



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

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA CONVERSIÓN DE
LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE EL PROGREGO-IPALA-
QUETZALTEPEQUE DE 69KV A 138KV**

IRWIN ARON LÓPEZ NAVARRO

ASESORADO POR: ING. GEOVANI BAUTISTA LÓPEZ

Guatemala, octubre de 2005

45 **UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



56 **FACULTAD DE INGENIERÍA**

57
58
59 **ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA CONVERSIÓN DE LA LÍNEA**
60 **DE TRANSMISIÓN DE EL PROGRESO-IPALA-QUETZALTEPEQUE**
61 **DE 69KV A 138KV**
62

63
64 **TRABAJO DE GRADUACIÓN**

65
66
67 **PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA**
68 **FACULTAD DE INGENIERÍA**
69 **POR**
70

71
72 **IRWIN ARON LÓPEZ NAVARRO**
73 **ASESORADO POR: ING. GEOVANI BAUTISTA LÓPEZ**
74

75 **AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE**
76

77 **INGENIERO ELECTRICISTA**
78
79

80
81
82 **GUATEMALA, OCTUBRE DE 2005**
83
84

85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I:		
VOCAL II:	Lic.	Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III:	Ing.	Julio David Galicia Celada
VOCAL IV:	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V:	Br.	Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA:	Inga.	Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN

GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing.	Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR:	Ing.	Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR:	Ing.	Julio César Solares Peñate
EXAMINADOR:	Ing.	Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIA:	Inga.	Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA CONVERSIÓN DE LA LÍNEA
DE TRANSMISIÓN DE EL PROGRESO-IPALA-QUETZALTEPEQUE
DE 69KV A 138KV,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica en fecha 04 de noviembre de 2002.

Irwin Aron López Navarro

DEDICATORIA

156

157

158

159

160 **A:**

161

162 **DIOS**

Gracias te doy por manifestar una vez más tu amor y fidelidad en mi vida, a ti sea honra y gloria por siempre.

163

164

165 **MIS PADRES**

Lucas López y Dina Elizabeth de López con amor y gratitud por enseñarme a actuar con perseverancia y a no claudicar en la vida. Que esta meta alcanzada sea una pequeña retribución a su apoyo y esfuerzo.

166

167

168

169

170 **MIS HERMANOS**

Wilfrido, Julio, Ana, Dinita y Stephany con agradecimientos sinceros por su incondicionalidad.

171

172

173 **MI ABUELO**

Alberto Navarro (Q.E.P.D.) en su memoria.

174

175 **MIS TIOS**

Con respeto y cariño.

176

177 **MIS PRIMOS**

Que mi triunfo alcanzado sea suyo también.

178

179 **MIS AMIGOS**

Por todos los buenos momentos compartidos, especialmente a Nancy Ramírez.

180

181

182

183

184

185

186

187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214

AGRADECIMIENTOS A:

- Universidad de San Carlos de Guatemala por haberme permitido alcanzar esta meta profesional.
- Ing. Geovani Bautista López por el tiempo brindado para asesorar el presente trabajo.
- Todas las personas que de una u otra forma colaboraron para realizar este trabajo.

215		
216		
217		
218		
219	ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
220	GLOSARIO	IX
221	RESUMEN	XV
222	OBJETIVOS	XVII
223	HIPÓTESIS	XIX
224	INTRODUCCIÓN	XXI
225		
226		
227	1. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES	1
228	1.1 Generalidades constructivas de las líneas de transporte	1
229	1.1.1 Conductores o cables	3
230	1.1.2 Aislamiento	5
231	1.1.3 Soportes	7
232	1.1.4 Cimentaciones	8
233	1.1.5 Herrajes	9
234	1.1.6 Estructuras típicas en líneas de transporte	12
235	1.2 Localización de las líneas de transporte	13
236	1.2.1 Localización	13
237	1.2.2 Reconocimiento y estudio preliminar	14
238	1.2.3 Localización de campo	14
239	1.2.4 Planos	16
240	1.3 Antecedentes de la línea de transporte El Progreso-Ipala-	
241	Quetzaltepeque de 69kV	16
242	1.3.1 Estructuras típicas de 69kV utilizadas en la línea	20
243	1.4 Estructuras para 138kV	23

244	2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN UNA LÍNEA DE	
245	TRANSPORTE	27
246	2.1 Modelos de líneas de transporte	28
247	2.1.1 Línea de longitud corta	29
248	2.1.2 Línea de longitud media	30
249	2.1.3 Línea de longitud larga	32
250	2.2 Impedancia en una línea de transporte	34
251	2.3 Capacitancia en una línea de transporte	36
252	2.4 Flujo de potencia o capacidad de carga en una línea de	
253	transporte	37
254	2.4.1 Potencia natural	40
255	2.5 Efecto corona	41
256	2.6 Resumen de parámetros eléctricos para 69kV y 138kV	41
257		
258		
259	3. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIONES	
260	EN LÍNEAS DE TRANSPORTE	43
261	3.1 Condiciones generales	43
262	3.2 Características eléctricas de los aisladores	44
263	3.2.1 Prueba de los aisladores	46
264	3.3 Distancias dieléctricas en líneas de transporte	49
265	3.3.1 Distancia de arqueo	51
266	3.3.2 Distancia de fuga	51
267	3.4 Protecciones para líneas de transporte	53
268	3.4.1 Blindaje con hilo de guarda	54
269	3.4.2 Sistemas de tierra	56
270	3.4.3 Pararrayos	57
271	3.5 Cálculo de distancias dieléctricas para 69kV y 138kV	58
272	3.6 Comparación de resultados entre 69kV y 138kV	62

273	4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CONVERSIÓN DE LA	
274	LÍNEA DE TRANSPORTE DE 69KV A 138KV	65
275	4.1 Costos de inversión	65
276	4.2 Comparación entre conversión de línea de 69kV a	
277	138kV y construcción de una nueva en 138kV	72
278	4.3 Costos de operación y mantenimiento	74
279	4.4 Evaluación económica por pérdida de potencia y energía	
280	en 69kV y 138kV	75
281	4.4.1 Pérdidas de potencia	75
282	4.4.2 Evaluación económica de las pérdidas por efecto	
283	Joule	77
284		
285		
286	5. PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA EJECUTAR LA	
287	CONVERSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE 69KV	
288	A 138KV	83
289	5.1 Aumento de aislamiento	83
290	5.1.1 Estructuras Tipo I y II	83
291	5.1.2 Estructuras Tipo III, IV y V	85
292	5.2 Métodos para colocación de estructuras especiales	89
293	5.3 Logística para la desconexión de la línea de transporte de	
294	El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque	92
295		
296		
297	CONCLUSIONES	97
298	RECOMENDACIONES	99
299	BIBLIOGRAFÍA	101
300		
301		

302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338

339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

No.	Título	Página
1	Conductores de aluminio típicos para líneas de transporte	4
2	Tipos de estructuras o soportes, a) Celosía para varios voltajes y su relación de altura, b) Postes de hormigón armado o concreto	8
3	Tipos de herrajes utilizados en líneas de transporte	11
4	Ubicación geográfica de la línea de transporte de 69kV El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque	18
5	Sistema en Anillo del SNI para el oriente del país en 69kV	19
6	Tipos de estructuras con dos postes de 16 m de la ETCEE, a) de suspensión o tangente Tipo I (0° a 5°), b) de ángulo Tipo II (5° a 20°) y c) de ángulo Tipo III (20° a 30°)	21
7	Estructuras de tres postes de 16m de la ETCEE, tipo IV (30° a 90°) y para anclaje. b) coordenadas de fases para estructuras tangentes y c) coordenadas de fases para estructuras de anclaje	22
8	a) estructura para 138kV de ángulo en doble circuito. b) estructura para 138kV tangente de un solo circuito. c) coordenadas de fase para estructuras tangentes de 138kV	24
9	Circuito equivalente de una línea de transporte corta	29
10	Circuito equivalente de una línea de transporte media	31
11	Circuito equivalente de una línea de transporte larga	33

367	12	Capacidad de transporte en 69kV y 138kV con un conductor	
368		Hawk	39
369	13	Sección de un aislador de suspensión estándar ANSI 52-3	
370		y para niebla	45
371	14	Pérdidas de potencia en MW para voltajes de 69kV y 138kV	76
372	15	a) Comparación del costo de pérdidas en 69kV y 138kV.	
373		b) Ahorro por concepto de pérdidas al cambiar de voltaje de	
374		69kV a 138kV	79
375	16	Valor del rendimiento de las pérdidas, costos de operación,	
376		mantenimiento e inversión inicial para un período de 10 años	81
377	17	Esquema general para incremento de aislamiento en estructuras	
378		tipo I	85
379	18	Esquema general para incremento de aislamiento en estructuras	
380		tipo V	88
381	19	Esquema general para colocación de extensiones octogonales	90
382	20	Sistema en anillo de 69kV del sistema oriental de líneas de	
383		transporte de la ETCEE	95
384			
385			
386			
387			
388			
389			
390			
391			
392			
393			
394			
395			

396
397

TABLAS

398	No.	Título	Página
399			
400	I	Tipo de conductores desnudos utilizados en líneas de	
401		transporte	3
402	II	Información meteorológica de las subestaciones eléctricas	
403		de El Progreso, Ipala y Quetzaltepeque	17
404	III	Resumen de distancias dieléctricas para 69kV y 138kV	25
405	IV	Tipos de líneas de transporte respecto a su longitud	28
406	V	Datos de entrada para cálculos de parámetros eléctricos en	
407		líneas de transporte	42
408	VI	Parámetros eléctricos calculados para líneas de transporte	42
409	VII	Características electromecánicas de los aisladores según	
410		norma ANSI C29.2 de 1992	48
411	VIII	Factores de corrección para alturas mayores de 1000 m.s.n.m.	50
412	IX	Voltaje nominal, voltaje máximo y nivel básico de impulso	50
413	X	Niveles de contaminación y valores recomendados de	
414		distancia de fuga	52
415	XI	Tabla de diseño para distintas condiciones de contaminación	53
416	XII	Porcentajes de incidencia de rayo e intensidades en A	55
417	XIII	Valores para ángulos de blindaje mínimos	56
418	XIV	Datos de entrada para cálculos de distancias dieléctricas para	
419		69kV y 138kV	58
420	XV	Tensión crítica de flameo para 69kV y 138kV para una altura	
421		de 1000 m.s.n.m.	59
422	XVI	Distancias mínimas entre fases y tierra a 1000 m.s.n.m.	60
423	XVII	Número de aisladores necesarios para formar la cadena	
424		según el voltaje	60
425			

426	XVIII	Distancia total de fuga de la cadena de aisladores según el	
427		voltaje y contaminación	61
428	XIX	Cantidad proyectada de aisladores a utilizar para realizar la	
429		conversión de línea de 69kV a 138kV	65
430	XX	Cantidad proyectada de extensiones octogonales para	
431		conversión de línea	66
432	XXI	Proyección de rubros diversos para un mejor trabajo en la	
433		línea	67
434	XXII	Presupuesto de materiales a utilizar en la conversión de línea	69
435	XXIII	Presupuesto de mano de obra, indirectos, materiales y	
436		herramientas	70
437	XXIV	Costos estimados para ampliación de S/E por conversión de	
438		línea de 69kV a 138kV	71
439	XXV	Integración de costos estimados para la construcción de	
440		una línea en 138kV	72
441	XXVI	Comparación de costos estimados entre la conversión de una	
442		Línea de 69kV a 138kV y la construcción de una línea en	
443		138kV	73
444	XXVII	Costos estimados para operación y mantenimiento	74
445	XXVIII	Características del conductor existente en la línea El Progreso-	
446		Ipala-Quetzaltepeque	75
447	XXIX	Datos de entrada para evaluación económica de pérdidas	
448		anuales de energía	78
449	XXX	Capacidad instalada en subestaciones de El Progreso, Ipala	
450		y Quetzaltepeque	82
451			
452			
453			
454			

455
456
457
458

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ANSI	<i>American National Standard Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
Carga	A menos que se indique lo contrario, es la potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede ser medida en términos de kW, kVAR o kVA
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Conductor	Es un material usualmente en la forma de alambre, cable o barra capaz de conducir una corriente eléctrica
Costo de Inversión	El costo de un bien, lo constituye el conjunto de esfuerzos y recursos que han sido invertidos con el fin de producirlo, la inversión está presentada en recursos o en capital, en tiempo y en esfuerzos o sacrificios

CSA

Canadian Standards Association

Distancia mínima de seguridad o libranza

Es la distancia mínima de separación entre superficies, de un objeto energizado y otro objeto energizado o no, superficie o persona, establecida con el fin de garantizar que el segundo objeto, superficie o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero

Estructura

Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas.

ETCEE

Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica

Falla

Una falla corresponde a una indisponibilidad forzada de una línea de transmisión

Flecha

Es la distancia vertical medida de un conductor a la línea recta imaginaria que une los dos puntos de soporte del conductor en las estructuras. La flecha es la que corresponde a la medida en el punto medio del vano

IEC	<i>International Electrotechnical commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
Línea aérea	Es una adaptación de componentes, destinados al transporte de energía eléctrica. Esta constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores
LT	Líneas de transporte de energía eléctrica ó línea de transmisión de energía eléctrica
NEC	<i>National Electric Code</i>
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i>
NESC	<i>National Electrical Safety Code</i>
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i>
Normas NTCSTS	Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones

Normas NTDOST	Normas técnicas de diseño y operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica
Polímeros	Aisladores de fibra de vidrio con resina epoxica y goma siliconada de menor peso a su equivalente en porcelana
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SNI	Sistema Nacional Interconectado
Sistema de tierras	Sistema de conductores de los cuales uno de ellos o un punto de los mismos está efectivamente aterrizado, ya sea en forma sólida o a través de un dispositivo limitador de corriente
S/E	Subestación de energía eléctrica
Subestación de Distribución de Energía Eléctrica	Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegida, compuesta por equipos tales como seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc, a través de los cuales la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla o modificar sus características

Tensión

A menos que se indique lo contrario, significa voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra

Vano

Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas

- 459
- 460
- 461
- 462
- 463
- 464
- 465
- 466
- 467
- 468
- 469
- 470
- 471
- 472
- 473
- 474
- 475
- 476
- 477
- 478
- 479
- 480
- 481

482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510

RESUMEN

511

512

513

514

515 El presente trabajo de graduación consiste en un estudio técnico-
516 económico de un proyecto encaminado a convertir una línea de transmisión o
517 de transporte de energía eléctrica de 69kV a 138kV en el sistema oriental de
518 líneas de transmisión, específicamente, la línea que comunica las
519 subestaciones eléctricas de El Progreso, Ipala y Quetzaltepeque.

520

521 Inicia con las generalidades acerca de líneas de transmisión tanto para
522 69kV como para 138kV utilizadas por la Empresa de Transporte y Control de
523 Energía Eléctrica del INDE y los antecedentes de la línea en mención.
524 Seguidamente se encontrará la teoría básica que rige en lo referente a líneas
525 como: modelos eléctricos y matemáticos de líneas de transmisión, variables
526 eléctricas, flujo de potencia y cálculo de los parámetros más importantes tanto
527 para 69kV como para 138kV.

528

529 Como primer elemento principal del trabajo, se hace el análisis técnico
530 sobre las estructuras de 69kV tipo H existentes, para verificar si el
531 dimensionamiento de las mismas es capaz de soportar un incremento de voltaje
532 hasta 138kV con todas las complicaciones que esto requiere, es decir:
533 coordinación de aislamiento, distancias dieléctricas, distancias de arqueo,
534 distancias de fuga y protecciones necesarias.

535

536 Como segundo elemento principal del trabajo se hace el análisis
537 económico acerca de los costos que representa realizar el cambio tanto en la
538 línea como en las subestaciones asociadas en los rubros de: materiales, equipo
539 y mano de obra.

540 Estos costos se comparan con el ahorro que se obtiene debido a la
541 disminución de pérdidas de energía por efecto Joule al incrementar el voltaje
542 durante un período determinado, pudiéndose observar que a mayor potencia
543 transportada, menor será el tiempo de recuperación de la inversión.

544
545 Al final se encuentran las técnicas y/o procedimientos recomendados para
546 poder realizar el incremento de aislamiento necesario para poder soportar el
547 nuevo voltaje de 138kV tanto para estructuras tangentes de dos postes y
548 estructuras de ángulo o de remate de tres postes, así, también, la colocación de
549 estructuras intermedias o especiales para poder obtener la libranza mínima
550 recomendada por las normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía
551 Eléctrica entre los conductores y el nivel del suelo, estructuras y/o edificaciones
552 para seguridad de cualquier persona.

553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567

OBJETIVOS

568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596

General

- Presentar el estudio Técnico y Económico para la conversión de la Línea de Transporte “El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV a 138kV” dentro del Sistema Nacional Interconectado para facilitar su explotación, adaptándola para incrementar la calidad, confiabilidad y capacidad de suministro.

Específicos

1. Verificar si las estructuras tipo existentes de 69kV están diseñadas para soportar voltajes de 138kV con el mínimo de cambios a su infraestructura, aumento de aislamiento.
2. Proporcionar técnicas y métodos de construcción para llevar a cabo la conversión.
3. Hacer un análisis comparativo de los costos para el cambio de voltaje de 69kV y 138kV.

597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634

HIPÓTESIS

635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663

La línea El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV es técnica y, económicamente, adaptable a un voltaje de 138kV únicamente incrementando el aislamiento con el mínimo de cambios a las estructuras tipo existentes que permitirá una mayor y mejor explotación de la misma y reducir las pérdidas de potencia y su energía asociada. Dentro del Sistema Nacional Interconectado dará una mayor confiabilidad a la red de transporte influyendo en la calidad del suministro de energía eléctrica.

664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692

INTRODUCCIÓN

693

694

695

696

697 Las exigencias del mundo moderno requieren que las actividades que el
698 ser humano realiza sean prácticas, confiables y económicas. Todos estos
699 aspectos redundan en la optimización de los recursos que se tengan a mano y
700 en la búsqueda de métodos y soluciones que conlleven a tal resultado. La
701 electricidad, como elemento para el desarrollo, deberá tener las características
702 mencionadas con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de los recursos
703 naturales que permitan producirla, transportarla, transformarla y distribuirla para
704 el uso del bien común.

705

706 La optimización del diseño o implementación de un sistema de transmisión
707 de energía eléctrica, permite reducir costos y ser más confiables al momento
708 de brindar un servicio a la industria, comercio y servicio residencial, urbano y
709 rural. La consecuencia es la reducción de infraestructura en beneficio de un
710 mejor impacto visual y mejoramiento en la calidad de servicio.

711

712 Años atrás, en nuestro medio no se tenían políticas, normas y técnicas
713 adecuadas para la implementación de un sistema de transmisión de energía
714 eléctrica eficiente, el cual se realizaba sin las herramientas que existen el día de
715 hoy. Por tal motivo, en la actualidad, muchas ciudades del interior del país
716 prestan servicio al usuario con líneas de transmisión obsoletas en cuanto a
717 capacidad y confiabilidad, careciendo así de una arquitectura adecuada que les
718 disminuye: eficiencia y rentabilidad. Así, también, existen regiones completas
719 que se encuentran aisladas al Sistema Nacional Interconectado, por lo tanto,
720 ocasiona grandes problemas técnicos y económicos al usuario.

721 El presente trabajo de tesis tiene como objetivo realizar un “Estudio
722 Técnico-Económico para la Conversión de la Línea de Transmisión de El
723 Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV a 138kV”.

724

725 Para la elaboración del estudio, el tema se ha dividido en cinco capítulos.
726 El capítulo uno lo constituyen las generalidades y los antecedentes para la línea
727 referida, del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en éste apartado se
728 incluyen datos meteorológicos de la zona en estudio, ubicación geográfica de la
729 línea y sus principales características actuales. Así, también, se exponen
730 conceptos básicos sobre los componentes de las líneas de transmisión o de
731 transporte en los que se incluyen: tipos de líneas, conductores, aislamiento,
732 estructuras o soportes, cimentaciones, herrajes y localización de líneas.

733

734 El capítulo dos se desarrollan los modelos matemáticos para la
735 representación y solución de líneas de transporte, también, se incluyen los
736 conceptos de las variables eléctricas que afectan a una línea de transporte
737 como lo son: resistencia, inductancia, reactancia inductiva y capacitiva,
738 impedancia, capacitancia, capacidad de transporte, factor de potencia, entre
739 otras.

740

741 El capítulo tres se refiere al análisis técnico para la conversión de la línea,
742 tomando como tema principal la coordinación de aislamiento y protecciones que
743 deben adoptarse en lo que a líneas de transporte se refiere. En ésta sección se
744 describen las condiciones generales del aislamiento, las características
745 eléctricas y mecánicas de los aisladores, se desarrollan los métodos para
746 encontrar las distancias dieléctricas tanto de fase a tierra como de fase a fase,
747 la distancia de arqueo y el número de aisladores, la distancia de fuga y su
748 dependencia con los niveles de contaminación en la atmósfera que rodea a la
749 línea.

750 Todos estos cálculos son de gran importancia, debido al nivel de voltaje al
751 cual se convertirá la línea en estudio.

752

753 En el capítulo cuatro se incluyen aspectos económicos que interactúan al
754 momento de convertir una línea de tal magnitud, tales como: costos de
755 inversión, costo por kilómetro de línea construida, costos de operación y
756 mantenimiento, costos comparativos por pérdidas de energía y un análisis de
757 retorno de la inversión debido a las pérdidas.

758

759 Finalmente, en el capítulo cinco se recomiendan métodos y formas, entre
760 otros, para realizar los trabajos de conversión de la línea según los diferentes
761 tipos de estructuras, las herramientas y equipo mínimo a utilizar, así, también, la
762 logística para conexión y desconexión de la línea en estudio.

