Cálculos basados en tabla XLVII

En el caso de las estructuras de 16 mts. existentes a lo largo de la línea de transmisión en estudio, se derivan algunos problemas debido a ello ya que en ciertos lugares no cumplen con las libranzas requeridas.

Para ello mostramos las siguientes figuras con la condición actual en 69 kV y luego con la condición de aumento de aislamiento con las distancias recomendadas para verificar si quedan dentro de los valores mínimos requeridos.



**Figura 39. Estructura tipo H con aumento de aislamiento 138 kV**



Fuente: Libranzas calculadas de tablas XXVI, XXXVII, XLVI y XLVIII

Podemos apreciar que el valor de libranzas verticales se cumple en la mayoría de casos. Tomar en cuenta que las libranzas de la figura de la estructura H son para una altura de 2200 m.s.n.m. que es la máxima altura a la que está la línea en todo su recorrido y se realizó de esta forma para que abarque toda holgura que se pueda dar en el campo.

Entonces verificamos que las estructuras en 69 kV por estar sobredimensionadas en altura, cumplen los valores de libranza recomendados en un 75% de la cantidad de estructuras de toda la línea. El porcentaje restante según análisis realizado en campo hay una serie de observaciones a las libranzas: primero del tramo La Esperanza hacia Pologuá y el segundo de Pologuá hacia Huehuetenango. Así también mostramos las acciones sugeridas en la tabla XLIX.

**Tabla XLIX. Observaciones a las libranzas línea Esperanza – Pologuá**

LÍNEA ESPERANZA - POLOGUÁ

No. ESTRUCTURA	LIBRANZA	OBSERVACIONES	ACCIONES
1-2	6.6	Libranza reducida por paso de carretera a un costado de la subestación La Esperanza	Instalar extensión de poste para darle la libranza adecuada.
6-7	3.28	Existe una casa bajo la línea	Cambiar poste de madera para estructura tipo I por estar deteriorado, ya que por eso tienen poca libranza.
16-17	5.73	Problema por paso de carretera	Instalar extensión de poste octogonal en No. 17, estructura tipo I para dejar libranza adecuada por paso de carretera
17-18	6.28	Problema por paso de carretera	Instalar extensión de poste octogonal en No. 18, estructura tipo I para dejar libranza adecuada por paso de carretera

19-20	6.54	Problema por paso de carretera	Instalar extensión de poste octogonal en No. 19, estructura tipo I para dejar libranza adecuada por paso de carretera
32-33	6.3	Paso de línea por bosque en disposición horizontal fases B y C, mientras la fase A está en cruce superior, interior de la H.	Cambiar la disposición de la línea en forma horizontal siempre cuidando el derecho de vía ya que es un área donde hay un bosque protegido. Instalar extensión de poste octogonal.
34-35	5.92	Pasa por llanura en disposición horizontal y la fase A pasa a cruce superior, estructura de paso.	Instalar extensión de poste octogonal en ambas estructuras para mantener la disposición de la línea o dejar las estructuras en disposición horizontal.
79-80	3.72	Existe varias casas bajo la línea por la escuela San Antonio Pasajoc.	Instalar extensión de poste octogonal para darle libranza adecuada entre distribución y línea de transmisión.
82-83	5.59	Km 203 salida rural de Olintepeque hacia Pologuá, sobre la carretera	Instalar extensión de poste octogonal para darle libranza adecuada entre distribución y línea de transmisión.
83-84	5.4	Planicie donde la libranza se pierde por el paso de una línea de distribución	Conviene instalar extensiones de poste octogonal para adecuar la libranza entre estructuras 83 a 84.

Fuente: Autor

### Tabla L. Observaciones a las libranzas línea Pologuá – Huehuetenango

#### LÍNEA POLOGUÁ - HUEHUETENANGO

No. ESTRUCTURA	LIBRANZA	OBSERVACIONES	SUGERENCIAS
1-2	5.4	Postes de 12 mts. pierden libranza al suelo, salida de la subestación.	Instalar extensiones de poste para los existentes de 12 mts. con el fin de tener libranza adecuada en la salida de la línea.
18-19	5.24	Postes pierden libranza al suelo, paso de cerro a cerro.	Instalar extensión de poste octogonal o poste intermedio.



26-27	5.03	Postes de 16 mts. se enterraron más de lo debido en estructura 26, se pierde libranza al suelo. Está en una loma	Se sugiere que en la estructura 25 se aplane el terreno en el lado de la estructura 26 ya que el reconvertir se pierde la libranza por estar en loma. Otra sugerencia es utilizar extensión de poste más alto de los de 2.7 mts.
27-28		Paso por terrenos de siembra	Instalar extensión de poste octogonal al reconvertir, es estructura de paso.
28-29		Paso por terrenos de siembra	Instalar extensión de poste al reconvertir, es estructura de paso la No. 29.
56-57	1.8	Anuncio de publicidad en el km 235 a orillas de la carretera.	Retirar rótulo.
64-65	5.32	Pasa línea trifásica del ramal Malacatancito tipo V de 13.8 kV, estructura tipo I de 69 kV	Instalar extensión al reconvertir ya que tendrá mejor libranza con la trifásica de distribución.
86-87	4.8	Línea pasa de una loma a un barranco, a un costado del puente Pucal.	Instalar poste intermedio o bajar la loma para darle la libranza adecuada en la estructura No. 86.
105-106		Pasa por terrenos de siembra, chatarrera y casas de lámina, a la par de la carretera a Malacatancito.	Tensar más el conductor e instalar extensiones de poste en la 105 y 106, tomando en cuenta estructuras tipo V en la 105 y 107.
107-108		A partir de esta estructura se comparte con la línea Malacatancito 13.8 kV. Hasta la última estructura de la línea 69 kV. En la No. 108, la tipo V tiene un poste separado fase C pero cumple con las libranzas, está en un cerro.	Instalar extensión de poste en la No. 107 para adecuar la libranza en conjunto con la línea de distribución.
128-129		En terreno baldío en la carretera a Cacum, Malacatancito.	Tensar más el tramo e instalar extensión de poste octogonal para elevar la libranza.
131-132		Ubicada en aserradero en San Lorenzo, existen casas debajo de la línea	Instalar extensión de poste octogonal en la estructura 131, tipo I.
139-140		Paso por terrenos de siembra	Tensar más el tramo e instalar extensión de poste octogonal la No. 139 y 140.

149-150	1.5	Existen casas bajo la línea, ubicada en la 3ra. Calle final de la zona 2 de Huehuetenango. Estructura de remate.	La limitante es que se perdió el derecho de vía de la línea, se considera instalar extensiones de poste más altos (6 mts.) en las estructuras 149 y 150. Otras opciones son instalar postes de 18 mts. o estructura autoportada en disposición vertical.
150-151	1.85	Existen casas bajo la línea, ubicada en terreno privado a orillas de la 3ra. Calle zona 2 de Huehuetenango	Vecinos tienen construcciones en el terreno donde pasa la línea, se sugiere instalar extensiones de poste más altos (6 mts.) Otras opciones son instalar postes de 18 mts. o estructura autoportada en disposición vertical.
152-153		Última estructura antes de rematar en el pórtico de la subestación, ubicada en un terreno por donde existen casas bajo la línea. Vecino del terreno donde está la estructura 152 solicita se retiren los postes.	Se sugiere instalar extensiones de poste más altos (6 mts.) Otras opciones son instalar postes de 18 mts. o estructura autoportada en disposición vertical.