763

764

765

766

767

768

769

770

771

772

773

774

775

776

777

778

779

780

781

782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810

1. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES

811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839

Se llama línea aérea a la instalación de elementos de conducción y elementos de soporte; cuya finalidad es la transmisión aérea de energía eléctrica. La conducción de energía se realiza a través de conductores, aisladores y accesorios (herrajes) y las estructuras de soporte están formadas por postes y cimentaciones.

Todos los elementos constructivos de una línea aérea deben ser elegidos, conformados y construidos de tal manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio; bajo condiciones climáticas que normalmente es dado esperar; bajo tensiones eléctricas de régimen, bajo corriente de régimen y bajo condiciones de cortocircuito esperables.

1.1 Generalidades constructivas de las líneas de transporte

Se define como línea de transmisión de energía eléctrica, según sus características técnicas, al conjunto de estructuras, conductores y aislamiento caracterizada por la capacidad suficiente de transportar la energía eléctrica a grandes distancias y con voltajes elevados.

En la actualidad, la transmisión de energía eléctrica por líneas aéreas es uno de los elementos más importantes de los sistemas de potencia.

840 Estos sistemas entregan la energía desde las centrales eléctricas hasta
841 las instalaciones industriales y subestaciones, desde las cuales los sistemas de
842 distribución proporcionan el servicio a las zonas residenciales, comerciales e
843 industriales.

844
845 Los sistemas de transmisión sirven para interconectar plantas de servicio
846 eléctrico, a la vez permiten el intercambio de energía cuando representa una
847 ventaja económica y proporciona la oportunidad de ayudarse unas a otras
848 cuando las plantas generadoras están fuera de servicio por haber sufrido algún
849 daño o por razones de mantenimiento.

850
851 Las líneas de transmisión de energía eléctrica pueden ser de dos tipos:

- 852
- 853 ▪ Aéreas: consisten en conductores desnudos suspendidos en el aire y
854 soportados por postes y aisladores, fijados con accesorios necesarios
855 para mantener un aislamiento entre los mismos conductores.
 - 856 ▪ Subterráneas: consisten en conductores aislados y ubicados bajo el
857 nivel de tierra.

858
859 Para decidir si una transmisión de energía se efectuará en forma aérea o
860 subterránea, se deben considerar los siguientes factores:

- 861
- 862 ▪ Económicos: la línea aérea tiene un costo inicial entre 5 y 8 veces
863 menor que la línea subterránea.
 - 864 ▪ Estéticos: para lograr una mejor amornización de las líneas con el
865 medio en el cual serán instaladas.
 - 866 ▪ Estratégicos: la línea aérea es más vulnerable a condiciones
867 electroatmosféricas que el cable subterráneo.

868

869 ▪ De contaminación ambiental: la línea aérea con todos sus accesorios
870 es más susceptible a dañarse cuando sobre ella se depositan
871 salinidad proveniente del mar, hollín, polvo u óxidos metálicos en la
872 cercanía de las áreas industriales.

873

874

875 1.1.1 Conductores o cables

876

877 Los conductores o cables de fase utilizados para líneas aéreas de
878 transmisión de energía son conductores desnudos, usualmente, son de
879 aluminio con alma de acero del tipo ACSR, (ver figura 1). Para distribución, en
880 la mayoría de los casos, se emplean de aleación de aluminio. A diferencia de
881 años anteriores, el cobre se emplea cada vez menos.

882

883 La tabla I muestra los conductores desnudos típicos para líneas de
884 transporte: 69kV, 138kV y 230kV.

885

886

887 **Tabla I. Tipo de conductores desnudos utilizados en líneas de transporte.**

888

Tipo de conductores	Descripción
AAC	Todos los conductores de aluminio
AAAC	Todos los conductores de aleación de aluminio
ACSR	Conductores de aluminio con alma de acero
ACAR	Conductores de aluminio con alma de aleación

889

890 Fuente: GRAINGER, John, STEVENSON, William Jr. **Análisis de sistemas de potencia**, Ed.
891 McGraw Hill, México 1997. Pág. 132

892

893

894 Los conductores o cables aislados, regularmente utilizados para líneas de
895 transmisión subterránea son de cobre o aluminio.

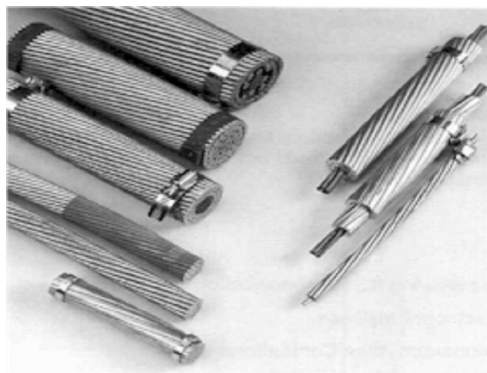
896 No obstante, en los últimos tiempos el aluminio ha tenido mayor
897 aceptación debido a su costo y a sus características eléctricas y mecánicas.
898 Sobre los conductores se colocan capas de PVC, antiguamente de papel
899 impregnado de aceite, y capas de blindaje de eventual protección mecánica,
900 cable "armado". Hay muchas variedades de PVC y constantemente aparecen
901 mejoras. También hay cables aislados en cuyo interior poseen recorridos de
902 aceite fluido (OF).

903

904

905 **Figura 1. Conductores de aluminio típicos para línea de transporte.**

906



907

908 Fuente: **Manual de conductores de aluminio.** OHIO BRASS.

909

910

911 Es probable, que en los próximos años se comience a transmitir energía
912 mediante cables superconductores (criogénicos). También, podría generalizarse
913 para tramos cortos, el uso de conductores blindados en SF6 u otros gases.

914

915 Cables o hilos de guarda: la misión principal es blindar a los conductores
916 en el momento de interceptar cualquier descarga electroatmosférica que incide
917 sobre la línea, generalmente son de acero, aunque a veces se emplea aluminio
918 con alma de acero o Alumoweld.

919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946

1.1.2 Aislamiento

El elemento principal dentro del aislamiento son los aisladores, cumplen la función de sujetar mecánicamente al conductor y mantenerlo alejado de la tierra y de otros conductores. Los aisladores deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la estructura y mantener eléctricamente aislado el conductor de la torre soportando las tensiones eléctricas en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas, que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia.

La tensión eléctrica debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. Finalmente, el aislador se proyecta para que la falla eléctrica del aire, llamada contorno, sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido.

Por lo tanto, surge la importancia del diseño de la geometría para que, en particular, no se presenten campos intensos en el cuerpo del aislador que puedan iniciar una crisis del sólido aislante. Las fallas típicas en los aisladores son las siguientes:

- A través de su volumen: cuando son perforados (falla interna). Esta falla los deteriora definitivamente. No se recuperan.
- Sobre su superficie: cuando "contornean" por la aparición de una sobretensión o por haber alcanzado el grado de contaminación crítico. Generalmente, esta falla no los deteriora definitivamente y pueden continuar en servicio.

947 A mayor cantidad de aisladores mayor es la tensión eléctrica resistida, de
948 modo que las más altas tensiones pueden ser soportadas con el incremento del
949 número de aisladores que forman la cadena. Los aisladores pueden ser de
950 porcelana con un vitrificado superficial o de vidrio templado. Existen también los
951 aisladores "anticontaminación" (antipolución) que poseen mayor longitud de
952 línea de fuga y mejores cualidades autolimpiantes.

953
954 Hoy en día, existen los modernos aisladores de fibra de vidrio con resina
955 epoxica y campana de goma siliconada, llamados polímeros. Tienen una
956 aplicación importante en redes de líneas de transporte de más de 400 kV, pero
957 pueden ser utilizados en media tensión. La resistencia mecánica la provee el
958 núcleo de la fibra de vidrio reforzada con resina epoxica, mientras las
959 cualidades aislantes las proporcionan las campanas construidas de goma
960 siliconada. Las ventajas más importantes de los aisladores polímeros son:

- 961
- 962 ▪ La relación peso/resistencia mecánica es muy baja (son
963 extremadamente livianos).
 - 964 ▪ El número de herrajes por aislador es mínimo.
 - 965 ▪ Aumentan la tensión nominal de una línea saturada debido al peso y
966 longitud de las cadenas de aisladores que mantienen el diseño del
967 soporte.
 - 968 ▪ Las campanas son de goma siliconada resistentes a altas
969 temperaturas (hasta 180°C), a golpes y a radiaciones ultravioleta y
970 ozono, a la vez poseen buenas cualidades de autolimpieza.

971
972
973
974
975

976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000
1001
1002
1003
1004

1.1.3 Soportes

Los soportes son los postes o torres que mantienen en el aire a los conductores o cables. Según su material, pueden ser:

De hormigón armado o concreto: centrifugados o vibrados, pretensado o no. Los soportes de hormigón armado se emplean desde media tensión hasta las más altas tensiones. Con postes "de fabricación normal" se llega fácilmente a vanos del orden de los 250m, para vanos mayores deben efectuarse uniones entre postes mediante bridas o breisas. Por ejemplo, la ETCEE utiliza estructuras con breisas para unir los postes y obtener mayor estabilidad en sus estructuras.

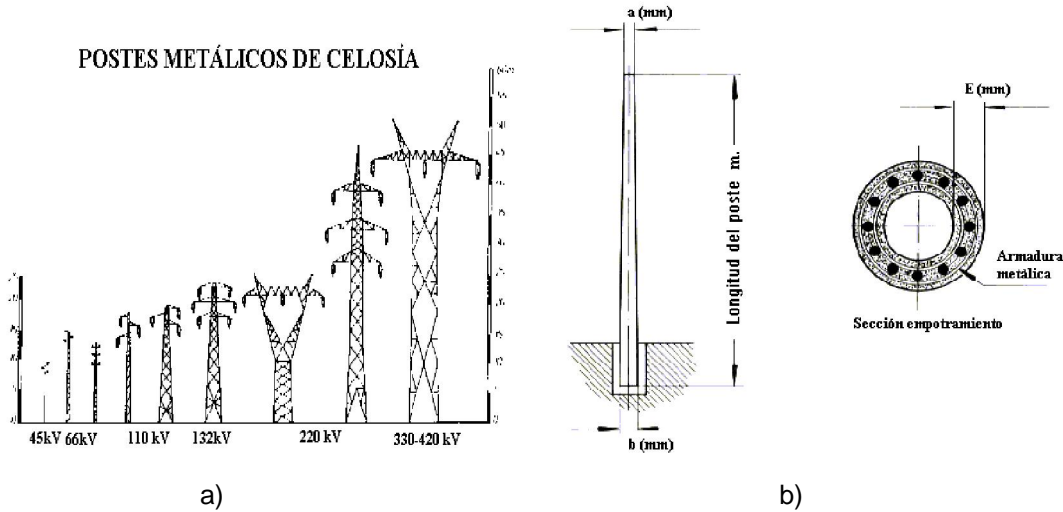
De tubo de acero galvanizado: son seccionados para alcanzar diferentes alturas y además son muy prácticos para lugares de poca accesibilidad y pueden ser autosoportados.

De madera: tratados con creosotas o sales minerales para evitar la putrefacción. Son usuales en redes de distribución rurales, también para líneas de transmisión en ambientes salinos o de mucha contaminación.

De perfiles laminados de acero: se emplean para grandes vanos, ángulos, soportes muy altos y otras singularidades, particularmente, en las mayores tensiones eléctricas. Se construyen con perfiles galvanizados de acero.

Últimamente, han comenzado a emplearse postes de aluminio y se tiene previsto que dentro de pocos años será usual utilizar postes de resina epoxica reforzada con fibra de vidrio.

1005 **Figura 2. Tipos de estructuras o soportes, a) Celosía para varios voltajes**
1006 **y su relación de altura, b) Postes de hormigón armado ó concreto.**
1007



1008
1009
1010

Fuente: **Manual de Ingeniería Eléctrica, Decimotercera Edición.** Págs. 14-66 a 14-69

1011
1012
1013

1.1.4 Cimentaciones

1014
1015
1016
1017
1018
1019

El estudio de las cimentaciones de las estructuras (postes o torres) utilizadas en las líneas de transporte, esta basado en las fuerzas exteriores que actúan sobre un determinado soporte, las cuales deben contrarrestarse con aquellas que se transmiten a la parte del soporte que se halla empotrada en el terreno.

1020
1021
1022
1023
1024
1025

Las cimentaciones para postes de hormigón se realizan de este mismo material, simple o armado. Para el caso de torres de acero pueden ser de hormigón armado o un emparrillado metálico. Los postes de madera, en general, no llevan cimentación. En suelos con bajas características de resistencia mecánica se emplean los pilotes.

1026

1027
1028
1029
1030
1031
1032
1033
1034
1035
1036
1037
1038
1039
1040
1041
1042
1043
1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051
1052
1053
1054

1.1.5 Herrajes

Con el nombre de herrajes se designa al conjunto de dispositivos y accesorios que cumplen los siguientes propósitos principales: 1) la fijación en suspensión o amarre, de los conductores e hilos de guarda a las estructuras; 2) la unión mecánica y/o eléctrica de los conductores, hilos de guarda y puestas a tierra; y, 3) la protección mecánica de los conductores, aisladores e hilos de guarda.

De acuerdo a la función específica que cumplen en una línea, podemos clasificar los herrajes de la siguiente manera:

Herrajes de suspensión: permite fijar el conductor o el haz de conductores al aislamiento de una línea, soportando los conductores de vanos adyacentes, análogamente para el hilo de guarda.

Herrajes de retención: permite fijar el conductor o haz de conductores al aislamiento de la línea, soportando toda la tensión mecánica, en estructuras terminales o de retención.

Manguito de empalme: dispositivo apto para asegurar la continuidad eléctrica y mecánica del conductor o hilo de guarda, su aplicación típica se da en la unión de conductores de distintas bobinas en las operaciones de tendido.

Manguito de reparación: dispositivo apto para restituir la continuidad eléctrica cuando un conductor ha sufrido daños en los alambres de su capa externa.

1055 Ecuilibradores de potencial: Los dispositivos cuya función es lograr una
1056 mejor distribución del potencial a lo largo de la cadena de aisladores, también
1057 proteger el conductor y herrajes de los efectos de un arco de potencia.

1058

1059 Separadores: componente que asegura y mantiene a los conductores de
1060 un haz en su posición relativa. Pueden ser rígidos, aunque la tendencia es
1061 construirlos de modo que cumplan funciones antivibratorias.

1062

1063 Dado el uso prácticamente universal de conductores de aluminio y
1064 aleación de aluminio, con y sin alma de acero, el material usado en la
1065 fabricación de los herrajes y manguitos es el aluminio electrolítico de uso
1066 eléctrico; no aceptándose aluminio obtenido por otros métodos.

1067

1068 Otros elementos se realizan en acero al carbono, fundición maleable o
1069 acero inoxidable para empalmes de hilos de guarda. Los procesos de
1070 fabricación son: el forjado, la extrusión, y la fundición cuando las piezas son de
1071 forma compleja

1072

1073 Los elementos ferrosos deben protegerse de la corrosión, la práctica usual
1074 es por galvanizado en caliente, aunque puede convenirse con el proveedor otro
1075 tratamiento conveniente.

1076

1077 Si alguna solución constructiva en particular no hiciera uso de estos
1078 materiales normales, se debe tener presente la posibilidad de que aparezcan
1079 juntas galvánicas que inicien procesos de corrosión y comprometan la
1080 integridad de algún componente.

1081

1082

1083 Dadas las elevadas tensiones eléctricas presentes, la buena terminación
1084 superficial es una cualidad importante, una herrajería de buena calidad debe
1085 presentar superficies lisas, sin fisuras, ni sopladuras, con contornos
1086 redondeados, sin puntas ni cantos vivos que causen concentración de líneas de
1087 campo, y puedan ser fuentes de radio interferencia y/o efecto corona.

1088

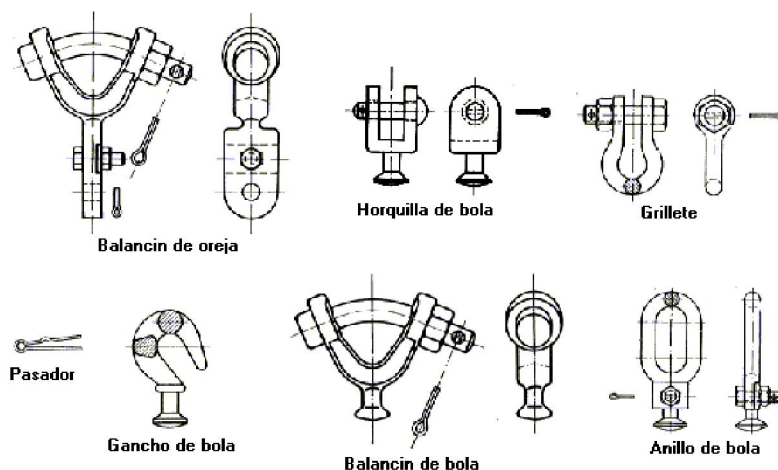
1089 Por último es importante un diseño que facilite su colocación, armado,
1090 desarmado, considerando las necesidades que imponen las modernas técnicas
1091 de mantenimiento a líneas de transporte energizadas.

1092

1093

1094 **Figura 3. Tipos de herrajes utilizados en líneas de transporte.**

1095



1096

1097 Fuente: **Catálogo de herrajes para líneas de transmisión.** OHIO BRASS.

1098

1099

1100

1101

1102

1103

1104

1105 **1.1.6 Estructuras típicas en líneas de transporte**

1106

1107 Las estructuras de una línea pueden ser clasificadas con relación a su
1108 función, la forma de resistir los esfuerzos y los materiales constructivos. Por su
1109 función las estructuras se clasifican en:

1110

1111 Estructuras de suspensión: los conductores están suspendidos mediante
1112 cadenas de aisladores que cuelgan de las ménsulas de las torres. Resisten las
1113 cargas verticales (peso) de todos los conductores, también los cables de
1114 guarda; y la acción del viento transversal a la línea, tanto sobre conductores
1115 como sobre la misma torre. Estas estructuras no están diseñadas para soportar
1116 esfuerzos laterales causados por los conductores, por tal razón, también se les
1117 llama de alineación o tangentes

1118

1119 Estructuras de anclaje ó de ángulo: básicamente se distinguen tres tipos:

1120

1121 Terminal: la disposición de los conductores es perpendicular a las
1122 ménsulas, la torre se dimensiona para soportar fundamentalmente el tiro de
1123 todos los conductores de un solo lado. En general, es la estructura más pesada
1124 de la línea.

1125

1126 Angular: se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la
1127 línea. La carga más importante que soporta es la componente del tiro, debido
1128 al ángulo, de todos los conductores.

1129

1130 Rompetramos o de anclaje: algunas normas de cálculo sugieren el uso de
1131 estas estructuras con la finalidad básica de limitar la caída en cascada (dominó)
1132 de las estructuras de suspensión. Igualmente, para facilitar el tendido cuando
1133 los tramos rectilíneos son muy largos.

1134 Sin embargo, cuando el diseño de las suspensiones se hace con criterio
1135 de evitar la caída en cascada, el uso de estructuras rompeteramos se hace
1136 innecesario.

1137

1138

1139

1140 **1.2 Localización de las líneas de transporte**

1141

1142

1143 **1.2.1 Localización**

1144

1145 La trayectoria de la línea de transmisión, por lo general, debe ser recta y
1146 accesible para su construcción, inspección y mantenimiento. En la medida de
1147 lo posible, se debe evitar pasar por terrenos con grandes laderas, profundas
1148 depresiones, pantanos, derrumbes, deslizamientos, lagos, áreas muy
1149 desarrolladas o pobladas, cementerios, aeropuertos, etc. Debe localizarse a
1150 una distancia segura de edificios y lugares propensos a incendios y accidentes
1151 de tránsito o de cualquier naturaleza.

1152

1153 Las líneas que han de construirse paralelamente a carreteras u otro
1154 servicio, preferiblemente se localizarán a una distancia suficiente para evitar
1155 futuros conflictos por su ampliación. La localización de la línea es cuestión de
1156 criterio para evaluar las divergencias que se plantean entre: un derecho de vía
1157 de bajo costo, el mínimo costo de construcción y la facilidad de su
1158 mantenimiento.

1159

1160

1161

1162

1163

1164 **1.2.2 Reconocimiento y estudio preliminar**

1165

1166 La ingeniería de la línea señalará una trayectoria preliminar o tentativa
1167 mediante fotografías aéreas, mapas cartográficos a escala de 1:50,000 editados
1168 por el Instituto Geográfico Nacional (IGN); mapas geológicos, mapas de suelos,
1169 mapas de caminos, mapas nacionales u otro medio que nos permita plasmar la
1170 información necesaria.

1171

1172 Dicha localización será verificada en campo para determinar las
1173 correcciones necesarias para llevarla a la práctica. Sobre terrenos de difícil
1174 acceso o muy accidentados será necesario realizar un reconocimiento aéreo
1175 para identificar puntos importantes de control. Estos puntos de control nos
1176 permitirán establecer un polígono que establezca la trayectoria. Por lo general
1177 el levantamiento preliminar pasa en gran parte a constituir la localización final.

1178

1179

1180 **1.2.3 Localización de campo**

1181

1182 Con la realización de la trayectoria preliminar a satisfacción de la
1183 ingeniería, se dará principio al levantamiento topográfico con una exactitud del
1184 tercer orden.

1185

1186 La topografía consistirá en el levantamiento del perfil del terreno a lo largo
1187 de un eje longitudinal con un ancho correspondiente al derecho de vía; la
1188 colocación de estacas a intervalos de 30.5 metros (100 pies) marcando las
1189 estaciones respectivas: información sobre linderos de propiedades; cambios
1190 topográficos y puntos de referencia que se consideren necesarios.