Fuente: Autor

#### 4.5 Gradiente de superficie del conductor

A fin de calcular el gradiente excesivamente alto en la superficie del conductor que podría resultar en ruido de radio, interferencia de televisión o efecto corona. La ecuación utilizada es para calcular dicho fenómeno para un conductor por fase, cuyo resultado es razonablemente exacto.

El criterio de la fórmula asume el conductor de fase está bastante separado en comparación con el diámetro del conductor, y el límite recomendado para que el conductor no cause ruido de radio es de 16 kV/cm.

$$g = \frac{kV_{LL}}{\sqrt{3} * r * \ln \frac{D}{r}}$$

Donde:

$kV_{LL}$ : Voltaje de línea a línea en kV

$r$ : Radio del conductor en cm.

$D$ : Distancia media geométrica (DMG) del conductor de fase en cm.

$G$ : Gradiente de superficie del conductor en kV por cm.

Calculando:

$D$  es igual a:

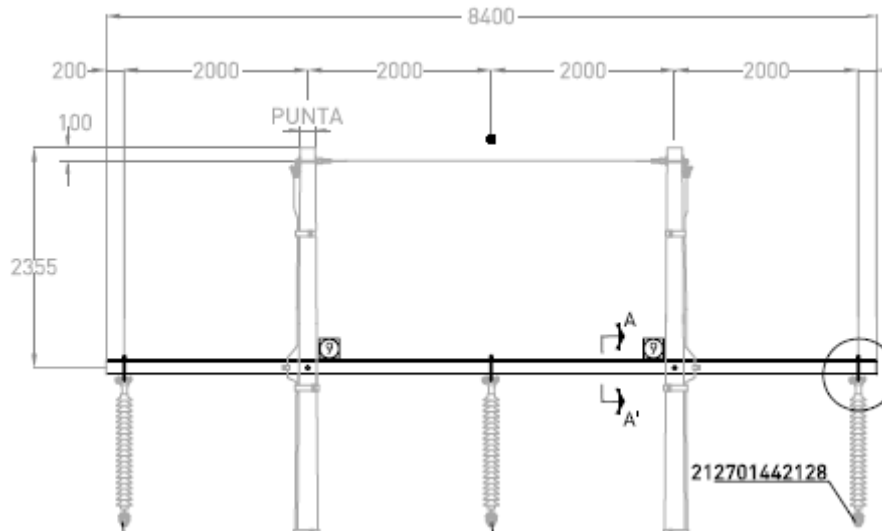
$$DMG = \sqrt[3]{((4.00m)^4 * (8.00m))^2} = 5.0396842 * 100 = 503.96842cm$$

Calculando el valor del gradiente:

$$g = \frac{kV_{LL}}{\sqrt{3} * r * \ln \frac{D}{r}} = \frac{230kV * (1.05)}{\sqrt{3} * (1.08965cm) * \ln\left(\frac{503.96842cm}{1.08965cm}\right)} = 12.51kV / cm$$

A continuación ilustramos las libranzas utilizadas para el cálculo.

**Figura 40. Ilustración de estructura tipo I para cálculo de gradiente**



Nota: Libranzas de estructura tipo I en disposición horizontal línea Esperanza - Pologuá - Huehuetenango

Entonces, la línea tendrá un efecto de gradiente de superficie de 12.51 kV/cm la línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango debido a que es una misma distancia entre fases, por lo que concluimos que está dentro de la tolerancia recomendada por RUS de no tener un gradiente mayor a 16 kV/cm.

## 5 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

### 5.1 Comparar resultados por la repotenciación de la línea de transmisión

Podemos apreciar los resultados en el Capítulo 3 de la repotenciación de la línea, tomamos en cuenta la nueva subestación Barillas, la cual se construyó una línea en 69 kV de San Juan Ixcoy hacia Barillas ya está en explotación a partir finales de Junio 2009.

Las subestaciones que dependen de la línea Esperanza-Pologuá-Huehuetenango son: Ixtahuacán, San Juan Ixcoy (Soloma), Barillas y tomando en cuenta que se pondrá en operación en un futuro cercano.

En la subestación Barillas se trasladará parte de la carga que lleva actualmente San Juan Ixcoy en su línea Soloma 34.5 kV, que es la carga rural y urbana de la población de Barillas y San Mateo Ixtatán, lo que representa 3 MW de carga en 13.8 kV, de los 7 MW que tiene la línea Soloma 34.5 kV en su explotación actual.

La subestación de Jacaltenango se incluye también en el diagrama del Capítulo 3, ya que es una subestación que se realizará para dividir la carga que actualmente tiene el circuito Los Huistas 34.5 kV para alimentar la carga de de las poblaciones de San Antonio Huista, Santa Ana Huista, Cuatro Caminos, Jacaltenango, sus aldeas y caseríos circunvecinos que hasta ahora representan 4 MW de carga al circuito mencionado.

Se considera como punto de referencia que la carga sigue el mismo patrón de consumo, pero al ver un efecto inmediato respecto a la regulación de voltaje, los usuarios iniciarán a elevar sus consumos en forma periódica.

Respecto a la operatividad de los bancos de reguladores y capacitores en 69 kV, tendremos una mejoría considerable ya que actualmente se conectan dichos bancos antes de la hora pico para mantener el nivel de voltaje en barras de 69 kV, así también se mantiene en regulación automática los transformadores de San Juan Ixcoy (Soloma) e Ixtahuacán llegando hasta su tap máximo de operación con el fin de regular el voltaje en barras de 34.5 kV y 13.8 kV respectivamente.

En el futuro, los equipos de compensación de reactiva como los bancos de capacitores, será necesario utilizarlos cuando exista alguna deficiencia en el servicio en La Esperanza ya que la línea seguirá la misma tendencia cuando operaba en 69 kV mientras se realiza el plan de expansión del INDE, por lo cual tendrá la misma confiabilidad y estabilidad de una topología radial.

Así también los equipos de compensación de reactiva de la subestación Pologuá, se deberán analizar para retirarlos a algún otro lugar donde se necesiten, así como los equipos existentes en la subestación Huehuetenango de 2 x 5.4 MVar para 69 kV. Que actualmente se utilizan para mejorar el valor de tensión en el punto de entrega, e inclusive mejoran el nivel de tensión en 230 kV que se conecta en la Esperanza desde Los Brillantes según los estudios del AMM.

Se debe asegurar que los transformadores de potencia de las subestaciones San Juan Ixcoy e Ixtahuacán, estén siempre en regulación automática con el fin de tener el correcto ajuste en cuanto a sus tolerancias en

regulación de tensión. Lo mismo será para las subestaciones Barillas y Jacaltenango, ya que tienen el mismo tipo de equipo por ser subestación compacta.