1191

1192

1193 El señalamiento del trazo de la línea se hará en dos formas:

1194

1195 ▪ Estacas: se colocarán en cada estación, clavadas al nivel de suelo y
1196 marcadas con el número de estación a la que corresponde. Los puntos
1197 de inflexión o PI's no se consideran estaciones.

1198 ▪ Mojoneiras: servirán para identificar a los puntos de inflexión (PI's),
1199 estaciones adyacentes a los puntos de inflexión, inicio y finalización de
1200 la línea, cruces con vías de ferrocarril, carreteras, caminos vecinales
1201 importantes, canales, ríos, oleoductos, gasoductos, otras líneas de
1202 transporte y en tangentes largas donde no se hayan colocado en casos
1203 anteriores y no mayor a 3 Km. Serán de concreto en forma de
1204 pirámide con las dimensiones siguientes: base de 0.25X0.25m, corona
1205 de 0.15X0.15m y altura de 0.4m.

1206

1207 Siempre que el terreno presente laderas con una inclinación mayor del
1208 10% se tomarán levantamientos transversales a la línea central.

1209

1210 Las elevaciones transversales en ambos lados de la línea central se
1211 representarán por medio de líneas punteadas que se interpretarán como
1212 perfiles transversales en ladera y son indispensables para la ubicación de
1213 estructuras, con la certeza de lograr libramientos apropiados al terreno bajo los
1214 diferentes conductores, así como, alturas adecuadas de estructuras y
1215 empotramientos para las estructuras de varios postes.

1216

1217

1218

1219

1220

1221

1222
1223
1224
1225
1226
1227
1228
1229
1230
1231
1232
1233
1234
1235
1236
1237
1238
1239
1240
1241
1242
1243
1244
1245
1246
1247
1248
1249
1250

1.2.4 Planos

Con los datos de las libretas topográficas se prepararán los planos de planta y perfil a escala horizontal de 1:2,500 y escala vertical de 1:500 en algún software CAD mostrando la alineación, catenaria de los conductores, longitud de los vanos, estaciones, cercos, árboles, caminos, diques, ríos, líneas telefónicas, telegráficas, de distribución o de transmisión de energía eléctrica, carreteras, líneas férreas, linderos, nombre de los propietarios y cualquier otro detalle que se encuentre en la franja del derecho de vía y por consiguiente influya en el costo, diseño, construcción y operación de la línea.

En los planos se deberá especificar los tipos de estructuras con todos sus detalles, notas de diseño, escala, datos generales, accidentes geográficos, etc. Actualmente existen programas de computación capaces de realizar todo el trabajo: dibujo de planta y perfil, localización de estructuras, cálculos mecánicos, cuantificación, etc. Solamente requieren la información topográfica y una base de datos previa de tipos de conductores, tipos de estructuras y datos meteorológicos. El resultado final será revisado de acuerdo al criterio del ingeniero de diseño.

1.3 Antecedentes de la línea de transporte El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV

La línea de transporte El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV pertenece al Sistema Oriental de líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) dentro de la república de Guatemala.

1251 Esta línea inicia desde la S/E de El Progreso, ubicada en el municipio del
1252 mismo nombre en el departamento de Jutiapa a 126 Km de la ciudad capital
1253 por la carretera interamericana CA-1.

1254

1255 A lo largo de su trayectoria atraviesa los municipios de: Santa Catarina
1256 Mita y Agua Blanca del departamento de Jutiapa, seguidamente, la línea llega a
1257 la S/E de Ipala, ubicada en aldea El Orégano a 8 Km de la población de Ipala
1258 en el departamento de Chiquimula, sobre el camino de terracería que comunica
1259 la población de Ipala con la población de Agua Blanca.

1260

1261 De la S/E de Ipala, la línea parte hacia la S/E de Quetzaltepeque,
1262 cruzando la mayor parte por terreno montañoso, todo esto en el departamento
1263 de Chiquimula. Para una mejor referencia se muestra la ubicación geográfica
1264 de la línea (ver figura 4). En la tabla II se incluye información meteorológica del
1265 lugar, así como, la ubicación geográfica en coordenadas UTM de las
1266 subestaciones eléctricas mencionadas.

1267

1268

1269 **Tabla II. Información meteorológica de las subestaciones eléctricas de El**
1270 **Progreso, Ipala y Quetzaltepeque.**

1271

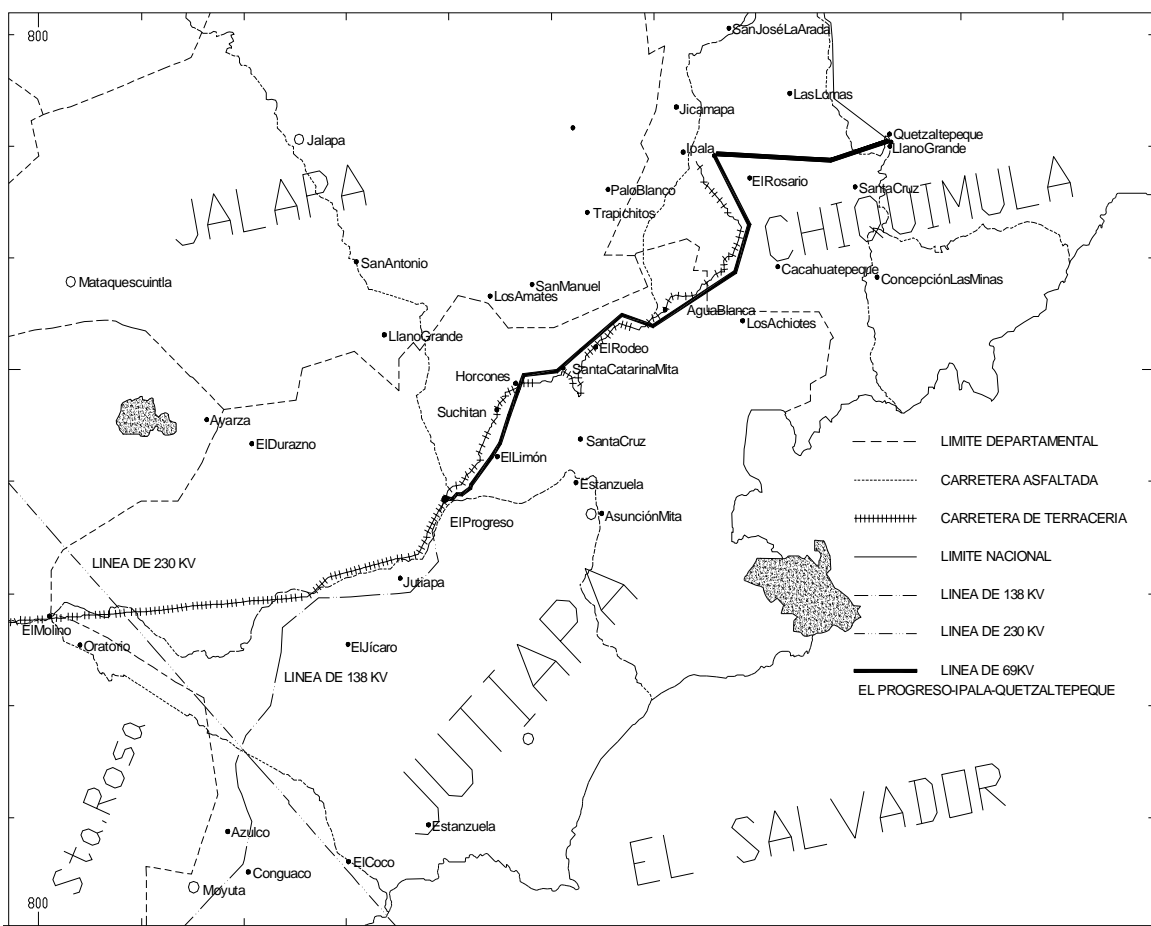
Descripción	Unidades	Subestación		
		El Progreso	Ipala	Quetzaltepeque
Temperatura media	°C	25*	24*	25*
Humedad relativa	%	80	73*	80
Velocidad máxima del viento	Km/h	100	100	100
Fuerza sísmica	Aceleración Horizontal	0.3g	0.3g	0.3g

	Aceleración Vertical	0.2g	0.2g	0.2g
Altura de la subestación	m.s.n.m.	973 ⁺	828*	950 ⁺
Coordenadas en X		839693	866007	883202
Coordenadas en Y		1588373	1619156	1620323

1272 Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica. * datos obtenidos del
 1273 INSIVUMEH. + datos obtenidos del Instituto Geográfico Nacional (IGN).

1274
 1275
 1276
 1277
 1278
 1279

Figura 4. Ubicación geográfica de la línea de transporte de 69kV El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque.



1280
 1281

1282 Esta línea fue construida para proveer y reforzar el suministro de energía
1283 eléctrica en el oriente del país, con el fin de brindar una mayor confiabilidad al
1284 usuario y conformar un sistema en anillo para esa región (ver figura 5). La
1285 línea cuenta con una longitud aproximada de 61 Km, trayecto en el cual están
1286 colocadas 325¹ estructuras típicas de dos y tres postes para 69kV, de concreto.

1287

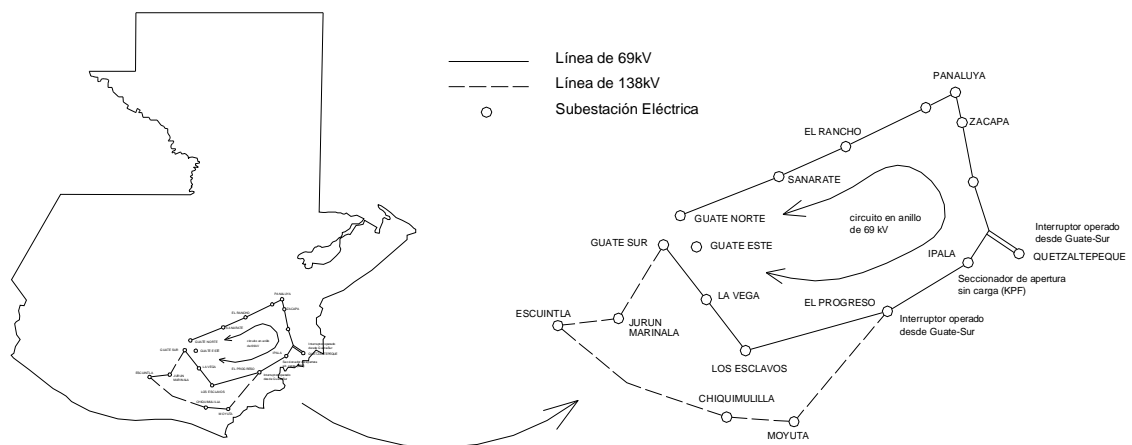
1288 En esta línea, la transmisión de energía eléctrica se hace por medio de
1289 cable de aluminio con alma de acero del tipo ACSR 477 MCM. Su aislamiento,
1290 en su mayoría, es de vidrio de los tipos: ANSI 52-3 Y ANSI 52-4, con un total de
1291 6 aisladores por cadena para suspensión (vertical) y 7 aisladores por cadena
1292 para remate o tensión (horizontal). También posee aisladores de porcelana del
1293 mismo tipo que los de vidrio y algunos aisladores poliméricos para 69kV.

1294

1295

1296 **Figura 5. Sistema en anillo del SNI para el oriente del país en 69kV.**

1297



1298

1299

1300

¹ Datos obtenidos de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.

1301
1302
1303
1304
1305
1306
1307
1308
1309
1310
1311
1312
1313
1314
1315
1316
1317
1318
1319
1320
1321
1322
1323
1324
1325
1326
1327
1328

1.3.1 Estructuras típicas de 69kV utilizadas en la línea

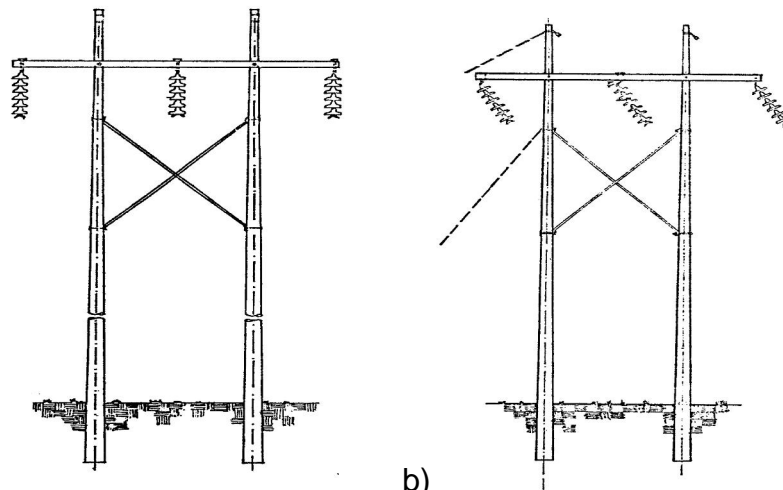
Las estructuras típicas utilizadas por la ETCEE para líneas de 69kV se dividen básicamente en dos grupos: 1) de suspensión: tangentes o de ángulos pequeños y 2) de anclaje: rompetramos, terminal o de ángulos muy grandes.

Las estructuras de suspensión poseen dos postes de concreto de 16 m de altura, unidos entre sí por medio de un crucero de acero galvanizado de 7.7 m de longitud y dos breisas para una mayor estabilidad, cada conductor de fase está soportado por una cadena vertical de 6 aisladores ANSI 52.3 ó ANSI 52.4. La estructura está protegida contra descargas atmosféricas por medio de dos hilos de guarda. La diferencia entre una tangente y una de ángulo es la posición de la cadena para poder direccionar la línea reduciendo el esfuerzo mecánico de éstas (ver figura 6).

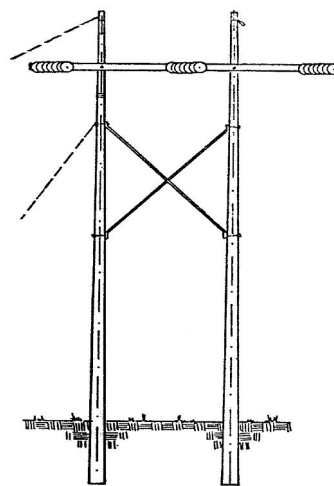
Las estructuras de anclaje poseen tres postes de concreto, dos postes de 16 m y un poste de 15m, unidos entre sí, por dos crucero de acero de 7.7 m de longitud. Cada conductor de fase está soportado por tres cadenas de aisladores, una de suspensión con seis aisladores y dos de remate o de tensión con 7 aisladores ANSI 52.3 ó ANSI 52.4. Al igual que las estructuras de suspensión, éstas poseen dos hilos de guarda. En la figura 7.a aparece una estructura de 3 postes y en la figura 7.b y 7.c están las coordenadas de los conductores de fase tanto para estructuras tangentes como de anclaje o ángulo.

Por ser estructuras que soportan esfuerzos mecánicos, poseen retenidas de cable acerado que contrarrestan la tensión transmitida por los conductores de fase debido a un ángulo demasiado grande o por el tamaño del vano.

1329 **Figura 6. Tipos de estructuras con dos postes de 16m de la ETCEE, a) de**
1330 **suspensión o tangente Tipo I (0° a 5°), b) de ángulo Tipo II (5° a 20°) y c) de**
1331 **ángulo Tipo III (20° a 30°).**



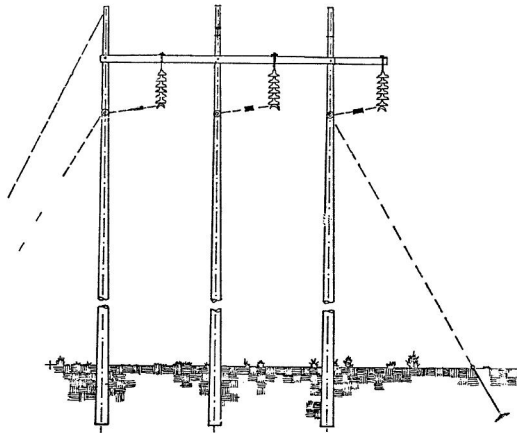
1332
1333



1334
1335
1336
1337
1338
1339
1340
1341

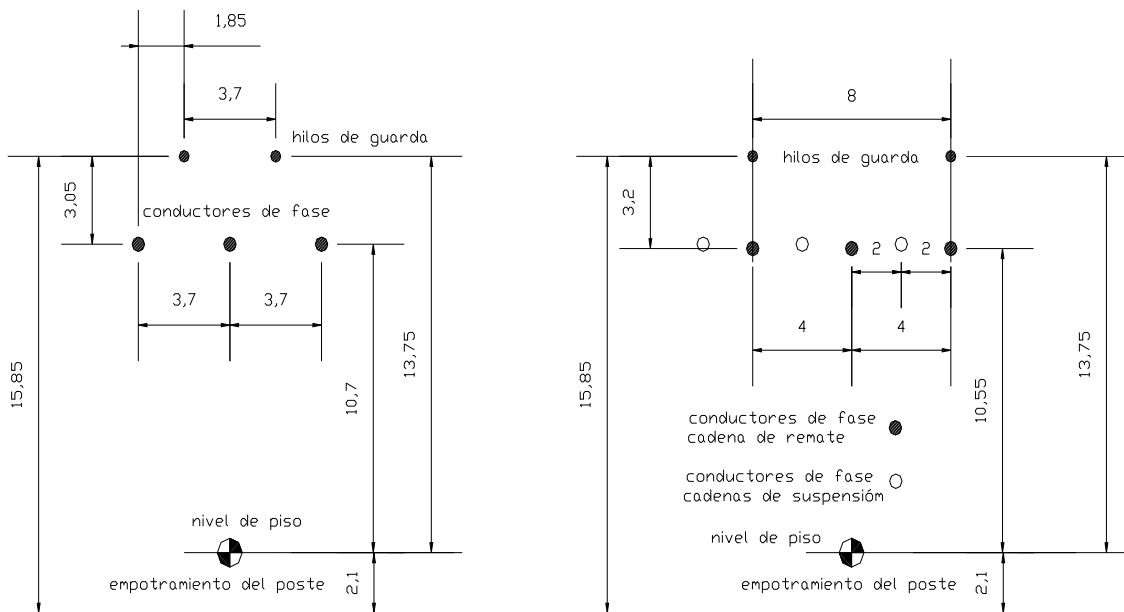
Fuente: Normativo para construcción de líneas de transmisión del INDE.

1342 **Figura 7. a) estructura de tres postes de 16 m de la ETCEE, tipo IV (30° a**
 1343 **90°) y para anclaje. b) coordenadas de fases para estructuras tangentes y**
 1344 **c) coordenadas de fases para estructuras de anclaje.**
 1345



a)

1346
 1347
 1348



b)

c)

1349
 1350
 1351

Fuente: Normativo para construcción de líneas de transmisión del INDE.

1352 **1.4 Estructuras para 138kV**

1353

1354 Las estructuras típicas utilizadas por la ETCEE para líneas de 138kV
1355 consisten en torres autosoportadas de celosía de acero galvanizado de 28mt de
1356 altura o más. A diferencia de las estructuras para 69kV, las estructuras para
1357 138kV pueden ser tangentes, de ángulo o de anclaje. Así también, por la altura
1358 de éstas torres y las distancias entre fases, los vanos o las distancias entre
1359 estructuras son mayores que los vanos entre estructuras de 69kV típicas
1360 utilizadas por la ETCEE.

1361

1362 En las estructuras tangentes, cada conductor de fase está soportado por
1363 una cadena vertical de 10 aisladores ANSI 52.3 ó ANSI 52.4.

1364

1365 En las estructuras de ángulo, cada conductor de fase está soportado por
1366 una cadena horizontal de 11 aisladores ANSI 52.3 ó ANSI 52.4. Estas
1367 estructuras se utilizan para ángulos pequeños (menor a 30°)

1368

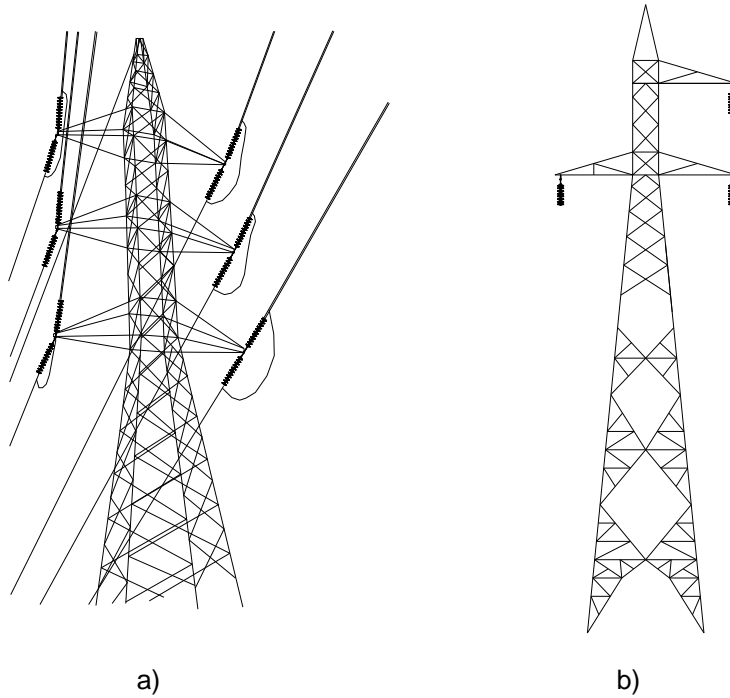
1369 En las estructuras de anclaje, cada conductor de fase está soportado por
1370 una cadena vertical de 10 aisladores y una cadena horizontal de 11 aisladores
1371 ANSI 52.3 ó ANSI 52.4. Estas estructuras se utilizan para ángulos muy grandes
1372 (mayores de 30°) y vanos muy largos. Estas estructuras están protegidas por
1373 un hilo de guarda.

1374

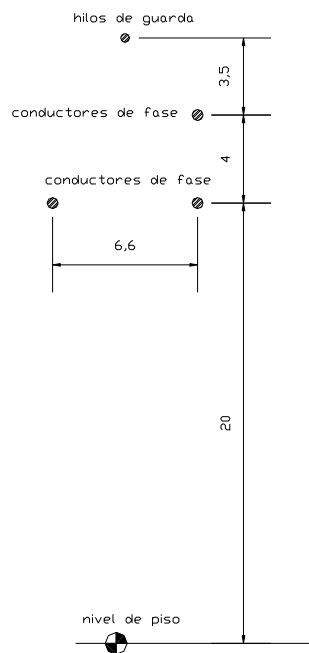
1375 En la figura 8.a se muestra una torre de celosía para 138kV de doble
1376 circuito para ángulo; la figura 8.b representa una estructura tangente de un solo
1377 circuito y en la figura 8.c se muestran las coordenadas en metros de los
1378 conductores de fase y los hilos de guarda para estructuras de celosía de un
1379 solo circuito en 138kV.

1380

1381 **Figura 8. a) estructura para 138kV de ángulo en doble circuito. b)**
1382 **estructura para 138kV tangente de un solo circuito. c) coordenadas de**
1383 **fase para estructuras tangentes de 138kV.**



1384
1385



1386
1387

c)

1388 En la tabla III se resumen las distancias dieléctricas tanto para 69kV como
1389 para 138kV según las configuraciones antes mencionadas.

1390

1391

1392 **Tabla III. Resumen de distancias dieléctricas para 69kV y 138kV.**

1393

	Altura de la fase sobre nivel de piso (m)	Distancia de fase a fase (m)	Número de aisladores ANSI 52.3 ó ANSI 52.4	Distancia de fase a tierra (m)
Estructuras de 69kV (tangentes)	10.70	3.70	6	0.876
Estructuras de 138kV (tangentes)	20	6.60	10	1.46

1394

1395

1396

1397

1398

1399

1400

1401

1402

1403

1404

1405

1406

1407

1408

1409

1410
1411
1412
1413
1414
1415
1416
1417
1418
1419
1420
1421
1422
1423
1424
1425
1426
1427
1428
1429
1430
1431
1432
1433
1434
1435
1436
1437
1438

1439
1440
1441
1442
1443
1444
1445
1446
1447
1448
1449
1450
1451
1452
1453
1454
1455
1456
1457
1458
1459
1460
1461
1462
1463
1464
1465
1466
1467

2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN UNA LÍNEA DE TRANSPORTE

Una línea de transmisión, de acuerdo a sus parámetros eléctricos, se puede considerar un elemento de un sistema de potencia y nos permite unir los elementos generadores de energía eléctrica con los elementos que la consumen (carga).

Las líneas como elementos de enlace entre el productor y el consumidor constituyen una pieza fundamental para el buen desempeño de un Sistema Interconectado. La relevancia de su estudio radica en los efectos transitorios y permanentes que ocurren dentro de un sistema de potencia debido a causas propias, maniobras dentro de la línea, fuentes externas, condiciones climáticas, por sencillo o complejo que parezca.

En el diseño y operación de un sistema de potencia se debe conservar el voltaje dentro de los límites establecidos por las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) en varios puntos del sistema. En este capítulo se darán a conocer ecuaciones con las que se pueden calcular: el voltaje, la corriente y la potencia en cualquier punto de la línea de transmisión a partir de un modelo matemático y eléctrico, siempre que se conozcan estos valores en un punto; este punto, por lo general, son las terminales de la línea. Así también, se tendrá la oportunidad de verificar los efectos de los parámetros como: resistencia, impedancia, capacitancia, etc. de la línea sobre el voltaje y el flujo de la potencia.

1468 **2.1 Modelos de las líneas de transporte**

1469
1470 Las ecuaciones generales que relacionan el voltaje y la corriente, por ende
1471 la potencia, en las líneas de transmisión establecen que, parámetros como: la
1472 resistencia, impedancia, capacitancia y admitancia, están distribuidos
1473 uniformemente a lo largo de la línea.

1474
1475 Si la línea aérea se clasifica como corta, la capacitancia C en derivación
1476 es despreciable ya que es tan pequeña comparada con los otros parámetros y
1477 sólo se considerará la resistencia R y la inductancia L en serie total de la línea.

1478
1479 Para una línea de longitud media es suficiente representarla con R y L
1480 como parámetros concentrados, con la mitad de la capacitancia concentrada en
1481 cada terminal del circuito equivalente. Las líneas de longitud larga requieren de
1482 cálculos en términos de constantes distribuidas con un alto grado de exactitud
1483 en los que se incluyen R, L y C. En la tabla IV se muestra la clasificación
1484 utilizada para diferenciar los tipos de líneas de transmisión en cuanto a su
1485 longitud se refiere tomando a la capacitancia como parámetro fundamental.

1486

1487

1488 **Tabla IV. Tipos de líneas de transporte respecto a su longitud.**

1489

Tipo de línea	Distancia
Línea corta	0-80 Km (50 millas)
Línea media	80-240 Km (50-150 millas)
Línea larga	Mayor de 240 Km (150 millas)

1490
1491 Fuente: GRAINGER, John, STEVENSON, William Jr. **Análisis de sistemas de potencia**, Ed.
1492 McGraw Hill, México 1997. Pág. 183.

1493

1494

1495

1496

2.1.1 Línea de longitud corta

1497

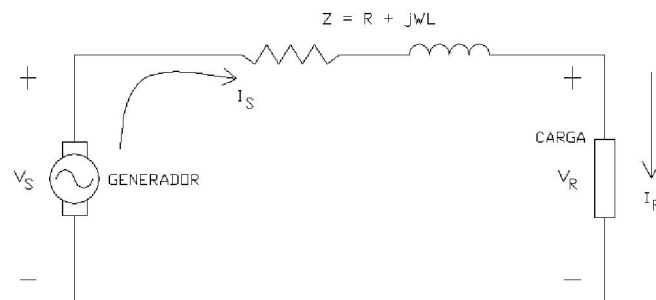
1498 Una línea de transmisión corta es aquella que podemos representarla
1499 únicamente con una impedancia Z serie en toda la línea, en donde la
1500 impedancia Z se compone de la resistencia R y la inductancia L . El circuito
1501 equivalente se muestra en la figura 9, en donde I_S e I_R son las corrientes en los
1502 extremos generador y receptor, respectivamente, y V_S y V_R son los voltajes
1503 línea a neutro.

1504

1505

1506 **Figura 9. Circuito equivalente de una línea de transporte corta.**

1507



1508

1509 Fuente: GRAINGER, John, STEVENSON, William Jr. **Análisis de sistemas de potencia**, Ed.
1510 McGraw Hill, México 1997. Pag. 184

1511

1512

1513 El circuito anterior se resuelve aplicando teoría de circuitos de corriente
1514 alterna simple, por lo cual tenemos las siguientes ecuaciones:

1515

1516

$$I_S = I_R$$

1517

1518

$$V_S = V_R + I_R Z$$

1519

1520

1521 Para una línea de transporte corta, el efecto de la variación del factor de
1522 potencia en las cargas sobre la regulación de voltaje de la línea, es un concepto
1523 más ilustrativo ó de mayor entendimiento. La regulación de voltaje de una línea
1524 de transmisión es la elevación en el voltaje en el extremo receptor, expresada
1525 en por ciento del voltaje a plena carga, cuando se quita la plena carga a un
1526 factor de potencia específico mientras se mantiene constante el voltaje en el
1527 extremo generador. La ecuación de regulación de voltaje en por ciento se
1528 expresa de la siguiente forma:

1529

$$\begin{aligned} 1530 \quad \quad \quad \% \text{ de Reg.} &= \frac{|V_{R, NL}| - |V_{R, FL}|}{|V_{R, FL}|} \\ 1531 \quad \quad \quad & \\ 1532 \quad \quad \quad & \end{aligned}$$

1533

1534 En donde:

1535 $|V_{R, NL}|$ = Valor absoluto del voltaje de recibo sin carga (no load), y

1536 $|V_{R, FL}|$ = Valor absoluto del voltaje de recibo a plena carga (full load).

1537

1538

1539

1540 **2.1.2 Línea de longitud media**

1541

1542 Cuando se trata de una línea de longitud media, el parámetro a tomar en
1543 cuenta es la admitancia en paralelo. En este caso dividimos la admitancia en
1544 paralelo en dos partes iguales y las colocamos en los extremos generador y
1545 receptor de la línea con lo cual obtenemos el circuito llamado *nominal π* (ver
1546 figura 10).

1547

1548 Siguiendo el mismo procedimiento con el circuito para una línea de
1549 transporte corta pasamos a resolver el circuito para una línea de transporte
1550 media con lo cual obtenemos las ecuaciones para V_R , V_S e I_S . Entonces:

1551

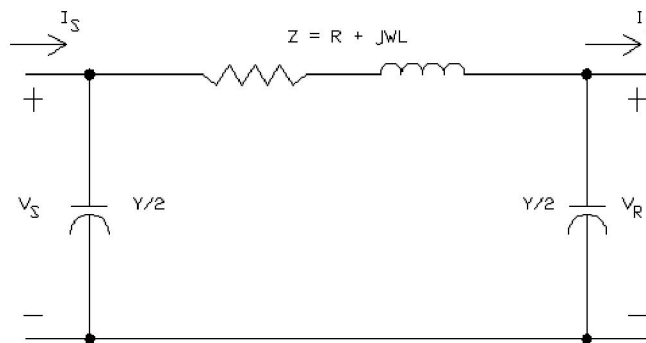
$$V_S = \left(Z \frac{Y}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R$$

1552

1553

1554

Figura 10. Circuito equivalente de una línea de transporte media.



1555

1556 Fuente: GRAINGER, John, STEVENSON, William Jr. **Análisis de sistemas de potencia**, Ed.
1557 McGraw Hill, México 1997. Pag. 188

1558

1559

1560 La corriente I_S la obtenemos de la corriente en la capacitancia en
1561 derivación del lado del generador, que sumada a la corriente en serie nos da:

1562

1563

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_R$$

1564

1565 Las ecuaciones anteriores se pueden representar de la siguiente forma:

1566

$$V_S = A V_R + B I_R$$

1567

$$I_S = C V_R + D I_R$$

1568

1569 Donde:

1570

1571

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad B = Z \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

1572 A las constantes A, B, C, y D se les denominan constantes generalizadas
1573 de circuito de la línea de transmisión. En general, son números complejos. Las
1574 constantes se aplican en cualquier red lineal, pasiva y con cuatro terminales en
1575 dos lados, y cada uno tiene un par de ellas. A tal circuito se le conoce como red
1576 de dos puertos.

1577

1578

1579 **2.1.3 Línea de longitud larga**

1580

1581 Para encontrar una solución exacta de una línea de transmisión a 60Hz y
1582 con longitudes mayores de 240 Km, debe considerarse que los parámetros de
1583 la línea no están agrupados, sino que, distribuidos uniformemente en todo el
1584 trayecto de la línea.

1585

1586 En la figura 11 se muestra la conexión de una fase de un circuito polifásico
1587 conectado a tierra en la cual los parámetros de impedancia y admitancia están
1588 uniformemente distribuidos.

1589

1590 Para la solución de este circuito, consideraremos elementos diferenciales
1591 de longitud (dx) en la línea, a una distancia x desde el lado receptor. Entonces
1592 zdx y ydx son la impedancia serie y la admitancia paralelo de la sección
1593 diferencial. V e I son fasores que varían con x y la corriente promedio en la
1594 línea es $(I+I+dl)/2$, el diferencial de voltaje es:

1595

$$1596 \quad \partial V / \partial x = I z$$

1597 y para la corriente obtenemos:

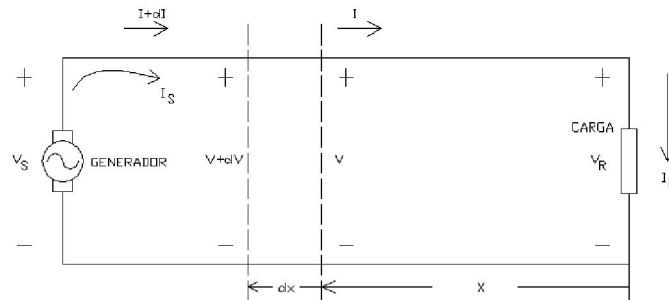
1598

$$1599 \quad \partial I / \partial x = V y$$

1600

1601

Figura 11. Circuito equivalente de una línea de transporte larga.



1602

1603 Fuente: GRAINGER, John, STEVENSON, William Jr. **Análisis de sistemas de potencia**, Ed.
 1604 McGraw Hill, México 1997. Pág. 190

1605

1606

1607 Resolviendo las ecuaciones diferenciales para el voltaje y la corriente se
 1608 obtiene para el voltaje y corriente las siguientes expresiones:

1609

$$1610 \quad V = ((V_R + I_R Z_c) / 2) \epsilon^{\gamma x} + ((V_R - I_R Z_c) / 2) \epsilon^{-\gamma x}$$

1611

$$1612 \quad I = ((V_R / Z_c + I_R) / 2) \epsilon^{\gamma x} - ((V_R / Z_c - I_R) / 2) \epsilon^{-\gamma x}$$

1613

1614 Donde $Z_c = \sqrt{z/y}$ y se llama impedancia característica de la línea y

1615 $\gamma = \sqrt{zy}$ y se le conoce como constante de propagación. En forma hiperbólica

1616 tenemos que:

1617

$$1618 \quad V_R = V_S \cosh \gamma l - I_S Z_c \sinh \gamma l$$

1619

$$1620 \quad I_R = I_S \cosh \gamma l - V_S / Z_c \sinh \gamma l$$

1621

1622

1623

1624

1625 **2.2 Impedancia en una línea de transporte**

1626

1627 La impedancia de un sistema lineal de parámetros constantes es la razón
1628 del fasor de voltaje al equivalente fasor de la corriente, ambos en estado
1629 estable. Por otro lado tenemos que la impedancia es la suma de la resistencia
1630 R y de la inductancia X distribuidas uniformemente a lo largo de una línea de
1631 transporte y está dada en ohmios u ohmios por unidad de longitud.

1632

1633
$$Z = V/I \quad \text{ó} \quad Z = R + jX_L$$

1634

1635 Resistencia: es la causa más importante de pérdida de potencia debido al
1636 efecto Joule. La resistencia es la parte real de la impedancia. La resistencia
1637 efectiva en un conductor viene dada por la siguiente fórmula:

1638

1639
$$R = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \Omega$$

1640

1641 Donde la potencia está en watts e I es la corriente rms en el conductor
1642 dado en amperes. Para ese caso la resistencia efectiva es la misma que la
1643 resistencia en corriente directa, asumiendo que la distribución de corriente es
1644 uniforme. La ecuación genérica de la resistencia en ohmios (Ω) es:

1645

1646
$$R_0 = \rho l / A$$

1647

1648 ρ = resistividad del conductor en $\Omega \cdot m$.

1649 l = longitud en m.

1650 A = área de la sección transversal en m^2 .

1651

1652 Para el aluminio a 20° C, la resistividad es de $2.83 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$. La
1653 resistencia en corriente directa aumenta entre un 1% y 2% en conductores
1654 trenzados concéntricamente.

1655

1656 La resistencia para conductores metálicos varía linealmente con la
1657 temperatura en el rango normal de operación, donde:

1658

$$1659 \quad R_2 / R_1 = (T + t_2) / (T + t_1)$$

1660

1661 La constante T esta en grados Celsius y tiene un valor de 228 para el
1662 aluminio estirado en frío de 61% de conductividad.

1663

1664 Inductancia: La inductancia de un circuito relaciona el voltaje inducido por
1665 el flujo variable con la razón del cambio de la corriente. En líneas de
1666 transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere y el promedio por fase
1667 en Henrys/metro para conductores desnudos. En un sistema trifásico está
1668 dada por:

1669

$$1670 \quad L = 2 \times 10^{-7} \ln(D_{eq} / D_s)$$

1671

1672 Donde $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$, D_{ab} , D_{bc} , D_{ca} son las distancias entre centros
1673 de los agrupamientos de las fases respectivas. D_s es el radio medio
1674 geométrico del conductor. La reactancia inductiva en Ω/Km , por fase X_L es:

1675

$$1676 \quad X_L = 2\pi fL = 0.0754 \ln(D_{eq} / D_s)$$

1677

1678 Existen tablas para conductores estándar en los que se detallan valores
1679 del radio medio geométrico (RMG) y son útiles para calcular la reactancia
1680 inductiva, capacitancia en paralelo y resistencia.

1681

1682

1683 **2.3 Capacitancia en una línea de transporte**

1684

1685 La capacitancia en una línea de transporte es la diferencia de potencial
1686 entre conductores y origina que se carguen en forma análoga al fenómeno que
1687 ocurre en un capacitor. La capacitancia entre conductores es la carga por
1688 unidad de diferencia de potencial.

1689

1690 Este efecto se puede considerar despreciable para longitudes menores a
1691 80 Km, para distancias mayores, la capacitancia se convierte en un factor
1692 importante en la operación y diseño de una línea de potencia en alto voltaje.
1693 Entre los factores que afectan la capacitancia se encuentran: la caída de
1694 voltaje, eficiencia, factor de potencia y estabilidad en el sistema.

1695

1696 Existe una corriente de carga dentro de la línea aún cuando ésta se
1697 encuentre en circuito abierto debido a que la capacitancia es una derivación
1698 entre los conductores y se origina por la carga y descarga alternada de la línea
1699 debidas al voltaje alterno aplicado.

1700

1701 La capacitancia se analiza a partir de la ley de Gauss para campos
1702 eléctricos en la cual se establece que la carga eléctrica total dentro de una
1703 superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. Por lo
1704 tanto, la capacitancia al neutro de una línea trifásica en Faradays/metro está
1705 dada por:

1706

$$C_n = 2\pi k / \ln(D_{eq} / r)$$

1707 Donde: $k = 8.85 \times 10^{-12}$ F/m y es la permitividad del espacio libre.

1708 D_{eq} = distancia media geométrica entre conductores.

1709 r = radio real exterior del conductor.

1710

1711 La reactancia capacitiva en $\Omega \cdot \text{Km}$ al neutro X_C es:

1712

$$1713 \quad X_C = 1/(2\pi f C_n) = 4.77 \times 10^4 \ln(D_{eq} / r)$$

1714

1715 La susceptancia capacitiva en siemens/km es el recíproco de la reactancia
1716 capacitiva X_C y es igual a:

1717

$$1718 \quad B_C = 2\pi f C_n$$

1719

1720

1721 **2.4 Flujo de potencia o capacidad de carga en una línea de transporte**

1722

1723 La capacidad de transporte de una línea de transmisión se refiere a la
1724 potencia máxima que puede fluir en el conductor sin producir algún daño a la
1725 estructura molecular del mismo y está condicionada a los siguientes factores:
1726 voltaje de operación, la corriente, características de la carga, tipo de conductor
1727 y longitud de la línea.

1728

1729 Con relación a los conductores, la limitación más importante se tiene en
1730 los incrementos de temperatura que llegan a superar la temperatura crítica del
1731 material; existe un valor máximo de temperatura que puede considerarse límite
1732 en la operabilidad de los conductores.

1733

1734

1735

1736 El cable ASCR 477 MCM tiene una capacidad máxima de 670 Amperios
1737 con una temperatura ambiente de 25°C, un incremento en la temperatura de
1738 50°C, temperatura operativa del conductor de 75°C, velocidad del viento de
1739 0.66m/s, presión atmosférica igual a 1 atm y una constante de emisividad
1740 térmica de 0.5.

1741
1742 Los parámetros típicos para líneas de transmisión se definen en función
1743 del tipo de conductor y la disposición geométrica de los mismos. Para
1744 determinar la capacidad de transporte es necesario obtener resultados de:
1745 resistencia, reactancia, susceptancia, impedancia característica, constante de
1746 propagación y las constantes encontradas anteriormente (A, B, C y D).

1747
1748 Tomando la ecuación de I_S en función de las constantes A,B,C y D y
1749 despejando I_R obtenemos que:

1750
1751
$$I_R = (V_S - AV_R) / B$$

1752
1753 La potencia compleja es $V_R I_R^* = P_R + jQ_R$, resolviendo encontramos que:

1754
1755
$$P_R = |V_R| |I_R| \cos \theta_R$$
$$Q_R = |V_R| |I_R| \text{sen} \theta_R$$

1756
1757 Donde θ_R es el ángulo de fase en el que V_R adelanta a I_R .

1758
1759 Existe un límite de la potencia que se puede transmitir al extremo receptor
1760 de la línea para magnitudes específicas de los voltajes en los puntos generador
1761 y receptor. En la ecuación de la máxima capacidad de transporte, las
1762 constantes A y B varían con los incrementos de longitud, obteniéndose
1763 diferentes potencias para diferentes longitudes.