Por si se desea ampliar el tema respecto a los equipos y diseño de subestaciones compactas aisladas en SF6, se puede acudir a información técnica de subestaciones compactas que maneja la distribuidora DEOCSA-DEORSA o al sitio de SIEMENS.

## 5.2 Reducción de pérdidas

A continuación mostramos las pérdidas para los voltajes 138 kV y 69 kV, ya en la repotenciación de la línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango:

**Tabla LI. Resultados de pérdidas de línea Esperanza – Huehuetenango**

Voltaje de Operación (kV)	Pérdidas P de Línea (MW)	Pérdidas Q de Línea (MVar)
69	0.134	2.855
138	0.969	0.826

Fuente: Resultados de flujo de potencia caso base y 138 kV

Entonces, al realizar la comparación técnica de las pérdidas respecto a la operación solamente en 69 kV. La primera línea de datos es el caso base y la segunda línea con los datos de la repotenciación:

**Tabla LII. Comparación de pérdidas caso base y caso 138 kV**

Voltaje de Operación (kV)	Pérdidas P de Línea (MW)	Pérdidas Q de Línea (MVar)
69	3.786	28.364
69	0.134	2.855

Fuente: Resultados de flujo de potencia caso base y 138 kV

Por lo cual se ha reducido en 96.5% los valores de pérdidas de potencia activa en la línea, y un 89.9% se reduce el valor de potencia reactiva perdida en la línea. La cargabilidad de la línea según el estudio es del 41.2% entre el nodo de Esperanza – Pologuá, mientras que de Pologuá - Huehuetenango del 33%. Los amperajes entre nodos serán de Esperanza – Pologuá de 289 Amperios. Y de Pologuá – Huehuetenango de 231 Amperios.

Los valores de pérdidas para las líneas interconectadas actualmente aguas debajo de la red futura en 138 kV son: Huehuetenango – Ixtahuacán 69 kV. y Huehuetenango – San Juan Ixcoy 69 kV. Entonces para Huehuetenango – Ixtahuacán de 28.8 kW se verán reducidos a 1.26 kW. (Reducción en 95% de potencia de pérdidas en activa) a un 5.7% de cargabilidad de la línea. Y para la línea Huehuetenango – San Juan Ixcoy de un valor en pérdidas de 92.4 kW disminuye a 10.72 kW. con un 18% de cargabilidad de la línea, es decir disminuyó en 88.4% su valor de pérdidas en potencia activa.

Podemos afirmar que las pérdidas de potencia se verán reflejadas en el consumo de los puntos de entrega, por lo que habrá una reducción de la demanda para el transportista al inicio según podemos ver en la tabla de resultado donde el valor inicial en 69 kV era de 66.086 MW y se reduce en un 0.5% del valor original, es decir a 65.713 MW, ya que la componente de pérdidas en activa de la línea desaparece y se convertirá en potencia de carga al reconvertir la línea, lo cual será consumo de los usuarios conectados al sistema.

La línea de transmisión cuando opere a 138 kV en algunas ocasiones tendrá la capacidad de transferencia de potencia de la línea 69 kV existente. Esta condición puede demostrarse comparando los valores de la impedancia característica de carga (SIL) calculándolos para ambos voltajes utilizando las



constantes de la línea de transmisión del inciso 2.6 de este estudio. A continuación mostramos la tabla resumen de los cálculos:

**Tabla LIII. Cargabilidad de la línea de transmisión en 138 kV**

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VLL (kV)	SIL (MW)	MAXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA ESTIMADA (1.5XSIL)	RELACIÓN DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA
ESP-HUE	69	14.4	21.6	1.0
ESP-HUE	138	57.6	86.5	4.0

Fuente: Autor

Entonces observamos que la relación de la capacidad de transferencia de potencia es de 4 veces la capacidad de la línea operando a 69 kV.

### 5.3 Análisis de la regulación de tensión en 138 kV

Las pérdidas de potencia reactiva son directamente proporcionales al voltaje de operación y a la frecuencia del sistema, por lo cual la regulación de voltaje mejorará considerablemente en calidad respecto a su demanda actual y futura.

En cuanto a la regulación en las barras de carga del sistema a nivel de 13.8, 34.5, 69 y 138 kV, no son inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Los marginales deben de ser dentro del 5% por lo cual se tienen dentro de tolerancia según la NTCSTS y consecuentemente en la NTSD.

En la barra de Pologuá tenemos un 99.37% por lo cual se mantiene ya que según el análisis realizado en el segundo capítulo su porcentaje de regulación estaba dentro de las tolerancias hasta ese nodo en transmisión. En Huehuetenango 138 kV obtuvimos un 101% así como en la barra de 69 kV.

Donde inicialmente tenía un valor de 91.9% en regulación de tensión por lo cual mejora el valor de tensión en su punto de entrega en la subestación Huehuetenango. En las barras de 13.8 kV y 34.5 kV de la subestación Huehuetenango se obtuvo un 100% del valor nominal de voltaje.

#### **5.4 Impacto de la regulación en las subestaciones interconectadas**

Como resultado del cambio de tensión a 138 kV las subestaciones que están interconectadas al sistema: Huehuetenango – Ixtahuacán donde su valor original era del 90.87% ahora está en 101% de su valor nominal en 69 kV por lo cual está dentro de tolerancia (5% según las NTSD).

En el caso de la línea Huehuetenango – San Juan Ixcoy se obtuvo un 101% de regulación. En la línea San Juan Ixcoy hacia Barillas se obtuvo un valor del 100% de su valor nominal de operación (69kV) y en la línea San Juan Ixcoy hacia Jacaltenango un 100% del voltaje.

Todas las subestaciones interconectadas en la línea en estudio tienen configuración radial, es decir su topología no se ha modificado al realizar el estudio por lo cual su nivel de regulación de tensión se verá afectada en función del actual flujo de energía, el cual recibe la subestación La Esperanza de la línea Brillantes - La Esperanza 230 kV en su gran mayoría por lo que resultaría vulnerable en caso de un mantenimiento o indisponibilidad de esta línea por falla, ya que el otro flujo de energía es el que provee la línea Sololá – Esperanza 69 kV, y dependerá de la hora que ocurra algún evento, para que soporte la demanda del área de estudio.

Entre las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, donde están conectadas las generadoras Orzunil, Canadá Montecristo, es un punto de

restricción en transmisión porque ante una eventual apertura en alguno de los extremos de la línea, puede provocar sobrecarga en el extremo que queda en operación, según se puede ver en el estudio realizado por el AMM en demanda máxima. (Ver Programación de Largo Plazo S.N.I. Año estacional 2008-2009).