1764

$$P_{R,max} = |V_S||V_R|/|B| - (|A||V_R|^2/|B|)\cos(\beta - \alpha)$$

1765

1766 Donde α y β son los ángulos de las constantes A y B respectivamente.

1767 En la figura 12 se muestran las capacidades de transporte tanto para 69kV

1768 como para 138kV utilizando un conductor ASCR 477 MCM Hawck, con una

1769 configuración típica de los conductores en 69kV utilizadas por la ETCEE,

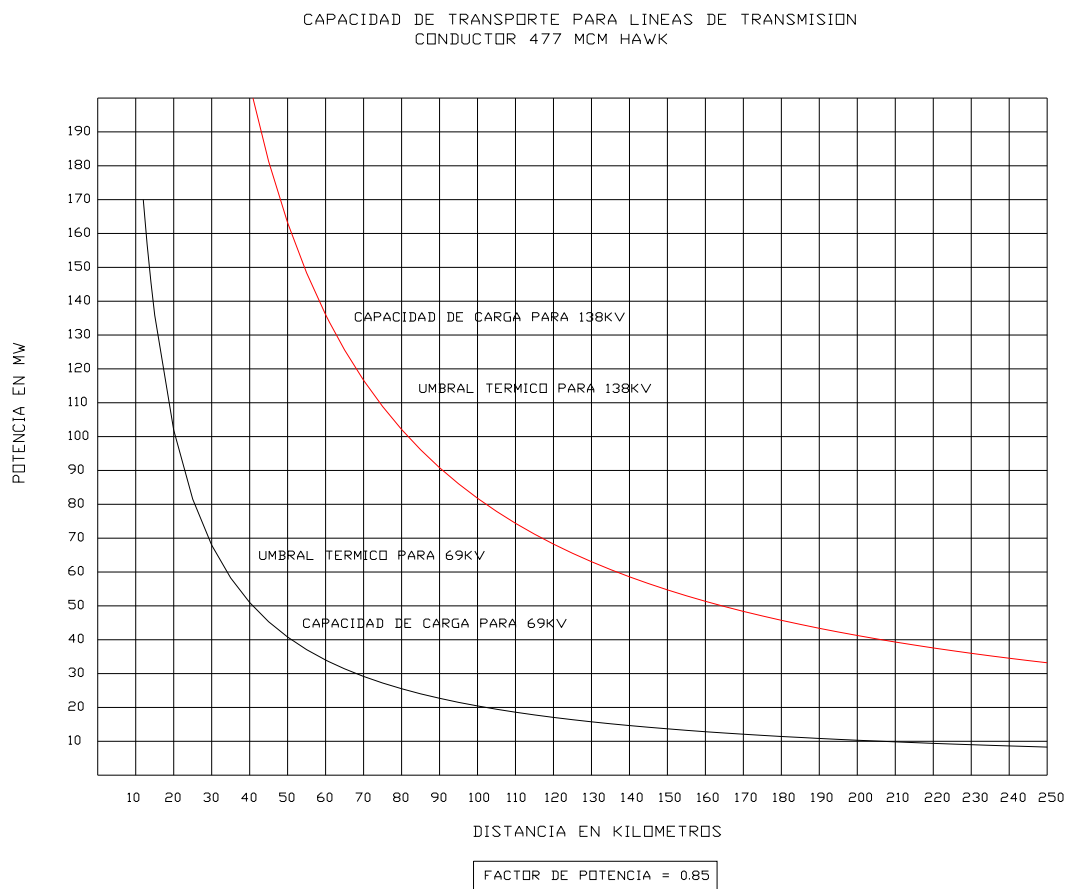
1770 asumiendo un factor de potencia igual a 0.85.

1771

1772

1773 **Figura 12. Capacidad de transporte en 69kV y 138kV con un conductor**

1774 **HAWK.**



1775

1776 De la figura anterior se puede observar que para líneas pequeñas y
1777 medianas las limitaciones para transporte de energía se relacionan a efectos
1778 térmicos, mientras que, para líneas de longitud larga las limitaciones se derivan
1779 de la regulación de tensión y estabilidad.

1780

1781

1782 **2.4.1 Potencia natural**

1783

1784 Otro concepto importante en la capacidad de transporte es el de la
1785 *potencia natural* de la línea de transmisión y se define como el cociente entre el
1786 cuadrado de la tensión entre fases de la línea y su impedancia característica.
1787 Otro nombre que recibe la potencia natural es potencia característica o potencia
1788 SIL (*Source Impedance Loading*).

1789

$$1790 \quad SIL = V_{LL}^2 / Z_C$$

1791

1792 De la ecuación anterior podemos observar que la potencia característica
1793 es independiente de la longitud de la línea, pero dependiente del voltaje de
1794 operación.

1795

1796 El concepto de SIL es interesante cuando se analiza la conversión de
1797 voltaje de una línea, es decir, cambiar de un voltaje menor a uno mayor debido
1798 a que: para transferencias de energía significativamente superiores a la SIL la
1799 línea consume potencia reactiva y puede necesitarse capacitores en paralelo
1800 para minimizar la caída de voltaje a lo largo de la línea. En el caso de
1801 transferencias significativamente inferiores a la SIL la línea suministra potencia
1802 reactiva y por lo tanto la línea se comporta como un capacitor y pueden
1803 necesitarse reactancias en derivación.

1804

1805 **2.5 Efecto corona**

1806

1807 El efecto corona es una descarga causada por la ionización del aire que
1808 rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado. Este efecto puede
1809 oírse como un zumbido y es visible en la noche como un resplandor violeta².
1810 Las pérdidas por éste efecto aumentan en tiempo lluvioso y también la altura
1811 sobre el nivel del mar reduce el nivel de voltaje para producir el efecto corona.

1812

1813 El efecto corona se produce debido al gradiente de potencial existente en
1814 la superficie de los conductores y el campo eléctrico asociado a éste, por lo
1815 que, cuando el campo eléctrico alcanza su valor máximo superando la rigidez
1816 dieléctrica del aire se hace presente éste efecto. Los elementos que afectan las
1817 pérdidas por efecto corona son:

1818

- 1819 ▪ El diámetro del conductor.
- 1820 ▪ El tipo de superficie del conductor.
- 1821 ▪ La humedad del ambiente.
- 1822 ▪ La altura sobre el nivel del mar.
- 1823 ▪ El voltaje a que están sometidos los conductores.

1824

1825

1826 **2.6 Resumen de parámetros eléctricos para 69kV y 138kV**

1827

1828 En las tablas V y VI se dan a conocer los parámetros eléctricos
1829 calculados para una línea de transporte en 69kV con una configuración típica de
1830 la ETCEE y también los cálculos para la misma configuración solamente que en
1831 138kV. Las coordenadas y configuración de los conductores de fase son las
1832 que se muestran en la figura 7.b.

² Diseño de Subestaciones Eléctricas. Martí, José Raúl. McGRAW HILL, 1992. Pag. 157

1833 **Tabla V. Datos de entrada para cálculo de parámetros eléctricos en líneas**
 1834 **de transporte.**

1835

Datos de entrada			
No.	Descripción	Cantidad	Dimensiones
1	Voltaje nominal V1	69	KV
2	Voltaje nominal V2	138	KV
3	Frecuencia	60	Hz
4	Longitud de la línea	61	Km
5	Conductor	477 Hawk	
6	Area del conductor	0.000373	m ²
7	RMG	0.008809	mt
8	radio conductor	0.010897	mt
9	Deq	4.661708	mt
10	K	8.85E-12	F/mt
11	Permeabilidad	1.26E-06	H/mt
12	Altura s.n.m.	1000	mt
13	Temperatura promedio	25	grados Celsius

1836

1837 **Tabla VI. Parámetros eléctricos calculados para líneas de transporte.**

1838

Datos Calculados				
No.	Parámetros	Parámetros en 69kV	Parámetros en 138kV	Dimensiones
1	Resistencia en C.D. a 20°C	0.117000	0.117000	Ohmios/km
2	Resistencia en A.C. a 50° C	0.130864	0.130864	Ohmios/km
3	Inductancia (L)	0.001254	0.001254	Henrios/km
4	Reactancia Inductiva (X _L)	0.472850	0.472850	Ohmios/km
5	Impedancia (Z)	0.490624	0.487594	Ohmios/km
6	Capacitancia (C)	9.17798E-09	9.17798E-09	Faradays/km
7	Reactancia Capacitiva (X _C)	288997.5889	288997.5889	Ohmios/km
8	Susceptancia Capacitiva (B _C)	3.46002E-06	3.46002E-06	Siemens/km
9	Admitancia (Y)	3.46002E-06j	3.46002E-06j	Siemens/km
10	Impedancia característica	376.56	376.56	Ohmios
11	Constante de propagación a 61kms	0.079477	0.079477	
12	Potencia Característica (SIL)	12.64	50.57	MW

1839 **3. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA CONVERSIÓN DE UNA LÍNEA**
1840 **DE TRANSPORTE DE 69KV A 138KV**

1841

1842

1843

1844

1845 **3.1 Condiciones generales**

1846

1847 La discusión técnica para la conversión de una línea de transporte de
1848 69kV a 138kV utilizando estructuras tipo H se basa principalmente en las
1849 características eléctricas presentes en ambos voltajes.

1850

1851 El aspecto primordial a evaluar en éste caso es el nivel de aislamiento, en
1852 consecuencia, se hará una revisión a la coordinación de aislamiento para
1853 verificar la cantidad mínima de aisladores a utilizar en 138kV y que su
1854 implementación no produzca efectos colaterales tanto eléctricos como
1855 mecánicos.

1856

1857 La coordinación de aislamiento en una instalación eléctrica consiste en el
1858 ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal
1859 forma que, cuando se presente una onda de sobrevoltaje, ésta se descargue a
1860 través de elementos adecuados y no se produzcan arcos ni daños a equipos
1861 adyacentes.

1862

1863 Los sistemas de aislamiento en líneas de transporte comprenden
1864 principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores. Al ubicarse
1865 las líneas de transporte al aire libre y cubrir, en muchos casos, cientos de
1866 kilómetros, se hace necesario considerar diversos factores para un buen
1867 desempeño del aislamiento.

1868 Estos factores deben tomar en cuenta los espaciamientos mínimos línea-
1869 estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, la
1870 cantidad de elementos aisladores a considerar y la correcta selección de estos.

1871
1872 El aire es sin lugar a dudas el más usado de los aislantes para líneas de
1873 transmisión de energía. Los factores que pueden influir a la rigidez dieléctrica
1874 del aire son:

- 1875
- 1876 ▪ Densidad del aire.
 - 1877 ▪ Altura sobre el nivel del mar.
 - 1878 ▪ Humedad y presencia de partículas contaminantes.

1879
1880 Este último factor adquiere gran importancia en el diseño y mantenimiento
1881 de los elementos aisladores.

1882
1883

1884 **3.2 Características eléctricas de los aisladores**

1885
1886 Los aisladores deben soportar tensión de frecuencia industrial e impulso,
1887 de maniobra y/o atmosféricos, tanto en seco como bajo lluvia. Influyen en la
1888 tensión resistida la forma de los extremos del aislador. Una característica
1889 importante es la radiointerferencia, ligada a la forma del aislador, a su
1890 terminación superficial y a los electrodos.

1891
1892 En las cadenas de aisladores, especialmente cuando el número de
1893 elementos es elevado la repartición de la tensión debe ser controlada con
1894 electrodos adecuados, o al menos cuidadosamente estudiada a fin de verificar
1895 que en el extremo crítico las condiciones que se presentan sean correctamente
1896 soportadas.

1897 La geometría del perfil de los aisladores tiene mucha importancia en su
1898 buen comportamiento en condiciones normales, bajo lluvia y en condiciones de
1899 contaminación salina que se presentan en las aplicaciones reales cerca del mar
1900 o desiertos, o contaminación de polvos cerca de zonas industriales.

1901

1902 La contaminación puede ser lavada por la lluvia, pero en ciertos lugares no
1903 llueve suficiente para que se produzca este efecto beneficioso, o la
1904 contaminación es muy elevada. No hay duda de que la terminación superficial
1905 del aislante es muy importante para que la adherencia del contaminante sea
1906 menor y reducir el efecto, aumentar la duración. Una característica interesante
1907 de los materiales compuestos siliconados es un cierto rechazo a la adherencia
1908 de los contaminantes y/o al agua.

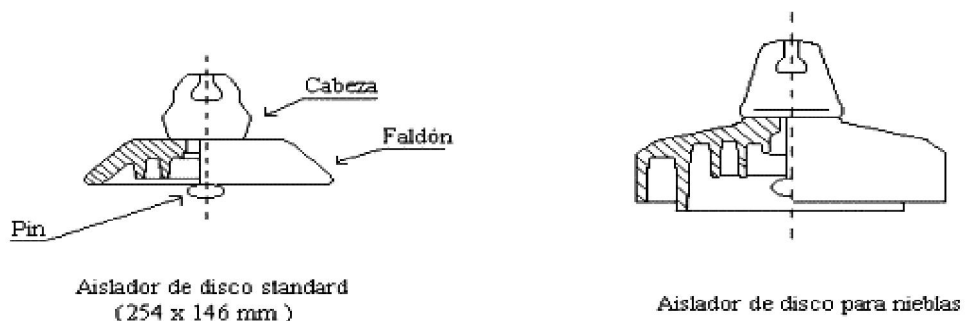
1909

1910 La resistencia a la contaminación exige aumentar la línea de fuga
1911 superficial del aislador, esta se mide en mm/kV (fase a tierra), y se recomiendan
1912 valores que oscilan de 16.5 a 70 mm/kV según la clasificación de la posible
1913 contaminación ambiental. En la figura 13 se aprecian los principales tipos de
1914 aisladores de suspensión.

1915

1916

1917 **Figura 13. Sección de un aislador de suspensión estándar ANSI 52-3 y**
1918 **para niebla.**



1919

1920

Fuente: **Catálogo de aisladores de Electroporcelana Gamma**, 2003. Pág. 3

1921 **3.2.1 Pruebas de los aisladores**

1922

1923 Los ensayos aplicables en aisladores pueden clasificarse de la siguiente
1924 manera:

1925

- 1926 ▪ Pruebas eléctricas de fabricación
- 1927 ▪ Pruebas de aisladores simulando condiciones ambientales y de
1928 polución
- 1929 ▪ Pruebas de campo.
- 1930 ▪ Pruebas mecánicas.

1931

1932 Las pruebas eléctricas de fabricación incluyen las pruebas para determinar
1933 las tensiones disruptivas en aisladores a frecuencia industrial y ante impulso.
1934 Estas pruebas se describen con detalle en la norma ANSI C 29.1-1992 (ver
1935 tabla VII).

1936

1937 Otro ensayo realizado en el proceso de fabricación de aisladores es la
1938 detección de descargas parciales, sean estas descargas externas ó internas.
1939 Para la primera se emplea el método de detección visual de corona y para las
1940 descargas internas se aplica la técnica de la radiointerferencia.

1941

1942 Las pruebas de aisladores simulando condiciones ambientales y de
1943 polución se llevan a cabo en cámaras especiales y simulan las distintas
1944 condiciones a las que se vería sometido un aislador a la intemperie. Los
1945 ensayos más empleados son:

1946

- 1947 ▪ Prueba de la lluvia artificial.
- 1948 ▪ Método de la neblina normal.
- 1949 ▪ Método de la neblina salada.

1950 Últimamente han surgido nuevos ensayos desarrollados por la STRI
1951 (Swedish Transmission Research Institute) y que pretenden simular de manera
1952 más fidedigna las condiciones de polución a las que se sometería el aislador en
1953 la realidad. Entre estos métodos destacan:

1954

- 1955 ▪ Método de la capa de sal seca.
- 1956 ▪ Método del ciclo de polvo.

1957

1958 El primer método constituye un ensayo que permite simular, de manera
1959 más real que la técnica de la neblina salada, el aire marino propio de las zonas
1960 costeras.

1961

1962 Por su parte, el método del ciclo de polvo fue desarrollado con el fin de
1963 habilitar una técnica que simule distintas condiciones ambientales de
1964 contaminación para aisladores cerámicos y sintéticos por medio de un solo
1965 método.

1966

1967 Las pruebas de campo se realizan en el mismo lugar donde se ubica el
1968 aislador o cadena de aisladores a probar, por lo general se llevan a cabo en
1969 línea viva, vale decir sin necesidad de desenergizar la línea de transporte a la
1970 cual pertenecen estos elementos. Los ensayos de campo de aisladores
1971 incluyen a los siguientes:

1972

- 1973 ▪ Monitoreo de la corriente de fuga a través de la superficie del aislador.
- 1974 ▪ Detección de fallas mediante métodos acústicos.
- 1975 ▪ Detección de fallas mediante medición y registro de campo eléctrico.

1976

1977

1978

1979 El objetivo principal de estas pruebas es detectar aisladores defectuosos o
 1980 dañados en servicio y prevenir eventuales fallas en estos mediante un control
 1981 periódico.

1982
 1983 Las pruebas mecánicas a las que se someten los aisladores tienen el
 1984 objetivo de determinar si el elemento tendrá la suficiente resistencia mecánica
 1985 en el sostenimiento del peso de la línea de transmisión, viento, lluvia, nieve y
 1986 acciones vandálicas.

1987
 1988 **Tabla VII. Características electromecánicas de los aisladores según**
 1989 **norma ANSI C29.2 de 1992.**

1990

Clase ANSI (C29.2 – 1992)	52-3	52-4
Distancias críticas, mm		
Altura del aislador	146	146
Distancia de arco	197	197
Distancia de fuga	292	292
Valores mecánicos		
Resistencia electromecánica, kN	67	67
Resistencia al impacto, Nm	6	6
Prueba de carga de rutina, kN	33.5	33.5
Prueba de carga sostenida, kN	44	44
Valores eléctricos, kV		
Flameo de baja frecuencia en seco	80	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50	50
Flameo crítico al impulso positivo	125	125
Flameo crítico al impulso negativo	130	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110	110
Radio Influencia		
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10	10
RIV máximo a 1000 kHz, μ V	50	50

1991 Fuente: **Catálogo de aisladores de suspensión.** Electroporcelana GAMMA, S.A. 2003 Pág. 3

1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019

3.3 Distancias dieléctricas en líneas de transporte

Para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben establecer las distancias a través del aire, entre las partes energizadas de fases diferentes y entre partes energizadas de fase a tierra, así como, la distancia de fuga del aislador o de la cadena de aisladores.

El concepto de Tensión Crítica de Flameo (TCF) es de gran importancia en este momento para el cálculo de las libranzas ó distancias dieléctricas, y se refiere al voltaje obtenido en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo o arco del 50%. La TCF está en estricta relación con el Nivel Básico de Impulso (NBI) y para una probabilidad de falla del 10%, ésta relación esta dada en forma experimental por la siguiente ecuación:

$$TCF = NBI / 0.961$$

En la ecuación anterior, la TCF está calculada a partir de un NBI a nivel del mar y una altura normalizada de 1000 m.s.n.m. A partir de la altura normalizada se utiliza una TCF corregida por altitud y humedad. En la tabla VIII se muestran factores de corrección por altitud que se aplican a aislamientos externos en alta tensión. La TCF de diseño está dada por:

$$TCF_{diseño} = TCF_{normal} K_h / \delta$$

donde:

TCF_{normal} = valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura (25°C), presión (760mm de Hg) y humedad.

2020 δ = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura y
 2021 δ es igual a 1 para alturas menores o iguales a 1000 m.s.n.m.
 2022 K_h = Factor de humedad atmosférica y es igual a 1 para alturas menores o
 2023 iguales a 1000 m.s.n.m.

2024
 2025
 2026
 2027

Tabla VIII. Factores de corrección para alturas mayores de 1000 m.s.n.m.

Altitud m	Capacidad dieléctrica del aire δ	Corriente nominal	Temperatura
1000	1.00	1.00	1.00
1200	0.98	0.995	0.992
1500	0.95	0.990	0.980
1800	0.92	0.985	0.968
2100	0.89	0.980	0.956
2400	0.86	0.970	0.944
2700	0.83	0.965	0.932
3000	0.80	0.960	0.920
3600	0.75	0.950	0.896

Fuente: **Guía para diseño de subestaciones**, boletín 65.1, REA

2028
 2029
 2030
 2031
 2032

Tabla IX. Voltaje nominal, voltaje máximo y nivel básico de impulso

Voltaje nominal KV	Máxima tensión de diseño kV	Nivel básico de aislamiento al impulso (NBI) kV
69	72.5	350
138	145	650

Fuente: **Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución de la CNEE**

2033
 2034
 2035
 2036

2037

3.3.1 Distancia de arqueo

2038

2039 La longitud mínima del aislador o la cadena de aisladores para impedir
2040 que se forme arco eléctrico a través de un dieléctrico, en este caso aire, entre
2041 conductores y estructuras soportadas a tierra se llama distancia de arqueo y
2042 está relacionada por la siguiente ecuación:

2043

2044

$$d = TCF_{\text{diseño}} / K$$

2045

2046 Donde K es un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600kv/m y d es
2047 la distancia de fase a tierra en m.

2048

2049 En líneas de transmisión, para las distancias entre fases en cualquier
2050 punto del vano hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento
2051 y a sismos. Por lo tanto las distancias mínimas de diseño de fase a tierra se
2052 deben multiplicar por un factor de seguridad que va de 1.8 a 2 para encontrar
2053 una distancia mínima aceptable entre conductores de fase, utilizando una
2054 configuración horizontal.

2055

2056

2057

3.3.2 Distancia de fuga

2058

2059 La distancia más corta, o la suma de las distancias más cortas a lo largo
2060 del contorno superficial externo de un material aislante es lo que se llama
2061 distancia de fuga.

2062

2063 La distancia específica de fuga de fase a fase o de fase a tierra es la
2064 relación entre la distancia de fuga total del aislamiento y el voltaje máximo fase
2065 a fase del sistema o de fase a tierra respectivamente.

2066 Una selección adecuada del número de aisladores para ambientes
2067 expuestos a la contaminación, considera que la distancia específica de fuga de
2068 la cadena debe ser igual o mayor a la distancia específica de fuga nominal para
2069 cada nivel de contaminación, por lo cual, tenemos la siguiente expresión:

2070

$$2071 \quad D_{ftc} = D_{fnn} V_m K_d$$

2072

2073 D_{ftc} = fuga total de la cadena de aisladores en mm

2074 D_{fnn} = fuga mínima nominal en mm/kV

2075 V_m = voltaje máximo del sistema en kV

2076 K_d = factor de corrección por diámetro, $K=1$ para aisladores de suspensión.

2077

2078 La distancia de fuga dada por el fabricante de los aisladores debe ser
2079 mayor a la distancia de fuga teórica calculada para ciertas condiciones. Los
2080 niveles de contaminación están clasificados en la norma IEC 815 (ver tabla X).

2081

2082 **Tabla X. Niveles de contaminación y valores recomendados de distancia**
2083 **de fuga.**

2084

Nivel de contaminación	Distancia de fuga fase a tierra (mm/kV)
Ligera (L)	16
Mediana (M)	20
Alta (H)	25
Muy alta (HV)	31

2085

Fuente: **Normas IEC-815**

2086

2087 En la tabla XI se describen los diversos tipos de contaminación y su
2088 relación con la densidad equivalente de sal depositada (DESD) en mg/cm².

2089
2090

Tabla XI. Tabla de diseño para distintas condiciones de contaminación.

Contaminación		Cantidad equivalente en NaCl, mg/cm ²
Clase	Tipos	
A	Atmósfera limpia o contaminación muy ligera: regiones rurales y boscosas. Ninguna contaminación industrial.	0 – 0.03
B	Contaminación leve (L). Suburbios de grandes regiones industriales. Ferrocarriles, lluvias frecuentes de lavado.	0.04
C	Contaminación moderada (M). Con contenido de sales solubles hasta del 5%. Hornos, polvo de plantas metalúrgicas, polvo de minas, ceniza, polvo de fertilizantes en cantidades pequeñas	0.06
D	Contaminación severa (H). Con contenido del 15% o más de sales solubles, polvo de plantas de aluminio y plantas químicas, plantas de cemento, fertilizado agrícola intenso, ceniza con alto contenido de sal o azufre.	0.12
E	Contaminación muy severa (HV). Precipitación de sal, regiones costeras, pantanos salinos y/o salineras	0.30

2091 Fuente: FINK Donald, BEATY Wayne. **Manual de Ingeniería Eléctrica**. Decimotercera edición.
2092 Pág. 14-28

2093
2094

3.4 Protecciones para líneas de transporte

2096

2097 Las líneas de transporte están sujetas a tres tipos de fallas de sobrevoltaje
2098 que pueden causar arqueo en los aisladores, tal es el caso de:

2099

- 2100 ▪ Sobretensiones de impulso por rayo. Son generadas por descargas
2101 eléctricas en la atmósfera y tienen una duración del orden de decenas
2102 de microsegundos.

2103

- 2104 ▪ Sobretensiones por impulso de maniobra. Son originadas por la
2105 operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencias del
2106 orden de 10 Khz. y se amortiguan muy rápido. Tienen una duración del
2107 orden de milisegundos.
- 2108 ▪ Sobretensiones de baja frecuencia. Se originan durante los rechazos
2109 de carga en un sistema, por desequilibrios en una red, o cortocircuito
2110 de fase a tierra. Tiene una duración del orden de algunos ciclos.

2111

2112 Para líneas con voltajes menores o iguales a 230kV, las descargas
2113 electroatmosféricas son las que causan mayor daño.

2114

2115 A lo largo de la historia de la conducción de potencia eléctrica en líneas
2116 aéreas de transmisión se han desarrollado sistemas y métodos para
2117 protegerlas de los factores antes mencionados, de los cuales cabe destacar, el
2118 blindaje de líneas por medio de cables de guarda, sistemas de tierras a lo largo
2119 de la línea, colocación de pararrayos y cortacircuitos en puntos estratégicos,
2120 entre otros.

2121

2122

2123 **3.4.1 Blindajes con hilos de guarda**

2124

2125 Las descargas atmosféricas son descargas naturales producidas
2126 normalmente durante tormentas eléctricas. Una descarga atmosférica se
2127 presenta cuando una o un conjunto de nubes se encuentran a un potencial
2128 elevado respecto a tierra, de tal forma que el dieléctrico (aire) es perforado o
2129 destruido. La elevación de potencial se debe a la fricción de las partículas que
2130 forma la nube en momentos de turbulencia.

2131

2132

2133 Cuando las descargas inciden directamente en los circuitos aéreos:
2134 postes, conductores de fases, hilos de guarda, etc., se producen tensiones
2135 transitorias elevadas en el sistema, aunado a esto, las descargas que inciden
2136 cerca de un poste pueden inducir tensiones excesivas que finalmente causan
2137 arqueo.

2138

2139 Cuando un rayo incide sobre una línea de transmisión, puede caer sobre
2140 el conductor de guarda, sí existe, o un conductor de fase. Si el rayo cae en un
2141 conductor de fase seguramente habrá un arqueo o flashover en el aislamiento.

2142

2143

2144 **Tabla XII. Porcentajes de incidencia de rayos e intensidades en A.**

2145

Porcentaje de incidencia de rayo	Intensidad del rayo en amp.
0.1	200000
0.7	100000
5.0	60000
50	15000

2146

Fuente: Roberto Espinoza y Lara, **Sistemas de distribución**, Pág. 563

2147

2148

2149 Para evitar que esto ocurra, se instala un cable que este conectado a
2150 tierra y por encima de cualquier otro conductor, es decir, en lo más alto de la
2151 estructura para interceptar los rayos que golpean a la línea de transmisión.

2152

2153 Para prevenir una falla de blindaje, el ángulo de blindaje deberá ser de 30°
2154 o menos³. El ángulo es medido de la vertical entre el cable de guarda y el
2155 conductor de fase (ver tabla XIII).

³ Documento REA 1724E-200, pag. 8-5

2156
2157

Tabla XIII. Valores para ángulos de blindajes mínimos.

Altura de estructura en mts	Angulo de blindaje recomendado en grados
Menores a 28	30
30	26
35	21

2158
2159

Fuente: Documento REA 1724E-200, Pág. 8-5

2160 Para el caso de la configuración utilizada en la Fig. 7.b, se obtiene un
2161 ángulo de blindaje de 31.24°.

2162
2163

2164

3.4.2 Sistemas de tierras

2165

2166 Al igual que en cualquier otra instalación eléctrica, en una línea de
2167 transporte debe existir un sistema de tierras que permita fluir o drenar las
2168 descargas electroatmosféricas que inciden sobre el hilo de guarda y así
2169 minimizar el daño.

2170

2171 Técnicamente la instalación de sistemas de tierras debería de ser en cada
2172 estructura a lo largo del trayecto de la línea, esto se debe a que en líneas de
2173 transmisión los vanos en promedio son del orden de 150 m hasta los 1000 m
2174 dependiendo de la topografía del terreno y altura de las estructuras de soporte.

2175

2176 Así también, cuando un rayo pega en el hilo de guarda se producirán
2177 ondas viajeras a través de éste en dos direcciones, hacia adelante y hacia
2178 atrás del punto de impacto, por lo que entre más rápido sea interceptada la
2179 onda, mejor será para el sistema en cuanto a continuidad.

2180 La importancia de tener una baja resistencia al pie de la estructura es
2181 esencial para no tener ondas viajeras de retorno, es decir, si la impedancia del
2182 hilo de guarda es muy pequeña comparada con la resistencia del sistema de
2183 tierras entonces existirá una onda reflejada que tendrá un trayecto desde la
2184 tierra hacía el hilo de guarda con lo cual se puede producir un “back flashover”
2185 a través del aislamiento. Los factores que determinan que ocurra un “back
2186 flashover” son la cantidad de aislamiento, la resistencia al pie de la estructura y
2187 la longitud del vano.

2188

2189 Una resistencia aceptable al pie de la torre para cada estructura deberá
2190 ser menor a 25 ohmios⁴ siendo el máximo admisible medido en época seca.

2191

2192

2193 **3.4.3 Pararrayos**

2194

2195 Dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no
2196 lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas
2197 por descargas atmosféricas.

2198

2199 Un pararrayos debe tener tres características principales: comportarse
2200 como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda cierto valor
2201 predeterminado, convertirse en un conductor al alcanzar la tensión ese valor y
2202 conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

2203

2204 Los pararrayos pueden ser autovalvulares o de óxidos metálicos y
2205 cumplen con las siguientes funciones:

2206

⁴ Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, Artículo 33.

- 2207 ▪ Descarga las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la
- 2208 tensión disruptiva de diseño.
- 2209 ▪ Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las
- 2210 sobretensiones.
- 2211 ▪ Debe desaparecer las corrientes de descarga al desaparecer las
- 2212 sobretensiones.
- 2213 ▪ No debe operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- 2214 ▪ La tensión residual debe ser menor a la tensión que resiste los
- 2215 aparatos que protegen.

3.5 Cálculos de distancias dieléctrica para 69kV y 138kV

A continuación se calcularán las distancias dieléctricas para 69kV y 138KV con los criterios y datos de entrada de la tabla XIV, según localización y condiciones meteorológicas de la línea de El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque:

Tabla XIV. Datos de entrada para cálculos de distancias dieléctricas para 69kV y 138kV.

Temperatura ambiente promedio (en grados Celsius)	25
Altura media sobre el nivel del mar (en metros)	1000
Nivel de contaminación	Ligera
Voltaje máximo para 69KV (en kV)	72.5
Nivel básico al impulso para 69kV (en kV)	350
Voltaje máximo para 138KV (en kV)	145
Nivel básico al impulso para 138 kV(en kV)	650
Gradiente de tensión K (en kV/m)	600

2229 Para la realización de los cálculos se considera el modelo de *Claro Típico*,
 2230 el cual toma a la línea como una serie de estructuras de igual altura y situadas a
 2231 la misma separación, con la premisa de que el conductor tenga la misma flecha
 2232 y tensión en todos los vanos. Para el modelo de claro típico se emplea la
 2233 estructura para 69kV tipo I o tangente de la figura 6.a.

2234

2235 El número de aisladores para formar la cadena y obtener las distancias
 2236 mínimas está dada por la siguiente relación $n = d/h$. En donde d es la
 2237 distancia mínima de fase a tierra y h es la altura del aislador.

2238

2239 Para encontrar la distancia de fase a tierra primero necesitamos encontrar
 2240 el valor de la Tensión Crítica de Flameo (TCF), en donde:

2241

$$2242 \quad TCF = NBI / 0.961$$

2243

2244 Los resultados obtenidos para la TCF se resumen en la tabla XV.

2245

2246

2247 **Tabla XV. Tensión crítica de flameo para 69kV y 138kV para una altura de**
 2248 **1000 m.s.n.m.**

2249

Tensión nominal del sistema en kV	Tensión máxima de operación en kV	NBI kV	δ A 1000 msnm	TCF _{NORMAL} = NBI/0.961 kV
69	72.5	350	1.00	364.204
138	145	650	1.00	676.379

2250

2251

2252 Como la altura media operativa de la línea es de 1000 m.s.n.m, la TCF
 2253 normal es igual a la TCF de diseño debido a que los factores de corrección son
 2254 iguales a la unidad.

2255 Seguidamente necesitamos encontrar la distancia de arqueo dada por la
2256 siguiente relación:

2257

$$2258 \quad d = TCF_{\text{diseño}} / K$$

2259

2260 Utilizando el valor máximo de K que corresponde a 600 kV/m,
2261 encontramos los valores mínimos de fase a tierra resumidos en la tabla XVI.

2262

2263

2264 **Tabla XVI. Distancias mínimas de fase a tierra a 1000 m.s.n.m.**

2265

Tensión nominal del sistema en kV	CTE. K kV/m	Distancia mínima de fase a tierra en m
69	600	0.607
138	600	1.127

2266

2267

2268 Tomando la altura del aislador ANSI 52-3 ó ANSI 52-4 de la tabla VII,
2269 obtenemos el número de aisladores mínimos tanto para 69kV como para
2270 138kV. En el caso del número de aisladores, los resultados se han aproximado
2271 al número inmediato superior y se resumen en la tabla XVII.

2272

2273

2274 **Tabla XVII. Número de aisladores necesarios para formar la cadena**
2275 **según el voltaje.**

2276

Tensión nominal del sistema en kV	Distancia mínima de fase a tierra en mts	Altura del aislador en m	Número de aisladores n redondeado
69	0.607	0.146	5
138	1.127	0.146	8

2277

2278 El otro parámetro importante a tomar en cuenta es la distancia de fuga,
2279 dada por la relación:

2280

$$2281 \quad D_{flc} = D_{fmn} V_m K_d$$

2282

2283 Tomando la ubicación de la línea de El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque
2284 como una área de contaminación ligera, de la tabla VII obtenemos los valores
2285 recomendados por la norma IEC 815 para distancia de fuga.

2286

2287 Así también, de la tabla IV obtenemos la distancia de fuga dada por el
2288 fabricante de acuerdo a la norma ANSI C29.2 de 1992. Los resultados se
2289 resumen en la tabla XVIII.

2290

2291

2292 **Tabla XVIII. Distancia total de fuga de la cadena de aisladores según el**
2293 **voltaje y contaminación.**

2294

Tensión máxima del sistema en kV	Aisladores de suspensión o disco n ANSI 52-3	Tipo de contaminación	Distancia de fuga mínima nominal de fase a tierra mm/kV	Factor K	Distancia total de fuga de la cadena m	Distancia de fuga total de la cadena con n aisladores ANSI 52-3 m
69	5	Ligera	16	1.0	1.16	1.460
138	8	Ligera	16	1.0	2.32	2.336

2295

2296

2297

2298

2299 **3.6 Comparación de resultados entre 69KV Y 138KV**

2300

2301 Con relación a la coordinación de aislamiento, los resultados obtenidos
2302 nos indican que para voltajes de 69kV utilizar una cadena de 6 aisladores clase
2303 ANSI 52.3 ó 52.4 es lo suficientemente holgada en su distancia de arqueo y
2304 está únicamente limitada por los esfuerzos mecánicos, es por eso que en
2305 cadenas de aisladores en tensión u horizontales se agrega un aislador para
2306 contabilizar un total de 7.

2307

2308 Para el caso de 138kV, obtuvimos resultados que nos permiten indicar
2309 que se necesita una cadena de 8 aisladores clase ANSI 52.3 ó 52.4 para
2310 superar la distancia mínima de fase a tierra o distancia de arqueo a 1000
2311 m.s.n.m.

2312

2313 En el caso de alturas mayores a los 1000 m.s.n.m. la cadena de
2314 aisladores puede ser superior a 8 unidades debido a que los factores de
2315 corrección de densidad del aire son menores a la unidad. De la ecuación de
2316 $TCF_{DISEÑO}$ podemos observar que manteniendo constante la TCF_{NORMAL} y
2317 dividiéndola por el factor de corrección menor a la unidad la $TCF_{DISEÑO}$ aumenta
2318 y también la distancia mínima de fase a tierra.

2319

2320 Para la distancia de fuga, podemos observar tanto para 69kV y 138kV,
2321 que al multiplicar la distancia de fuga unitaria de cada disco, según norma ANSI
2322 C29.2 y también por el fabricante de aisladores, por el número de aisladores
2323 que compone la cadena siempre es mayor que el valor recomendado de
2324 acuerdo al nivel de contaminación del área donde está localizada la línea,
2325 contaminación ligera.

2326

2327 Al igual que en la distancia de arqueo, la cadena de aisladores puede ser
2328 mayor dependiendo del nivel de contaminación donde se encuentre la línea,
2329 debido a que, a mayor contaminación se necesita una distancia de fuga mayor
2330 y por lo tanto más aisladores.

2331

2332

2333 Por lo anterior, podemos decir que una línea de transporte de energía
2334 eléctrica en cuanto a su nivel de aislamiento puede ser crítica en su distancia de
2335 arqueo debido al voltaje y altura sobre el nivel del mar o puede ser crítica en su
2336 distancia de fuga debido al grado de contaminación del ambiente que la rodea.

2337

2338 En conclusión, se puede decir que, para poder aumentar el voltaje de
2339 69kV a 138kV en una línea típica de 69kV utilizadas por la ETCEE es necesario
2340 aumentar dos aisladores clase ANSI 52.3 ó 52.4 de porcelana o vidrio por cada
2341 cadena existente, ya que las cadenas existentes poseen 6 y 7 aisladores para
2342 cadenas verticales y cadenas horizontales, respectivamente.

2343

2344 Con el aumento de dos aisladores, se llegarán a tener cadenas de 8 y 9
2345 unidades aislantes en forma vertical y horizontal suficientes para operar a un
2346 voltaje de 138kV de acuerdo a los resultados obtenidos de coordinación de
2347 aislamiento.

2348

2349 Al momento de agregar dos aisladores de altura igual a 0.146 m, a la
2350 cadena en la configuración de la Fig. 7.b, el nuevo ángulo de blindaje es de
2351 28.97° y está dentro de los valores recomendados en la tabla XIII.

2352

2353

2354

2355

2356
2357
2358
2359
2360
2361
2362
2363
2364
2365
2366
2367
2368
2369
2370
2371
2372
2373
2374
2375
2376
2377
2378
2379
2380
2381
2382
2383
2384
2385

2386
2387
2388
2389
2390
2391

4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CONVERSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE 69KV A 138KV

2392
2393
2394
2395

4.1 Costo de Inversión

2396 Los costos de inversión que se presentan se refieren a los rubros que el INDE por medio de la ETCEE tendrá que absorber económicamente para la 2397 implementación, pruebas y puesta en operación de la conversión de línea El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV a 138kV. En la tabla XIX se propone la 2398 cantidad de aisladores a utilizar para aumentar el aislamiento en la línea en 2399 referencia.

2400
2401
2402

2403 **Tabla XIX. Cantidad proyectada de aisladores a utilizar para realizar la**
2404 **conversión de línea de 69kV a 138kV.**

2405

No.	Tipo de estructuras	Cantidad	Aisladores extras por estructuras	Total de aisladores	Observaciones
1	Estructuras tipo I ó II	195	6	1170	El número total de aisladores se puede aproximar a 4,000 para poder prever el cambio de aisladores dañados por cualquier circunstancia
2	Estructuras tipo III	3	12	36	
3	Estructuras tipo IV ó V	127	18	2286	
4	Estructuras intermedias tipo I a colocar	20	24	480	
	Total de estructuras	345			
	GRAN TOTAL DE ASLADORES CLASE ANSI 52-3 O ANSI 52-4			3972	

2406
2407

2408 En la tabla anterior se incluye un rubro de estructuras intermedias
2409 proyectadas, estas estructuras nos permitirán levantar tramos de línea que se
2410 encuentren por debajo de las distancias mínimas de seguridad recomendadas
2411 en las NTDOID para voltajes de 138kV.

2412
2413 Para poder levantar la línea en lugares donde no es posible la colocación
2414 de estructuras intermedias se necesitará la ayuda de las extensiones
2415 octogonales metálicas para punta de poste. En la tabla XX se propone un
2416 estimado de la cantidad de extensiones octogonales a utilizar.

2417
2418
2419 **Tabla XX. Cantidad proyectada de extensiones octogonales para**
2420 **conversión de línea.**

2421

No.	Tipo de estructuras	Cantidad	Extensiones octogonales por estructura	Total
1	Estructuras tipo I, II ó III	40	2	80
2	Estructuras tipo IV ó V	15	3	45
	GRAN TOTAL DE EXTENSIONES OCTOGONALES CLASE 1000			125

2422
2423
2424 En la tabla XXI se proyectan varios rubros que nos permitirán hacer los
2425 cambios y/o mejoras necesarios para el buen funcionamiento de la línea.
2426 Podemos mencionar una proyección para grapas de suspensión y de remate,
2427 para que, al momento de trabajar en la línea y encontrar elementos defectuosos
2428 poder sustituirlos, también podemos proyectar pintura de crucetas y breisas
2429 para una mayor protección de las mismas en ambientes muy corrosivos o
2430 contaminados.

2431

2432 Debido a la falta de una numeración clara de cada estructura dentro de la
2433 línea, también se proyecta un rubro para numerar cada estructura.

2434

2435

2436 **Tabla XXI. Proyección de rubros diversos para un mejor trabajo en la**
2437 **línea.**

2438

No.	Descripción	Cantidad
1	Grapas de suspensión para cable 477MCM	150
2	Grapas de remate para cable 477MCM	100
3	Pintura para estructuras con cruceros y breisas con indicios de corrosión	200
4	Numeración de estructuras desde la S/E de El Progreso a la S/E de Ipala y a la S/E de Quetzaltepeque	325
5	Cable ASCR 477 MCM para cambio en tramos en mal estado, en mts	1000
6	Cable de acero de 3/8" para cambio en tramos en mal estado, en mts	1000
7	Retenidas para estructuras tipo III, IV ó V que ameriten cambio	50
8	Mejoramiento de sistemas de tierras en estructuras tipo	50

2439

2440

2441 En la tabla XXII se presenta el presupuesto de materiales con los valores
2442 proyectados en las tablas XIX, XX y XXI. En la tabla XXIII se integran los
2443 presupuestos de mano de obra, costos indirectos y costos por materiales.

2444

2445 Para la elaboración del presupuesto de mano de obra se consideraron los
2446 siguientes recursos humanos:

2447

2448 ■ Ingeniero supervisor: será un Ingeniero Electricista,
2449 Electromecánico o Civil con experiencia en montaje de líneas de
2450 transporte y será el responsable de la obra durante su ejecución y
2451 enlace entre la empresa constructora y la ETCEE del INDE.