### 5.5 Eficiencia de la línea repotenciada a 138 kV

La eficiencia de una línea se designa por  $e$  y es la relación entre la potencia  $P_R$  que proporciona la línea en el punto de recibo con respecto a la potencia  $P_E$  que la línea toma en el punto de envío, es decir:

$$e = \frac{P_R}{P_E}$$

Si la potencia en el punto de envío la consideramos como la suma de la potencia en el punto de recibo y la potencia de pérdidas, entonces al sustituir la ecuación anterior y realizar simplificaciones matemáticas tenemos:

$$P_E = P_R + p_p$$
$$e = \frac{1}{\left(1 + \frac{p_p}{P_R}\right)}$$

Donde:

$$\% \_ POTENCIA \_ PÉRDIDAS = \left(\frac{p_p}{P_R}\right) * 100$$

Como la potencia de recibo es proporcional a la corriente de recibo, y que las pérdidas de potencia (%pp) son proporcionales al cuadrado de la corriente, resulta que las pérdidas de potencia crecen con el cuadrado de la potencia de recibo, por lo cual el %pp crece en forma lineal con la potencia de recibo.

Calculando la eficiencia entre los nodos Pologuá – Huehuetenango 138 kV, con base a los valores del estudio:

$$e = \frac{1}{\left(1 + \frac{0.969}{55.396}\right)} = 0.982808 * 100 = 98.28 \%$$

Si quisiéramos saber la eficiencia entre los nodos La Esperanza – Pologuá 138 kV en base a los valores del estudio, tenemos:

$$e = \frac{1}{\left(1 + \frac{0.969}{65.713}\right)} = 0.985468 * 100 = 98.55\%$$

Entonces la línea repotenciada hasta el punto de recibo de interés (Subestación Huehuetenango) tendrá un valor asociado de eficiencia del 98.28%, por lo cual confirmamos que es un valor bastante aceptable de la potencia a recibir en relación a la transmitida en La Esperanza.

Un término empleado en los casos de peaje de potencia en líneas es el factor de expansión de pérdidas de potencia, conocida por la CNEE como FEPP, definiéndola como la potencia que debe tomar la línea para entregar en el punto de recibo 1 kW, es decir, en el punto de envío la línea debe tomar la potencia que debe entregar más las pérdidas.

Expresado matemáticamente tenemos:

$$FEPP = \frac{P_E}{P_R} = \frac{P_R + p_p}{P_R} = 1 + \frac{\% p_p}{100}$$

Calculando:

$$FEPP = 1 + \frac{98.28}{100} = 1.9828 \approx 1.98$$

## 5.6 Análisis de costos

Entre los factores de costo, consideramos que dentro de la reconversión se deben de incluir los requerimientos para la operatividad del sistema y mantenimiento del sistema, los cuales deben proyectarse.

### 5.6.1 Inversión en repotenciación de la línea

Debido al mal estado de algunos componentes de la red de transmisión en estudio, así como sus respectivos herrajes, es necesario definir a valores económicos el cambio de los mismos aunado a los valores que representan la reconversión.

## Cuantificación de la inversión de mano de obra

En el siguiente cuadro se muestra la magnitud de la mano de obra:

**Tabla LIV. Descripción de la mano de obra**

ITEM	DESCRIPCION DE UNIDADES DE OBRA	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	Desmontaje de cadenas de aisladores en suspensión de 6 aisladores c/u	CADENA	759	41.07	Q 31,172.13
2	Desmontaje de cadenas de aisladores en tensión de 7 aisladores c/u	CADENA	804	45.18	Q 36,324.72
3	Armado y montaje de cadenas de aisladores en suspensión de 8 aisladores c/u	CADENA	759	61.6	Q 46,754.40
4	Armado y montaje de cadenas de aisladores en tensión de 10 aisladores c/u	CADENA	804	65.75	Q 52,863.00
5	Tierra convencionales para estructura tipo I y III. (Estructuras de dos postes)	UNIDAD	76	73.93	Q 5,618.68
6	Tierra convencionales para estructura tipo IV y V. (Estructuras de tres postes)	UNIDAD	84	79.93	Q 6,714.12
7	Medición o verificación del nivel de resistencia en el suelo (25 Ohms Promedio)	UNIDAD	238	79.93	Q 19,023.34
8	Mejoramiento del nivel de resistencia, adición de electrodos	UNIDAD	63	73.93	Q 4,657.59
9	Adición de extensiones metálicas octagonal en estruc. Donde cambia de altura el	UNIDAD	149	258.75	Q 38,553.75
10	Cinta de acero inoxidable (Band it) de 3/8" x 0.025" tipo 201 Acero Inoxidable	METROS	607	3.66	Q 2,221.62
11	Hebilla band it de acero inoxidable para cinta de 3/8". (Para adición de flejes)	UNIDAD	470	0.83	Q 390.10
12	Desmontaje de conductor de grapa, ACSR 477 HAWK	UNIDAD	1573	16.43	Q 25,844.39
13	Montaje/engrapado de conductor en grapa ACSR 477 HAWK	UNIDAD	1573	24.65	Q 38,774.45
14	Desmontaje de grapa de cable de acero galvanizado de 3/8" en hilo de guarda	UNIDAD	176	16.43	Q 2,891.68
15	Montaje/engrapado de cable de acero galvanizado de 3/8" en hilo de guarda	UNIDAD	176	20.53	Q 3,613.28
16	Númeración y rotulación de estructuras sobre la superficie de un poste en cada	UNIDAD	248	73.93	Q 18,334.64
<b>INTERCALADO DE ESTRUCTURAS:</b>					
17	Traslado, izado y plomeado de postes de concreto de 16.00 metros Clase 1000	UNIDAD	3	5339.28	Q 16,017.84
18	Traslado, izado y plomeado de postes de concreto de 16.00 metros Clase 2000	UNIDAD	6	5339.28	Q 32,035.68
19	Montaje de aislamiento en estructuras tipo III. (Estructuras de dos postes)	UNIDAD	3	533.93	Q 1,601.79
20	Montaje de Hilo de guarda en estructura tipo III (Estructuras de dos postes)	UNIDAD	3	381.97	Q 1,145.91
21	Montaje de crucetas de acero galvanizado de 8.40 m en estructuras tipo III	UNIDAD	3	0	Q -
22	Montaje de retenidas en estructuras tipo III (Estructuras de dos postes)	UNIDAD	10	517.5	Q 5,175.00
23	Montaje de sistema de tierras en estructuras tipo III (Estructuras de dos postes)	UNIDAD	4	381.97	Q 1,527.88
24	Montaje de aislamiento en estructuras tipo IV. (Estructuras de tres postes)	UNIDAD	84	79.93	Q 6,714.12
25	Montaje de Hilo de guarda en estructura tipo IV (Estructuras de tres postes)	UNIDAD	1	164.28	Q 164.28
26	Montaje de crucetas de acero galvanizado de 10.0 m en estructuras tipo IV	UNIDAD	2	616.07	Q 1,232.14
27	Montaje de retenidas en estructuras tipo IV (Estructuras de tres postes)	UNIDAD	2	164.28	Q 328.56
28	Montaje de sistema de tierras en estructuras tipo IV. (Estructuras de tres postes)	UNIDAD	1	410.72	Q 410.72
<b>DESGASTE DE TERRENO:</b>					
29	Demolición o desgaste de terreno en diferentes vanos	MT <sup>2</sup>	1100	92	Q 101,200.00
30	Traslado hacia vertederos de terreno sobrante	MT <sup>3</sup>	1100	16.43	Q 18,073.00
<b>TOTAL CON IVA 12%</b>					<b>Q 519,378.81</b>

Fuente: Autor

## Cuantificación de la inversión de materiales

En el siguiente cuadro se muestra la magnitud de los materiales:

**Tabla LV. Descripción de la materiales**

ITEM	DESCRIPCION DE MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
31	ROTULA SOCKET-OJO DE 24,000 LB.	UNIDAD	25	47.1 Q	1,177.50
32	CABLE ACERO GALVANIZADO DE 3/8"	UNIDAD	3554	4.22 Q	14,997.88
33	TUERCA CON OJO PARA PERNO DE 3/4"	UNIDAD	22	10.98 Q	241.56
34	CINTA ACERO INOXIDABLE 3/8P X 0.025P TIP 201	UNIDAD	553	3.66 Q	2,023.98
35	HEBILLA P/CINTA BAND-IT 3/8" ACERO INOX	UNIDAD	595	0.83 Q	493.85
36	HORQUILLA.BOLA CLEVIS3 3/32pX23/32p 3/4..	UNIDAD	22	35 Q	770.00
37	GRAPA SUSP AG 0.2" - 0.46" P/GUARDA 3/8"	UNIDAD	8	74.88 Q	599.04
38	GRAPA AG P/REMATE 0.18p - 0.46p 15K LB	UNIDAD	4	64.06 Q	256.24
39	GRAPA AL SUSP T/CLEVIS 0.8"-1.40"P/C 477	UNIDAD	12	88.09 Q	1,057.08
40	GRAPA P/ 477 ACSR T/PISTOLA MIN. 4 PERNOS "U"	UNIDAD	6	179.56 Q	1,077.36
41	EXTENSION OCTOGONAL PARA POSTE	UNIDAD	127	785 Q	99,695.00
42	GRILLETE A.G 3P, PASADOR 5/8P 22,000 LB	UNIDAD	6	8.28 Q	49.68
43	ARANDELA 3X3X1/4" AGUJ. 13/16"	UNIDAD	95	4.85 Q	460.75
44	ARANDELA 2-1/4X2-1/4X3/16 AGUJ 13/16"	UNIDAD	97	1.79 Q	173.63
45	ARANDELA DE PRESION DIAM INT 13/16	UNIDAD	119	0.83 Q	98.77
46	CONTRATUERCA P/PERNO DIAM. 3/4p	UNIDAD	119	1.72 Q	204.68
47	ABRAZADERA DE CUATRO VIAS 10" A 14", ANCHO 4" X 1/4"	UNIDAD	26	264 Q	6,864.00
48	ANCLA DE POLIPROPILENO 135 PUGLG	UNIDAD	46	73.15 Q	3,364.90
49	GUARDACABO A.G. CABLE 3/8P.*	UNIDAD	26	2.46 Q	63.96
50	AISLADOR SUSP CL 52-3 ANSI SOCKET 15K LB..	UNIDAD	5300	74.45 Q	394,585.00
51	AISLADOR SUSPENSION DE POLIM. 138 kV. T/Y-CL-OVAL OJO, 111 kN	UNIDAD	60	589.15 Q	35,349.00
52	POSTE CONCRETO 16 MTS CL 1000	UNIDAD	6	5443.23 Q	32,659.38
53	POSTE CONCRETO 16 MTS CL 2000	UNIDAD	3	9369.65 Q	28,108.95
57	CRUCETA A.G. 10000X152X50X6 MM	UNIDAD	1	2388.57 Q	2,388.57
58	CRUCETA A.G. 8400X152X50X6 MM	UNIDAD	2	2006.25 Q	4,012.50
59	CONECTOR MECANICO P/CABLE 3/8pA CRUCETA	UNIDAD	22	24.93 Q	548.46
60	CONECTOR COMP. PROTEC. P/REMAT PREF 3/8"	UNIDAD	56	4.35 Q	243.60
61	CONECTOR DE COMP. BIMETALICO CABLE A.G. 3/8" A VARILLA DE CU	UNIDAD	18	20.38 Q	366.84
62	CONECTOR DE COMPRESION CABLE - CABLE A.G. DE 3/8"	UNIDAD	121	4.18 Q	505.78
63	PERNO MAQUINA A.G. 3/4"X14" G 60	UNIDAD	11	13.88 Q	152.68
64	PERNO OJO A.G. 3/4P X 10P G 60	UNIDAD	23	26.28 Q	604.44
65	PERNO ROSCA CORRIDA A.G. 3/4x16" G 60	UNIDAD	19	21.95 Q	417.05
66	PERNO ROSCA CORRIDA A.G. 3/4PX14" G 60	UNIDAD	8	20.08 Q	160.64
67	PROTECTOR PREF. 53" O 78" P/CABLE 477	UNIDAD	12	66.09 Q	793.08
68	REMATE PREFORMADO P/CABLE A.G. 3/8"	UNIDAD	158	12.09 Q	1,910.22
69	VARILLA P/ANCLAJE, 3/4"x7", T/THIMBLEYE RODS	UNIDAD	36	90.62 Q	3,262.32
70	VARILLA P/ANCLAJE, 3/4" x 7" DE A.G. TWINEYE RODS.	UNIDAD	10	89.95 Q	899.50
71	VARILLA PARA TIERRA DE CU, DE 5/8" x 8"	UNIDAD	18	42.1 Q	757.80
72	FIJADOR DE ANGULO RETENIDA 13/16P	UNIDAD	76	20.82 Q	1,582.32
<b>TOTAL CON IVA 12%</b>					<b>Q 642,977.99</b>

Fuente: Autor

## 5.6.2 Cálculo del ahorro de pérdidas de potencia activa

Con los resultados del flujo de carga con la red actual tenemos unas pérdidas de potencia activa de 3.786 MW y con el cambio propuesto las pérdidas de 0.969 MW para la línea 138 kV.

Para el cálculo del costo de pérdidas de potencia activa utilizamos:

$$C_{p\acute{e}rdidas} = Potencia\_P\acute{e}rdidas * [(Fp * Costo\_Energ\acute{a}) + (12 * Fs * Costo\_Pot)]$$

Donde:

$$Fp: \quad Fp = 8760(0.15Fc + 0.85Fc^2)$$

Fc: Factor de carga (0.52 como promedio de los nodos asociados)

8760: Horas que tiene un año

12: Cantidad de meses del año

Fs : Factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema valor 0.74

Precio de la energía: 0.10233 US\$/kWh

Precio de la potencia: 8.9 US\$/kW-mes

Calculando, tenemos:

$$Fp = [8760(0.15*0.52) + (0.85*0.52^2)] = 2,736 \text{ Horas}$$

a) Pérdidas actuales en 69 kV:

$$C_{p\acute{e}rdidas} = 3,786 \text{ kW} [(2,736 \text{ Horas} \times 0.10233 \text{ US}\$/\text{kWh}) + (12 \text{ meses} \times 0.74 \times 8.9 \text{ US}\$/\text{kW-mes})]$$



$$C_{\text{pérdidas}} = \text{US\$}1,359,226.73$$

b) Pérdidas según propuesta en 138 kV:

$$C_{\text{pérdidas}} = 969 \text{ kW} [(2,736 \text{ Horas} \times 0.10233 \text{ US\$-kWh}) + (12 \text{ meses} \times 0.74 \times 8.9 \text{ US\$/kW-mes})]$$

$$C_{\text{pérdidas}} = \text{US\$}347,884.23$$

c) Ahorro de pérdidas actuales - propuestas:

$$\text{Ahorro de pérdidas} = \text{US\$}1,359,226.73 - \text{US\$}347,884.23 = \text{US\$}1,011,342.23$$