2452

- 2453
- 2454
- 2455
- 2456
- 2457
- 2458
- 2459
- 2460
- 2461
- 2462
- 2463
- 2464
- 2465
- 2466
- 2467
- 2468
- Supervisores de campo: se tendrán dos supervisores de campo que manejarán bajo su cargo un grupo de diecinueve personas cada uno para la ejecución de todas las actividades y estarán bajo las órdenes del Ingeniero Supervisor.
 - Técnicos o Linieros: personas con experiencia en montaje de líneas de transmisión que se encargarán de realizar los procedimientos de aumento de aislamiento y todas las actividades relacionadas al proyecto. Se contemplan dos grupos de ocho linieros cada uno y cada grupo estará bajo las órdenes de los supervisores de campo.
 - Ayudantes: persona con poca experiencia en líneas de transmisión y su misión es ayudar o auxiliar a los técnicos en todas las actividades que se realicen sin poner en riesgo la vida de ellos o de los demás. Se tiene previsto un contingente de veintidós ayudantes para dividirlos en dos grupos.

2469

2470

2471

2472

2473

Así, también, se proyecta un plazo máximo de seis meses calendario para poder concluir los trabajos de campo, en los cuales no se toman en cuenta atrasos por: mal tiempo, desconexiones no programadas, huelgas, disturbios, desastres naturales u otros que detengan el buen avance de los trabajos.

2474

2475

2476

2477

En la tabla XXIV están los costos estimados de equipo, materiales y mano de obra para las ampliaciones de las tres subestaciones eléctricas que están en el trayecto de la línea en estudio y varían de acuerdo al tamaño de las mismas.

2478

2479

2480

2481

Se tomaron valores promedio de materiales vigentes durante el año 2004, así también, los valores de mano de obra se obtuvieron de acuerdo al mercado laboral dentro de la República de Guatemala durante el mismo año.

Tabla XXII. Presupuesto de materiales a utilizar en la conversión de línea de 69kV a 138kV

No.	Descripción	Cantidad	Precio unitario en Q	Total en Q	Observaciones
1	Aisladores clase ANSI 52-3 ó ANSI 52-4 de porcelana	4000	109.82	439,285.71	
2	Estructuras intermedias tipo I	20	11,362.06	227,241.21	
	Postes de concreto de 16 mt clase 1000	2	3,569.20	7,138.39	
	Crucetas de acero galvanizadas de 6X2X5/16"X7.70mts	1	2,174.46	2,174.46	
	Breissas de hierro de 5250 mmX3/8"X2"	2	658.93	1,317.86	
	Gancho de bola para aislador ANSI 52-3	3	55.54	166.63	
	Grapas de suspensión de aluminio para 477 MCM	3	156.55	469.65	
	Grapas de suspensión cable de guarda 1/0 ó 3/8"	2	102.64	205.27	
	Protector preformado corto	3	177.07	531.21	
	Remate para cable de acero de 3/8"	2	10.28	20.55	
	Arandelas de 3"X3"X1/4" agujero de 3/4"	12	2.20	26.36	
	Perno de maquina 3/4"X10" galvanizado	2	11.02	22.04	
	Perno de maquina 3/4"X14" galvanizado	4	14.12	56.48	
	Perno con horquilla de 3/4"X8"	5	57.24	286.22	
	TOTAL POR ESTRUCTURA			12,415.13	
3	Extensiones octogonales para punta de poste clase 1000	125	494.20	61,774.55	
4	Grapas de suspensión para cable 477MCM	150	156.55	23,482.57	
5	Grapas de remate para cable 477MCM	100	539.74	53,973.57	
6	Pintura para estructuras con cruceros y breissas con indicios de corrosión	200	178.64	35,728.57	
7	Numeración de estructuras desde la S/E de El Progreso a la S/E de Ipala y a la S/E de Quetzaltepeque	325	91.52	29,743.30	La numeración se hará por medio de placas sujetadas al crucero de cada estructura
8	Cable ASCR 477 MCM para cambio en tramos en mal estado, en mt	1000	29.74	29,743.30	
9	Cable de acero de 3/8" para cambio en tramos en mal estado, en mt	1000	3.13	3,129.91	
10	Retenidas para estructuras tipo III, IV ó V que ameriten cambio	60	617.75	37,064.73	
11	Mejoramiento de sistemas de tierras en estructuras tipo nuevas y específicas	50	1,084.26	54,213.05	
	Varillas Cooperweld de 1"X10"	2	333.07	666.14	
	Cable de cobre desnudo No. 2 AWG	32	8.54	273.24	
	Mordazas para varillas de cobre de 1"	2	51.07	102.13	
	Conector de compresión universal cable 1/0	2	3.13	6.26	
	Hebilla cinta Band-it 3/8"	12	1.26	15.16	
	Conector de compresión de 1/0 al # 2	2	4.65	9.30	
	Protector de Madera tratada	2	18.01	36.02	
	Cinta Band-It 3/4" pies	40	1.91	76.51	
	TOTAL POR ESTRUCTURA (mejoramiento de tierras)			1,184.75	
TOTAL DE MATERIALES				Q995,380.49	

Tabla XXIII. Presupuesto de mano de obra + indirectos + materiales + herramientas

No.	Descripción	Cantidad	Total por mes en Q	Tiempo en meses	Total en Q
1	Ingeniero supervisor del proyecto	1	8,000.00	6	48,000.00
2	Supervisores de campo	2	3,650.00	6	43,800.00
3	Técnicos (Linieros)	16	3,250.00	6	312,000.00
4	Ayudantes	22	1,400.00	6	184,800.00
5	Sistemas de comunicación	1	1,000.00	6	6,000.00
6	Bodega y guardián	1	2,500.00	6	15,000.00
7	Uniformes y equipo personal	1	1,000.00	6	6,000.00
8	Grúa (global)	1	-	-	20,000.00
9	Vehículos para transporte de materiales y personal	2	1,000.00	6	12,000.00
10	Herramienta (global)	1	-	-	20,000.00
11	Ingeniería (global)	1	-	-	10,000.00
12	Otros (global)	1	-	-	8,000.00
TOTAL MANO DE OBRA + HERRAMIENTAS					685,600.00
	COSTOS INDIRECTOS (GLOBAL)	1	-	-	485,000.00
	Gastos de oficina				
	Gastos de licitación y visita técnica				
	Gastos de firma de contrato				
	Fianzas y seguros				
	Utilidad				
	Impuestos				

TOTAL M.O + COSTOS INDIRECTOS	Q 1,170,600.00
--------------------------------------	-----------------------

TOTAL DE MATERIALES	Q 995,380.49
----------------------------	---------------------

TOTAL PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	Q 2,165,980.49
---	-----------------------

2482

2483

Tabla XXIV. Costos estimados para ampliación de S/E por conversión de línea de 69kV a 138kV

No.	Descripción	S/E de El Progreso			S/E de Ipala			S/E de Quetzaltepeque		
		Cantidad	P. Unitario en Q	Total	Cantidad	P. Unitario en Q	Total	Cantidad	P. Unitario en Q	Total
	Transformador trifásico, 138kV en primario, 13,8 kV en secundario, 130 MVA	1	3,500,000.00	3,500,000.00	1	3,500,000.00	3,500,000.00	1	3,500,000.00	3,500,000.00
2	Interruptores de potencia en 138kV y protecciones	3	150,000.00	450,000.00	3	150,000.00	450,000.00	3	150,000.00	450,000.00
3	Estructuras, Herrajes y Accesorios	1	250,000.00	250,000.00	1	250,000.00	250,000.00	1	250,000.00	500,000.00
4	Obra civil para ampliación de S/E	1	2,000,000.00	2,000,000.00	1	2,000,000.00	2,500,000.00	1	2,000,000.00	3,000,000.00
	TOTAL EN CADA S/E			6,200,000.00			6,700,000.00			7,450,000.00

TOTAL AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES

Q20,350,000.00

TOTAL CONVERSIÓN DE LÍNEA

Q2,165,980.23

TOTAL DEL PROYECTO

Q22,515,980.23

2484

2484 **4.2 Comparación de costos entre conversión de línea de 69kV a**
 2485 **138kV y construcción de una línea nueva en 138kV**

2486
 2487 Para la construcción de una línea nueva en 138kV se ha proyectado con
 2488 el mismo tipo de estructuras utilizadas por la ETCEE para 69kV, solamente que
 2489 con aislamiento para 138KV, incluyendo herrajes y accesorios y una trayectoria
 2490 paralela a la línea existente. El derecho de vía para 138kV consiste en una
 2491 franja de 30 mts de ancho con su eje a lo largo de la línea. La integración de
 2492 costos se puede observar en la tabla XXV.

2493
 2494
 2495 **Tabla XXV. Integración de costos estimados para la construcción de una**
 2496 **línea en 138kV.**

2497

No.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Total
1	Estructuras tipo I ó II	Unidad	195	Q13,774.21	Q2,685,970.95
2	Estructuras tipo III	Unidad	3	Q20,068.86	Q60,206.58
3	Estructuras tipo IV ó IV	Unidad	127	Q25,431.72	Q3,229,828.28
4	Cable ASCR 477 MCM	mts	190,000	Q 29.74	Q5,650,600.00
5	Cable de acero de 3/8"	mts	130,000	Q 3.13	Q 406,900.00
6	Sistema de tierras	Unidad	175	Q 3,235.00	Q 566,125.00
7	Otros(enumeración, pintura, etc.)	Global	1	Q50,000.00	Q 50,000.00
	Total Materiales	Global			Q12,599,630.97
8	Derecho de vía para 138kV	Kms	61	Q 30,000.00	Q1,830,000.00
9	Mano de Obra	Global	1		Q 7,500,000.00
10	Impuestos	Global	1		Q2,691,555.72
	Total Materiales+M.O.+ Impuestos				Q25,121,186.53

2498

2499 En los costos asumidos para la construcción de una línea se tomaron en
2500 cuenta los costos incurridos por derechos de vía, con un promedio del valor;
2501 estos costos están en plena dependencia de los propietarios de los inmuebles y
2502 no se cotizan en libre mercado; el valor promedio utilizado es de Q 1.00 por
2503 metro cuadrado de terreno.

2504

2505 En los costos de conversión se incluyen los costos estimados por
2506 implementación de subestaciones nuevas o ampliación a las existentes
2507 asociadas a los cambios en la línea.

2508

2509 La comparación de costos entre construcción de una línea en 138kV y
2510 conversión de una línea de 69kV a 138kV se resume en la tabla XXVI.

2511

2512

2513 **Tabla XXVI. Comparación de costos estimados entre la conversión de una**
2514 **línea de 69kV a 138kV y la construcción de una línea en 138kV.**

2515

No.	Descripción	Costo por km Q/km	Longitud de la línea en Km	Total en Q
1	Conversión de Línea de 69kV a 138kV	369,114.43	61	22,515,980.23
2	Construcción de una Línea nueva en 138kV	411,822.73	61	25,121,186.53

2516

2517

2518

2519

2520

2521

2522

2523 **4.3 Costos de operación y mantenimiento**

2524
2525 Los costos de operación y mantenimiento de una línea de transmisión no
2526 deben sobrepasar el tres por ciento (3%) del costo total de la inversión, es decir,
2527 si al día de hoy la construcción de una nueva línea con tecnología actual
2528 disponible en el mercado tiene un costo aproximado de Q25,121,186.53, el
2529 costo máximo de operación y mantenimiento sería de Q753,635.60 por año.

2530

2531

2532 **Tabla XXVII. Costos estimados para operación y mantenimiento.**

2533

No.	Descripción	Cantidad	Costo unitario por año en Q	Costo total por año en Q
1	Supervisor de mantenimiento	1	Q 155,000.00	Q 155,000.00
2	Jefe de cuadrilla	1	Q 60,000.00	Q 60,000.00
3	Técnicos (linieros)	4	Q 40,000.00	Q 160,000.00
4	Ayudantes	4	Q 28,500.00	Q 114,000.00
5	Vehículos	1	Q 48,000.00	Q 48,000.00
6	Mantenimiento de vehículos	1	Q 10,000.00	Q 10,000.00
7	Combustible	1	Q 15,000.00	Q 15,000.00
8	Administración (papelería, insumos, etc.)	1	Q 9,000.00	Q 9,000.00
9	Radiocomunicación	1	Q 12,000.00	Q 12,000.00
10	Uniformes y equipo personal	1	Q 15,000.00	Q 15,000.00
11	Otros (arrendamientos, imprevistos, etc.)	1	Q 20,000.00	Q 20,000.00
12	Herramienta y equipo	1	Q 15,000.00	Q 15,000.00
	GRAN TOTAL			Q 633,000.00

2534

2535

2536

2537

2538

2539 **4.4 Evaluación económica por pérdida de potencia y energía en**
2540 **69kV y 138kV**

2541

2542

2543 **4.4.1 Perdidas de Potencia**

2544

2545 En los parámetros eléctricos calculados en líneas de transporte (tabla VI,
2546 capítulo II) podemos observar que todos los parámetros asociados con la
2547 configuración de la línea y conductores son iguales tanto para 69kV como para
2548 138kV. Entonces, la resistencia en 69kV es la misma para 138kV.

2549

2550 La pérdida de potencia y su energía asociada por efecto Joule (I^2R) es el
2551 factor más importante a considerar cuando una línea de transmisión es
2552 relativamente corta, menor o igual a 80 Km, y los efectos de capacitancia son
2553 muy pequeños comparados con la resistencia de la línea, por lo tanto
2554 despreciables.

2555

2556 En la tabla XXVIII se muestran las características del conductor existente,
2557 así como, la capacidad máxima de transporte tanto para 69kV como para 138kV
2558 en condiciones ideales, es decir, factor de potencia igual a uno y caída de
2559 voltaje igual a cero.

2560

2561

2562 **Tabla XXVIII. Características del conductor existente en la línea El**
2563 **Progreso-Ipala-Quetzaltepeque.**

2564

No.	Voltaje de operación en kV	Conductor ACSR	Resistencia AC en Ohms /km a 50°C	I adm. Máx. en A.	Potencia Máx. en MVA
1	69	Hawk	0.1309	670	80
2	138	Hawk	0.1309	670	160

2565 Entonces, las pérdidas de potencia por efecto joule en kW/fase están
2566 dadas por la ecuación:

2567

$$2568 \quad P = I^2 R$$

2569

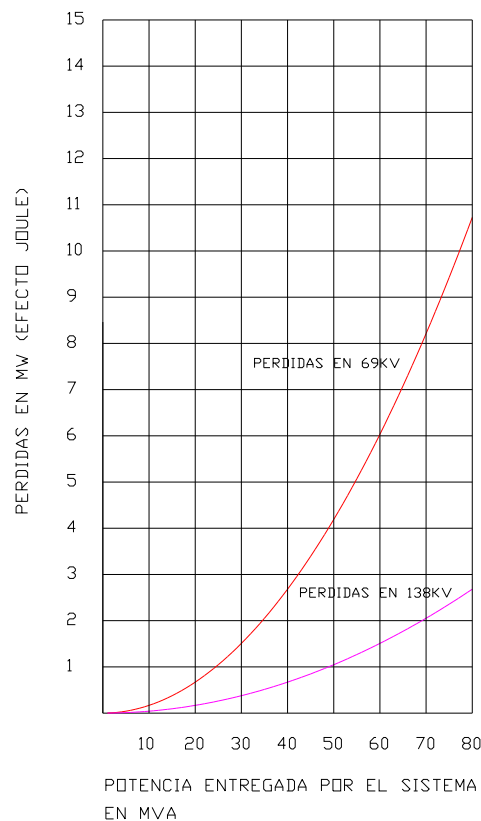
2570 Donde I es la corriente que está fluyendo en el conductor en un instante y
2571 R es la resistencia del conductor. Las pérdidas en sistemas trifásicos son tres
2572 veces las pérdidas por fase. En la figura 14 están los valores por pérdida de
2573 potencia por efecto Joule totales (pérdidas trifásicas), con una carga nominal de
2574 80 MVA y la resistencia total de la línea de 61 Km de longitud.

2575

2576

2577 **Figura 14. Pérdidas de potencia en MW para voltajes de 69kV y 138kV.**

2578



2579

2580 De la figura anterior, y por procedimientos matemáticos, se puede
2581 observar que las pérdidas de potencia en 138kV representan el 25% de las
2582 pérdidas de potencia en 69kV.

2583

2584

2585 4.4.2 Evaluación económica de las pérdidas por efecto Joule

2586

2587 Para obtener el monto en quetzales por año de las pérdidas de potencia
2588 por efecto Joule y su energía asociada, se utilizó el concepto de cargo anual de
2589 pérdida de energía en la línea y está definido en la siguiente expresión:

2590

$$2591 \quad CPE = C_{MWH} * 8760 * F_p * I^2 * (R / N_{cf}) * N_{ckt} * N_f$$

2592

2593 En donde:

2594

2595 CPE = Costo promedio anual de la energía, en Q/MW-H

2596 F_p = Factor de pérdidas en la línea en %

2597 I = Corriente de fase en A.

2598 R = Resistencia del conductor, total de la línea

2599 N_{cf} = Número de conductores por fase

2600 N_{ckt} = Número de circuitos

2601 N_f = Número de fases en la estructura

2602

2603 El factor de pérdidas F_p es la relación entre los MW de pérdidas durante
2604 un período y las horas del período por MW pico de pérdida; un valor razonable
2605 a considerar en este caso para F_p es del 35%.

2606

2607 El precio promedio anual de la energía es de US\$ 50.31/MW-H para el
2608 período 2004⁵ según reportes del Administrador del Mercado Mayorista. El tipo
2609 de cambio utilizado entre el dólar americano y el quetzal es de US\$1.00XQ8.00.
2610

2611 En la figura 15.a se puede observar las curvas tanto para 69kV como para
2612 138kV de la potencia entregada por el sistema en MVA promedio al año y su
2613 respectivo costo de pérdida de energía anual en millones de quetzales. Al igual
2614 que en las pérdidas de potencia, los costos por pérdida de energía en 138kV
2615 representan el 25% de los costos por pérdida de energía en 69kV para una
2616 potencia dada.

2617
2618 En la figura 15.b se dibuja la curva de ahorro en millones de quetzales por
2619 año al cambiar de voltaje la línea de El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV
2620 a 138kV solo por concepto de pérdida de potencia por efecto Joule, con los
2621 siguientes datos de entrada:

2622
2623

2624 **Tabla XXIX. Datos de entrada para evaluación económica de pérdidas**
2625 **anuales de energía.**

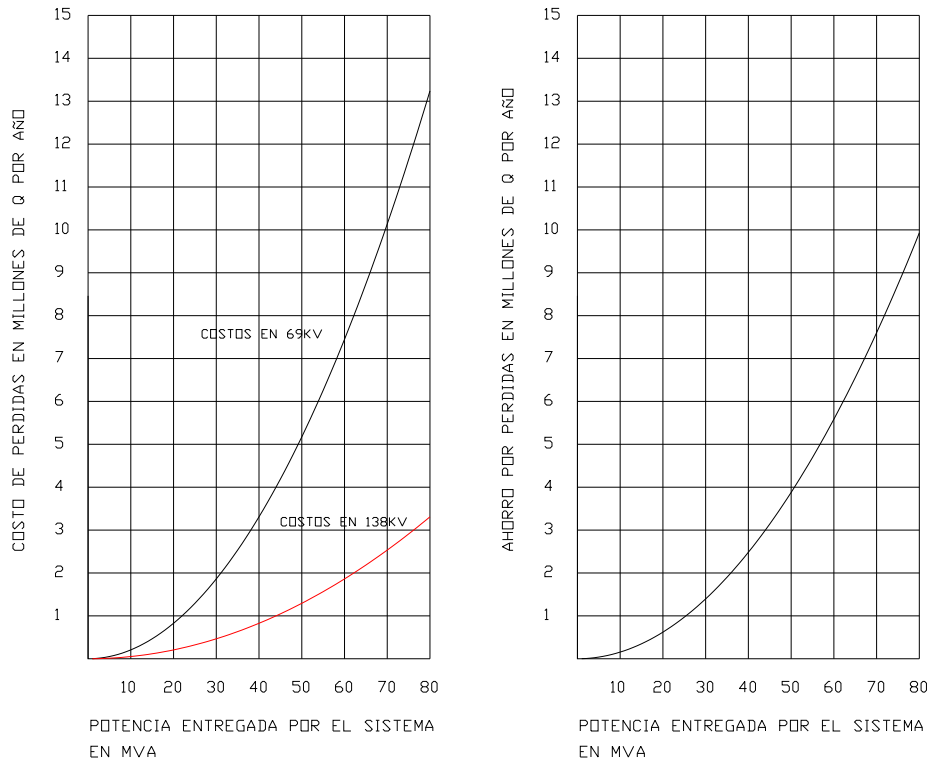
2626

No.	Descripción	Cantidad
1	Costo promedio anual de la energía, en Q/MW-H	Q402.48
2	Factor de pérdidas en la línea en %	30%
3	Resistencia del conductor, total de la línea en Ohmios	7.98
4	Número de conductores por fase	1
5	Número de circuitos	1
6	Número de fases en la estructura	3

2627

⁵ www.amm.gob.gt/spot_promedio_2004. Administrador del Mercado Mayorista. Sin autor. Fecha de consulta 15-03-05

2628 **Figura 15. a) Comparación del costo de pérdidas en 69kV y 138kV. b)**
 2629 **Ahorro por concepto de pérdidas al cambiar de voltaje de 69kV a 138kV.**



2630
 2631
 2632

a)

b)

2633 Para poder calcular cuanto tiempo es necesario para el retorno de la
 2634 inversión del proyecto, es necesario utilizar el método del Valor Presente del
 2635 Rendimiento, éste considera la suma de los valores presentes en los cargos
 2636 fijos anuales nivelados sobre la inversión total de capital sobre el proyecto y los
 2637 cargos anualizados por las pérdidas de energía en los conductores por efecto
 2638 Joule. La ecuación se define como:

2639

2640

$$PWRR = \sum_{n=1}^n (1+i)^{-n} * (CI * F_1 + CPE_n)$$

2641

2642

2643 Donde:
2644
2645 $PWRR$ = Valor Presente del Rendimiento
2646 n = Número de años
2647 i = Tasa de interés anual
2648 CI = Costo de inversión de capital
2649 F_1 = Cargo fijo por mantenimiento en %
2650 CPE = Cargo de pérdida de energía en el año n

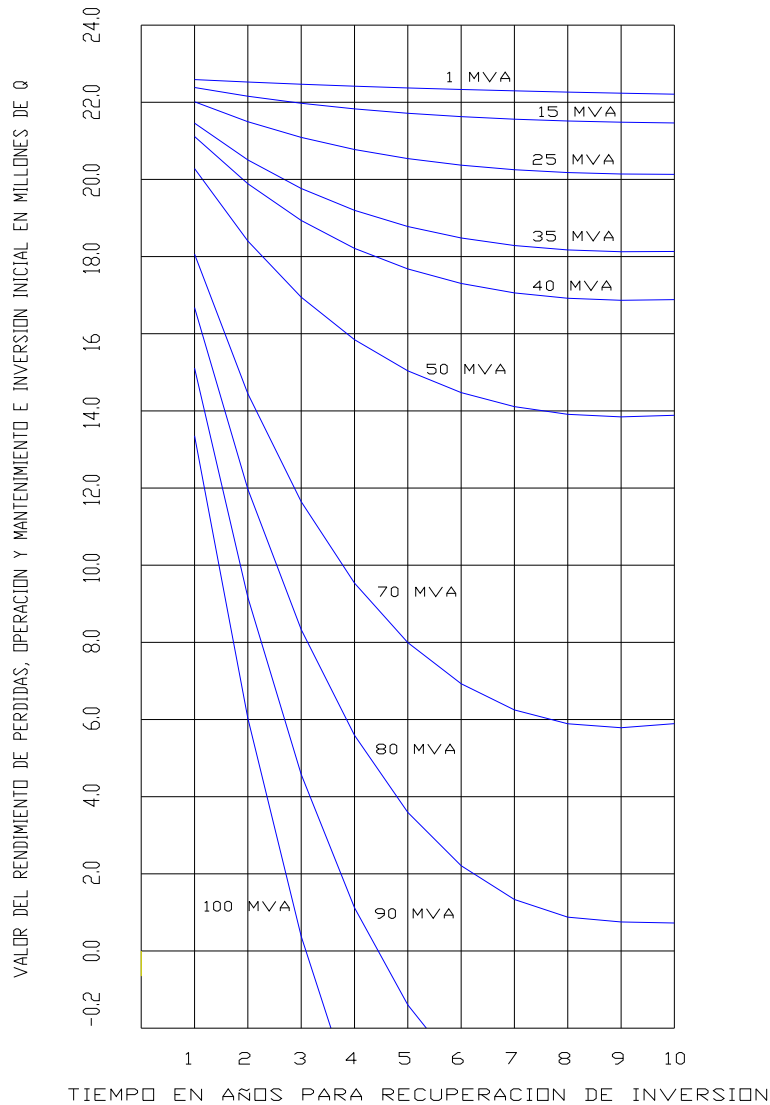
2651
2652 En el caso de la conversión de la línea, se utiliza una tasa de interés del
2653 12% anual y un costo fijo de mantenimiento del 3% sobre el costo de inversión
2654 de capital del proyecto.