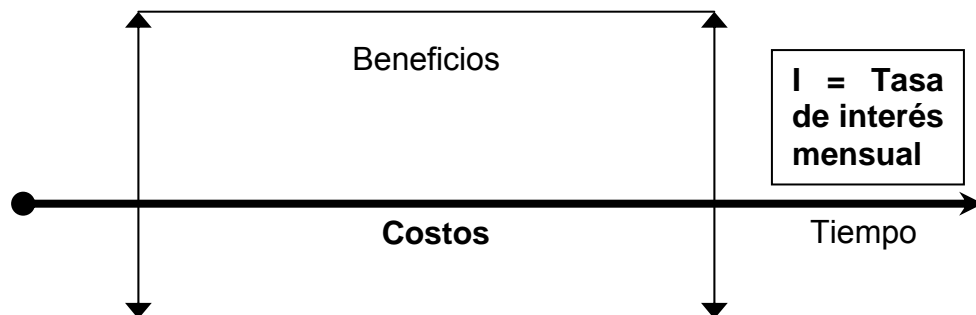
Calculando con el tipo de cambio promedio del para el primer mes del 2009, según datos del Banco de Guatemala, tenemos:

$$\text{Ahorro en pérdidas} = \text{Q}8,090,131.04 \text{ anuales.}$$

## 5.7 Rentabilidad de la repotenciación de la línea a 138 kV

Con el fin de encontrar la evaluación económica calcularemos la rentabilidad del proyecto de repotenciación a 138 kV.

**Figura 41. Flujo económico del proyecto**



Para un período de tiempo determinado representado por la línea horizontal más gruesa, lo que esté por encima de ella es ingreso y por debajo es egreso, todo esto evaluado por un interés.

Tenemos:

$$VPN = VP(\text{beneficios}) - VP(\text{costos}) - \text{inversión}$$

Donde:

VPN	Es el valor presente neto del proyecto o plan a evaluarse
VP(beneficios)	Es el valor presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto
VP(costos)	Es el valor presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan

## 5.8 Costos

A continuación realizamos una estimación de los costos por mantenimiento preventivo y correctivo, tomando en cuenta las siguientes actividades que tienen mayor ocurrencia en una línea de transmisión:

- a) Repaso de la brecha
- b) Limpieza de algunas estructuras por nidos de pájaro, escarcha o contaminación leve superficial
- c) Reposición de materiales por defecto o flameo
- d) Plomeo de postes por defecto en el terreno debido a las condiciones del clima húmedo

En el caso de la limpieza de estructuras y repaso de brecha se estima el costo por kilómetro de línea; mientras que por reposición de materiales y plomeo de postes es sobre valor unitario.

**Tabla LVI. Presupuesto trabajos de mantenimiento de brecha y reposición de materiales**

TIPO MANTENIMIENTO	LONGITUD LÍNEA	PRECIO UNITARIO POR KM S/IVA	PRECIO UNITARIO POR KM C/IVA	SUBTOTAL
COSTO POR LIMPIEZA DE ESTRUCTURAS	60.00	Q 600.00	Q 672.00	Q 6,048.00
COSTO POR REPASO DE BRECHA	60.00	Q 700.00	Q 784.00	Q 47,040.00
				<b>Q 53,088.00</b>

TIPO MANTENIMIENTO	LONGITUD LÍNEA	PRECIO UNITARIO S/IVA	PRECIO UNITARIO C/IVA	SUBTOTAL
COSTO REPOSICIÓN DE MATERIALES	60.00	Q 388.04	Q 434.60	Q 3,129.12
COSTO PLOMEO DE POSTES	60.00	Q 241.07	Q 270.00	Q 1,296.00
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>Q 4,425.12</b>
			<b>COSTO TOTAL</b>	<b>Q 57,513.12</b>

Fuente: Unión Fenosa

## 5.9 Ingresos (Peaje)

Para encontrar el valor de los ingresos para poder costear el proyecto, realizar el cálculo del peaje de la línea Esperanza – Pologuá 69 kV y Pologuá – Huehuetenango 69 kV, que son parte del sistema secundario de ETCEE de la región Occidente. Para la evaluación, lo determinamos según datos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en el anexo de la resolución CNEE-4-2009 emitida en 12 de Enero del 2009, en la cual establece la Desagregación de los Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE), el cual nos da los siguientes valores:

**Tabla LVII. Valorización de peaje para el Sistema Secundario ETCEE Occidente**

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	LONGITUD	PEAJE (US\$/Año)
ESP-69-POL-69	LT 69 kV   CS   1 C/F   RURAL   Hawk 477 MCM	19.5	\$ 241,576.55
POL-69-HUE-69	LT 69 kV   CS   1 C/F   RURAL   Hawk 477 MCM	39.2	\$ 483,960.32
<b>Total línea (ESP-POL y POL-HUE)</b>			<b>\$ 725,536.87</b>

Fuente: CNEE, anexo de la resolución 4-2009, emitida el 12 Enero de 2009

Para encontrar la asignación de los cargos de Peaje, nos referimos a la norma encontramos dos ingresos que tiene según la norma comercial del AMM NCC-9 “Asignación y Liquidación del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundarios”, del cual obtenemos el Cargo por Peaje a Instalaciones de los Sistemas Secundarios según lo indica en el inciso 9.5 de la referida norma, “Asignación del Cargo por Peaje a Instalaciones de los Sistemas Secundarios”, aplicándolo para el año 2009 según lo establece dicha norma:

- a) *Cargo por peaje por el uso de instalaciones del sistema secundario*, considerando un costo mensual de transmisión al agente transportista ETCEE, se calcula de la siguiente forma:

$$CMTS_{kmt} = \frac{CATS_{kt}}{12}$$

Donde:

- $CMTS_{kmt}$ : Costo mensual de transmisión de las instalaciones para el agente transportista (ETCEE en nuestro caso)
- $CATS_{kt}$ : Costo anual de transmisión o peaje, aprobado por la CNEE para las instalaciones del sistema en particular (ESP-POL y POL-HUE).

Para encontrar el valor del peaje para el año 2010 realizamos una estimación lineal en base a la fórmula que indica la resolución CNEE-4-2009 en su numeral V para el ajuste de peaje de Sistemas Secundarios para ser aplicados por el AMM:

$$PeajeS_{2010} = PeajeS_{2009} * \left( \frac{PPI_{2010}}{PPI_o} \right)$$

Donde:

PeajeS<sub>2010</sub>: Peaje del Sistema Secundario de Transmisión correspondiente, actualizado en el 2,010

PeajeS<sub>2009</sub>: Peaje del Sistema Secundario de Transmisión correspondiente, aprobado por la resolución CNEE-4-2009

PPI<sub>o</sub>: Índice de Precios al Productor “*Electric bulk power transmission and control, serie Id: PCU221121221121*” de los Estados Unidos de América, publicado por el “*U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Estatistics*” mes de Noviembre 2,008, equivalente a 111.2

PPI<sub>2010</sub>: Índice de Precios al Productor “*Electric bulk power transmission and control, serie Id: PCU221121221121*” de los Estados Unidos de América, publicado por el “*U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Estatistics*” para el mes de noviembre 2009.

**Tabla LVIII. Peaje por uso de instalaciones de ETCEE**

INGRESO / AÑO	2009	2010
CMTS(ESP-POL)	\$ 20,131.38	\$ 20,199.27
CMTS(POL-HUE)	\$ 40,330.03	\$ 40,466.03
TOTAL EN \$	\$ 60,461.41	\$ 60,665.30
TOTAL EN Q	Q 483,655.46	Q 485,286.49

Nota: Tipo de Cambio según base de datos del Banco de Guatemala, promedio primer trimestre 2009

b) *Cargo por peaje de los sistemas secundarios correspondiente a ETCEE, a pagar por los participantes consumidores, en proporción a la Potencia Transmitida, de acuerdo a lo siguiente:*

$$CPS_{kjmt} = \frac{\sum_d (PT_{jk dmt}) \times (CMTS_{kmt})}{\sum_d \sum_j PT_{jk dmt}}$$

Donde:

- $CMTS_{kmt}$ : Costo mensual de transmisión de las instalaciones “k” del mes “m” para el agente transportista “t” (ETCEE en nuestro caso).
- $CPS_{kjmt}$ : Cargo mensual por peaje por las instalaciones “k” pertenecientes a Sistemas Secundarios del Transportista “t” (ETCEE), a pagar por el participante “j” correspondiente al mes “m”
- $PT_{jk dmt}$ : Potencia Transmitida del participante “j”, conectada en las instalaciones “k” pertenecientes al sistema secundario del transportista “t”, para el día “d” del mes “m”, a considerar para la asignación de los cobros por cargo de peaje.
- $\sum_j$  Sumatoria de las potencias transmitidas para todos los participantes “j”.
- $\sum_d$  Sumatoria para cada uno de los días “d” del mes.

Para el año 2,010 de igual forma encontramos el valor del peaje como en el cargo por peaje por uso de instalaciones:

**Tabla LIX. Cargo por peaje en proporción a la potencia transmitida**

INGRESO / AÑO	2009	2010
CPS(ESP-POL)	\$ 2,713.00	\$ 2,722.15
CPS(POL-HUE)	\$ 34,894.96	\$ 35,012.63
TOTAL EN \$	\$ 37,607.96	\$ 37,734.78
TOTAL EN Q	Q 300,841.41	Q 301,855.94

Nota: Tipo de cambio del Banco de Guatemala, promedio primer trimestre 2009.  
Valores de potencia transmitida para Febrero 2009

A continuación mostramos la suma de los cargos por peaje para el 2009 y 2010:

**Tabla LX. Total cargo por peaje**

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	2009	2010
ESP-POL-HUE	Q 784,496.87	Q 787,142.43

Fuente: Cálculos con base en tablas LVIII y LIX

## 5.10 Evaluación financiera y tiempo de recuperación de la inversión

Entonces para el cálculo del valor presente neto tenemos los siguientes datos:

- Inversión del proyecto: Q1,162,356.80
- Ingresos: Valores indicados como Total Cargo por Peaje dados de la tabla anterior
- Costos por mantenimiento: Q57,513.12 (valor estimado anual)

- Tasa de interés: 28.0% (equivalente a la tasa de interés 15% anual a 1 año plazo, según datos del Banco de Guatemala para inicios del año 2009, 5% de rentabilidad sobre el proyecto y un 8% de riesgo sobre la inversión para amortizar la inflación).

**Tabla LXI. Evaluación económica del proyecto**

AÑO	INGRESOS (PEAJE)	EGRESOS	UTILIDADES	VALOR ACTUAL	DIFERENCIA
0		Q 1,162,356.80	Q (1,162,356.80)	Q (1,162,356.80)	Q (1,162,356.80)
1	Q 784,496.87	Q 57,513.12	Q 726,983.75	Q 567,956.06	Q (594,400.74)
2	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 445,330.39	Q (149,070.35)
3	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 347,914.37	Q 198,844.02
4	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 271,808.10	Q 470,652.12
5	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 212,350.08	Q 683,002.19
6	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 165,898.50	Q 848,900.69
7	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 129,608.20	Q 978,508.90
8	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 101,256.41	Q 1,079,765.30
9	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 79,106.57	Q 1,158,871.87
10	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 61,802.01	Q 1,220,673.88
11	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 48,282.82	Q 1,268,956.70
12	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 37,720.95	Q 1,306,677.65
13	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 29,469.49	Q 1,336,147.14
14	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 23,023.04	Q 1,359,170.18
15	Q 787,142.43	Q 57,513.12	Q 729,629.31	Q 17,986.75	Q 1,377,156.93

Fuente: Autor

En la columna de Egresos en el año 0 se ingresa el monto de la inversión, y en los años consecutivos el costo por mantenimiento a un horizonte de 15 años tomando en cuenta el valor a partir del año 2 como los ingresos para el año 2010. La columna de Utilidades es la diferencia entre Ingresos y Egresos, la columna siguiente es el cálculo del valor presente al año indicado.

Entonces podemos verificar en la columna Diferencia el valor se vuelve positivo, ya que es la suma del valor actual neto del año 0 al año 2 menos el



valor de la inversión, por lo cual verificamos que en el tercer año se vuelve positivo el valor de la columna. Esto indica que en el tercer año se paga el proyecto.

Para la relación beneficio-costos, el cual compara el valor actual de los beneficios proyectados con el valor actual de los costos, incluida la inversión tenemos:

$$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \frac{B}{C}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{Q2,739,854.13}{Q1,362,697.20} = 2.011$$

El resultado indica que por cada unidad monetaria que se invierta en el proyecto, se estará obteniendo un beneficio neto del 2.01 de esta unidad, lo cual es bastante aceptable y cumple el criterio de ser mayor o igual a 1 para que sea rentable el proyecto.

La tasa de interés que nos paga el proyecto, siempre que las ganancias se reinviertan a la misma tasa, el cual evaluamos por medio de la Tasa Interna de Retorno (TIR), a partir de los valores de las utilidades, es 62.6%. Esto equivale a la tasa de interés producida por el proyecto, lo cual cumple el criterio con ser mayor o igual a la tasa de descuento (28%).



## CONCLUSIONES

1. La repotenciación de líneas radiales de transmisión tiene como fin tener las menores pérdidas, buena regulación y menor impacto en los indicadores que rige el ente regulador, por lo cual se combinan los criterios técnicos con base al impacto económico que representarán.
2. Se concluye según el crecimiento de la demanda, según análisis estadístico del 4.6%, en el año 2,026 será el límite de vida de transmisión de la repotenciación a 138 kV. El impacto en la regulación de voltaje según los valores permitidos en la NTSD son considerables, ya que de un marginal del 8% se reduce al 1% por arriba del nominal al realizar el trabajo de repotenciación.
3. La eficiencia de la línea en 138 kV será de 98.28%, por lo que se concluye que el valor de transmisión de potencia será bastante aceptable. El SIL de la línea repotenciada será 4 veces mayor que el actual en 69 kV.
4. En la zona Occidental entre las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, están conectadas las generadoras Orzunil, Canadá y Montecristo, la cual es una restricción debido a que ante una eventual apertura de cualquiera de los dos extremos provoca una sobrecarga en el extremo operante.
5. El proyecto tiene una utilidad del 201% donde se estará recuperando el capital invertido en 3 años, tomando como base los ingresos por cargo por peaje (uso de instalaciones y potencia transmitida), con lo cual se justifica

que el proyecto es rentable, y que tiene una tasa interna de retorno producida por el proyecto de 62.6%.

## RECOMENDACIONES

1. La línea Esperanza – Pologuá – Huehuetenango repotenciada a 138 kV. perteneciente al sistema Occidental de ETCEE, mantendrá la misma topología de transmisión, por lo cual recomendamos que en el plan de Expansión de Transmisión Eléctrica que tiene el INDE, ampliar el Proyecto Guate – Oeste a Sololá 230 kV. con la línea de Sololá a La Esperanza en 230 kV. para construir el anillo Occidental 230 kV. y tener un sistema estable y confiable con una menor cantidad de interrupciones a la continuidad del servicio eléctrico.
2. Recomendamos realizar un mapeo actualizado de las zonas de viento y cargabilidad de las líneas por departamento, de acuerdo al clima para todos los departamentos de Guatemala, con el fin de tener los datos actualizados en relación a los que indica NTDOID, para realizar los cálculos de libranzas.
3. Recomendamos incluir en el estudio de acceso a la capacidad de transporte la ampliación de la carga que actualmente está limitada la población de Quetzaltenango, que demanda mediante su empresa municipal, la cual tiene una demanda firme de 37 MW. y que a corto plazo proyectan instalar líneas de 69 kV para mejorar la calidad del servicio, ya que de omitirse podría afectar la regulación de la barra de 230 kV. y también los nodos interconectados a la barra de La Esperanza, entre ellos la repotenciación a 138 kV. La Esperanza – Pologuá – Huehuetenango.
4. Tomar en cuenta que el proyecto de la hidroeléctrica Xacbal ubicada en Chajúl, Quiché, generará 94 MW donde producirá 486 GWh anuales, tendrá un efecto positivo para fortalecer el sistema, debido a que se

conectará en la subestación La Esperanza en un plazo de un año y medio, con el beneficio de la generación a través de fuentes renovables.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Bernstein Llona, Juan Sebastián. “Evaluación en el sector distribución eléctrica”. Tesis Ingeniero Civil con mención en Electricidad. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 1999. 108 p.
2. Blank, Leland; Tarquín, Anthony. “Ingeniería económica”. 3ª ed.; México: McGraw-Hill, 1992. 546 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. “Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones”. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. 09-99. Artículo 23. 11 p.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. “Normas Técnicas del Servicio de Distribución”. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. 50-99. Artículos 21, 22, 41, 42, 43. 23 p.
5. Elgerd, Olle I. “Electric Energy Systems Theory: An introduction”. Florida: McGraw-Hill, 1971. pp. 46, 49 y 55.
6. Faulkenberry, Lucas M.; Coffey, Walter. “Electrical Power Distribution and Transmission”. New Jersey; Prentice-Hall, 1996. 582 p.
7. Institute of Electrical and Electronic Engineers. “IEEE Guide to the Installation of Overhead Transmission Line Conductors”. Standard 524-1992. New Jersey: IEEE, 1992.
8. Montúfar, Edgar F. “El Análisis Económico en Líneas de Transporte (Una introducción): Apuntes de Líneas de Transmisión”. Universidad de San Carlos de Guatemala (USAC), Mayo 2002
9. Morales Mazariegos, Juan Fernando. “Elementos Básicos de Protección de Sistemas de Potencia”. Guatemala: Sergráfica, 2005. pp. 141-150.

10. Raytheon – Ebasco Overseas. “Draft Report for Transmission Lines Upgrade Feasibility Study”. Vol. II 138 kV Jurun Plant Transmission Lines. Guatemala: INDE. November 1996. 36 p.
11. Rodas, Carlos F. “Diseño de líneas de transmisión y subtransmisión: Apuntes de clase Transmisión y Distribución”. Universidad de San Carlos de Guatemala (USAC), 2007.
12. Rural Electrification Administration. “An Overview of Transmission System Studies”. REA BULLETIN 1742E-202. February 1993. 41 p.
13. Rural Utilities Service, Electric Staff Division. “Guide for Upgrading RUS Transmission Lines” RUS BULLETIN 1742E-203. December 1994. 23 p.
14. Rural Utilities Service, Electric Staff Division. “Design Manual for High Voltage Transmission Lines”. RUS BULLETIN 1742E-200. May 2005. 314 p.
15. Rural Utilities Service, Electric Staff Division. “Assembly Unit Numbers and Standard Format” RUS BULLETIN 1782F-800. December 1998. pp. 9.
16. Rural Utilities Service, Electric Staff Division to Cooperative Research Network of the National Rural Electric Cooperative Association (NRECA). “Design Guide for Rural Substations”. RUS BULLETIN 1742E-300. Junio 2001. 764 p.
17. Sapag Chain, Nassir. “Proyectos de Inversión: Formulación y Evaluación”. México: Pearson Educación de México, 2007. pp. 253 – 256.
18. Universidad Nacional de la Plata, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia. “Teoría de la Transmisión de Energía Eléctrica” pp. 6.
19. Información de base de datos de Incidencias del Centro de Operaciones de Red de DEOCSA, sector Nor Occidente y Centro Occidente I. Unión Fenosa, 2008.



20. Información alfanumérica de instalaciones eléctricas de la Base de Datos de Instalaciones de DEORSA. Unión Fenosa, 2008.
21. Información de evolutivo de consumo semestral para las áreas de Totonicapán y Huehuetenango, año 2007y 2008. Unión Fenosa, 2008.
22. SOUTHWIRE; “OHCM\_ACSR Fault Current Curves”  
<http://www.southwire.com/processChannel.do?channelId=8d08e9ab4335df00VgnVCM100000d5016664RCRD>; Enero 2009.
23. T&D WORLD; [http://tdworld.com/overhead\\_transmission/](http://tdworld.com/overhead_transmission/); Enero 2009
24. USDA RURAL DEVELOPMENT; “Electric Bulletins”  
<http://www.usda.gov/rus/electric/bulletins.htm>; Enero 2009.
25. UNIVERSIDAD DE LA PLATA, “Diseño de Líneas Eléctricas”; <http://www.ing.unlp.edu.ar/sisspot/Libros%202007/le-index.htm>; Noviembre 2008.