2655
2656 Para el caso de estudio, se procedió a calcular valores de rendimiento de
2657 las pérdidas de potencia y su energía asociada; costos de operación y
2658 mantenimiento e inversión inicial para diferentes cantidades promedio de
2659 potencia transportada en un período de 10 años.

2660
2661 Concluyendo, al observar los resultados en la figura 16, notamos que los
2662 años necesarios para recuperar la inversión disminuyen cuando se transporta
2663 más potencia en la línea, cuando se llega a transportar 90MVA se empiezan a
2664 recibir beneficios a partir del segundo semestre del cuarto año (negativo del
2665 valor de rendimiento). A partir de 90MVA hasta la capacidad máxima de
2666 transporte los costos de inversión son recuperables antes de los cuatro años y
2667 medio. Estos resultados son para la línea operando en 138kV.

2668
2669
2670
2671

2672 **Figura 16. Valor de rendimiento de las pérdidas, costos de operación,**
 2673 **mantenimiento e inversión inicial para un período de 10 años.**
 2674



2675

2676

2677 En éste análisis se incluyen los costos asociados a implementación de
 2678 subestaciones para el aumento de voltaje y costos de conversión de línea.

2679

2680 Para el caso de la conversión de la línea de El Progreso-Ipala-
 2681 Quetzaltepeque, la potencia instalada es la siguiente:

2682 **Tabla XXX. Capacidad instalada en Subestaciones de El Progreso, Ipala y**
 2683 **Quezaltepeque.**

2684

No.	Subestación	kV alta tensión	kV media tensión	Trafos	capacidad MVA
1	El Progreso	69	13,8	01	14,0
	El Progreso	69	34,5	01	2,5
2	Ipala	69	13,8	01	5,0
3	Quezaltepeque	69	13,8	02	7,0
	Quezaltepeque	69	34,5	01	7,0
	TOTAL				42.5

2685 Fuente: **Programa de electrificación rural**, documento de planificación red de transporte de
 2686 Unión Fenosa.

2687

2688

2689 Comparando los datos de la tabla anterior con la gráfica de la figura 16, se
 2690 observa que la línea trabajando a la capacidad de la potencia instalada, los
 2691 costos de inversión están fuera del horizonte de los diez años.

2692

2693 De los resultados anteriores, podemos decir que, para optimizar los costos
 2694 comparados con el ahorro por disminución de pérdidas de potencia y su energía
 2695 asociada es necesario transportar en promedio 90 MVA en adelante para estar
 2696 dentro del horizonte de 10 años, tiempo tomado para el estudio.

2697

2698

2699

2700

2701

2702 **5. PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA EJECUTAR LA**
2703 **CONVERSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE**
2704 **DE 69KV A 138KV**

2705

2706

2707

2708

2709 **5.1 Aumento de aislamiento**

2710

2711 **5.1.1 Estructuras tipo I y II**

2712

2713 Para el cambio de aislamiento de 69kV a 138kV, según los resultados de
2714 coordinación de aislamiento (tabla XVII), es necesario agregar 2 aisladores a la
2715 cadena, es decir, aumentar de seis aisladores de porcelana tipo suspensión
2716 ANSI 52-3 ó ANSI 52-4 a ocho aisladores. Los dos aisladores extra tendrán
2717 iguales o mejores características eléctricas y mecánicas a los existentes.

2718

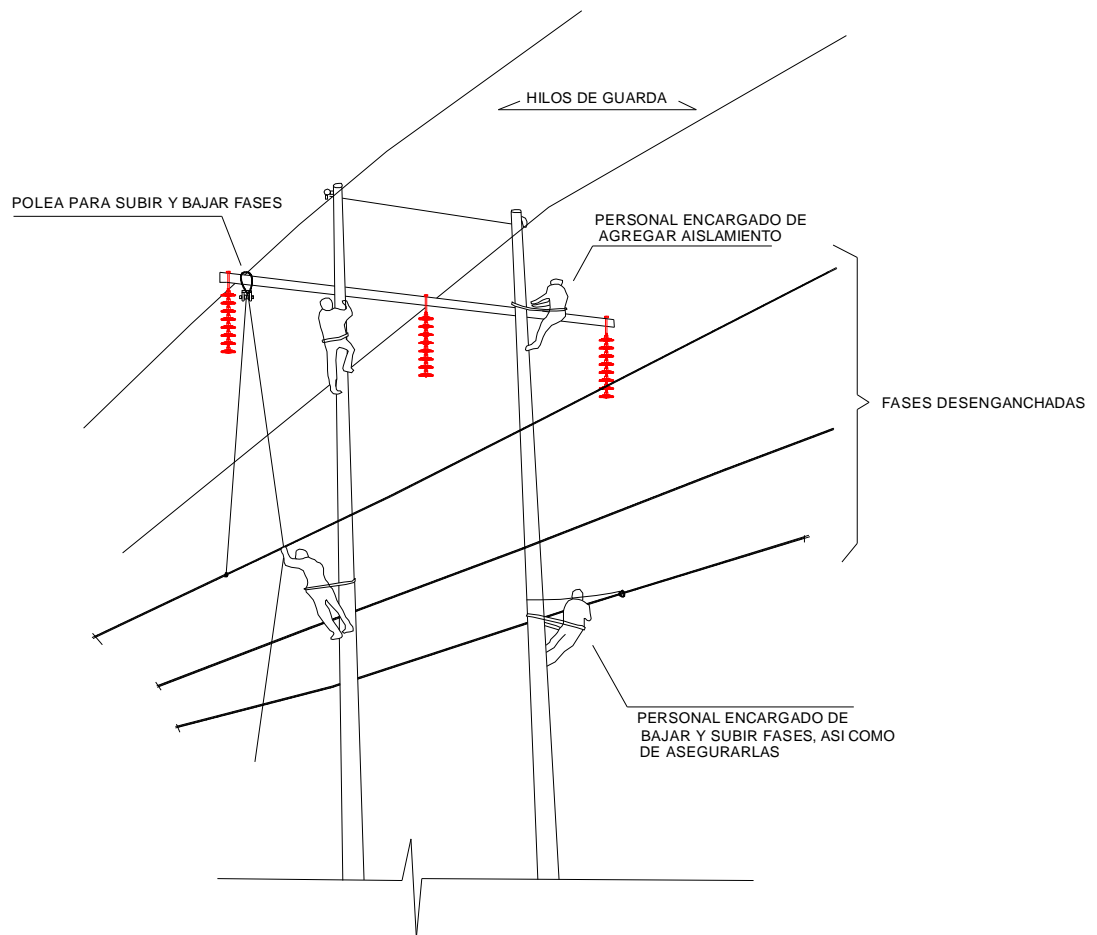
2719 Antes de iniciar a trabajar en una estructura se debe tomar por norma y
2720 por seguridad que la línea se encuentra totalmente desenergizada. El
2721 procedimiento para aumentar el nivel de aislamiento es el siguiente:

2722

- 2723 ■ Inspección del área de trabajo: consiste en revisar los alrededores de
2724 la o las estructuras a trabajar y observar detalles que nos impidan la
2725 realización de las actividades planeadas o ponga en peligro a los
2726 trabajadores tales como carreteras, árboles grandes, ríos, pantanos,
2727 pastizales, insectos, etc. Así también se revisarán las estructuras y
2728 tomar en cuenta de que no presenten daños significativos que al
2729 momento de estar actuando sobre ésta, tengamos algún tipo de
2730 accidente.

- 2731
- 2732
- 2733
- 2734
- 2735
- 2736
- 2737
- 2738
- 2739
- 2740
- 2741
- 2742
- 2743
- 2744
- 2745
- 2746
- 2747
- 2748
- 2749
- 2750
- 2751
- 2752
- 2753
- 2754
- 2755
- 2756
- 2757
- 2758
- 2759
- Aterrizamiento de estructuras: se procederá a aterrizar las estructuras a trabajar después de que la línea se encuentre desenergizada. Esto nos permitirá aislar el área de trabajo y eliminar cualquier energía residual en la línea, electricidad estática, también evitar daños al personal debido a conexiones accidentales de la línea ó a rayos que incidan en la misma.
 - Liberación de fases de la cadena de aisladores: consiste básicamente en desenganchar la grapa de suspensión de la cadena de aisladores, permitiendo que el cable caiga, siempre y cuando los cables se sujeten por medio de una cuerda pasando por una polea sujeta al crucero y permitiendo una caída suave de los cables hasta una cierta altura controlado por una persona en tierra (ver figura 17).
 - Instalación de dos aisladores: la persona que está trabajando en la cadena esperará a que una persona en tierra le envíe los aisladores por medio de una cuerda. Al tener en sus manos los aisladores, entonces procederá a instalarlos en la cadena existente (ver figura 17).
 - Reubicación de fases en la cadena de aisladores: consiste en elevar los conductores de fase por medio de cuerdas y poleas hasta la altura de la cadena y volver a enganchar la grapa de suspensión a la cadena y así obtener una cadena más larga.
 - Remoción de herramientas y materiales: se bajarán todas las herramientas utilizadas, así como, material sobrante o de desperdicio y dejar completamente limpia la estructura trabajada.

2760 **Fig. 17. Esquema general para incremento de aislamiento en estructuras**
2761 **tipo I.**
2762



2763
2764

2765

2766

2767

5.1.2 Estructuras tipo III, IV y V

2768 Al igual que las estructuras tipo I y II, en las estructuras tipo III, IV y V se
2769 agregarán dos aisladores por cadena, es decir que las cadenas verticales con
2770 seis aisladores actualmente, pasarán a tener ocho aisladores, en tanto que las
2771 cadenas horizontales con siete aisladores existentes, pasará a tener nueve
2772 aisladores por cadena.

2773 También, se tomarán las medidas de seguridad adecuadas. El
2774 procedimiento para aumentar el nivel de aislamiento es el siguiente:

2775
2776 ■ Inspección del área de trabajo: consiste en revisar los alrededores de
2777 la o las estructuras a trabajar y observar detalles que nos impidan la
2778 realización de las actividades planeadas o ponga en peligro a los
2779 trabajadores tales como carreteras, árboles grandes, ríos, pantanos,
2780 pastizales, insectos, etc. Así también se revisarán las estructuras para
2781 establecer que no presenten daños significativos que al momento de
2782 estar actuando sobre ésta, tengamos algún tipo de accidente. En
2783 estos tipos de estructuras se revisarán que las retenidas se encuentren
2784 en perfectas condiciones, ya que, se estará sometiendo a esfuerzos
2785 mecánicos a la estructura y así evitar accidentes.

2786
2787 ■ Aterrizamiento de estructuras: se procederá a aterrizar las estructuras
2788 a trabajar después de que la línea se encuentre desenergizada. Esto
2789 nos permitirá aislar el área de trabajo y eliminar cualquier energía
2790 residual en la línea, electricidad estática, también evitar daños al
2791 personal debido a conexiones accidentales de la línea o a rayos que
2792 incidan en la misma.

2793
2794 ■ Liberación de fases de la cadena de aisladores: consiste básicamente
2795 en desenganchar la grapa de suspensión y la grapa de remate de la
2796 cadena de aisladores verticales y horizontales respectivamente. En
2797 este caso, no se permitirá que el cable caiga, por lo que antes de
2798 desenganchar las grapas de remate se procederá solamente a liberar
2799 de carga mecánica a la cadena de aisladores utilizando un hoist o mica
2800 de dos a tres toneladas y un come-alone para poder sujetar el cable.

2801

2802 El hoist y el come-alone estarán a una tensión mecánica mayor a la
2803 que se encontraba la cadena de aisladores y el cable en estado
2804 normal. El proceso lo podemos hacer poste por poste de ambos lados
2805 al mismo tiempo o poste por poste de un solo lado (ver figura 18).

2806

2807 ■ Instalación de dos aisladores: la persona que está trabajando en la
2808 cadena esperará a que una persona en tierra le envíe los aisladores
2809 por medio de una cuerda. Al tener en sus manos los aisladores,
2810 procederá a instalarlos en la cadena existente. Para poder trabajar en
2811 la cadena horizontal, es necesario la colocación de una escalera que
2812 estará sujeta del crucero e inclinada en un ángulo paralelo a la cadena
2813 de aisladores para poder estar lo más cerca de la misma, el otro
2814 extremo se sujetará en tierra por medio de una cuerda que pasará por
2815 encima del conductor. Para la instalación en las cadenas verticales, el
2816 procedimiento es el mismo al utilizado para las estructuras tipo I y II.
2817 Para el caso de estructuras tipo III, solamente se trabajará en cadenas
2818 horizontales.

2819

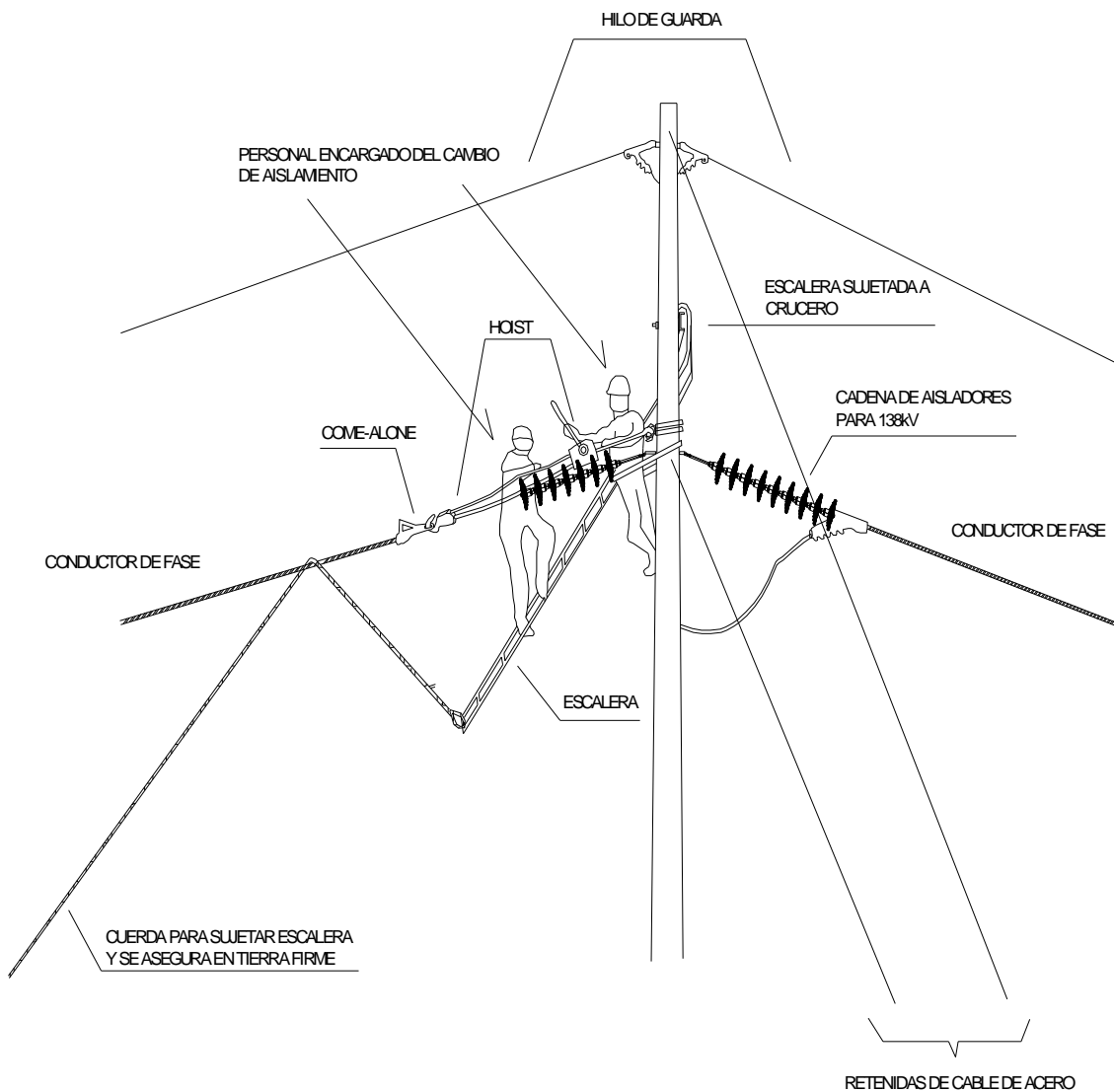
2820 ■ Reubicación de fases en la cadena de aisladores: consiste en
2821 enganchar nuevamente las grapas de remate y las grapas de
2822 suspensión a la cadena de aisladores. Para el caso de las grapas de
2823 remate, después de haberla enganchado, se procederá a liberar de
2824 carga mecánica al hoist o mica, para que nuevamente la cadena de
2825 aisladores absorba esa carga mecánica y volver a su estado original
2826 con agregado de dos aisladores. Para las grapas de suspensión se
2827 trabajarán de la misma forma que para las estructuras tipo I y II y en
2828 este caso no se tendrá que bajar el cable (ver figura 18).

2829 .

- 2830 ▪ Remoción de herramientas y materiales: se bajarán todas las
2831 herramientas utilizadas, así como, material sobrante o de desperdicio y
2832 dejar completamente limpia la estructura trabajada.

2833
2834

2835 **Figura 18. Esquema general para cambio de aislamiento en estructuras**
2836 **tipo V.**



2837
2838

2839 **5.2 Métodos para la colocación de estructuras especiales**

2840

2841 Para el análisis de la línea de El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque,
2842 básicamente tenemos dos tipos de estructuras especiales y son: las
2843 extensiones octogonales para punta de poste y las estructuras intermedias tipo I
2844 para levantar la línea. La colocación de las extensiones octogonales se hace
2845 después de haber agregado los dos aisladores a la cadena y el procedimiento
2846 es el siguiente:

2847

2848 ■ Identificación de estructuras: es el primer paso que se debe dar para
2849 clasificar que estructuras a lo largo de la línea son compatibles para
2850 que se les coloque las extensiones octogonales de acuerdo a su vano,
2851 ubicación y libranzas. Este paso se hace antes de iniciar a trabajar en
2852 la línea por medio de una inspección visual.

2853

2854 ■ Colocación de extensiones: después de haber colocado los aisladores
2855 adicionales en las estructuras tipo I y II se bajan los hilos de guarda y
2856 entonces se procede a levantar las extensiones e insertarlas a presión
2857 sobre la punta del poste hasta que los agujeros definidos tanto en la
2858 extensión como en el poste coincidan para que por medio de tonillos se
2859 aseguren y no se produzcan cabeceos o desprendimientos (ver figura
2860 19).

2861

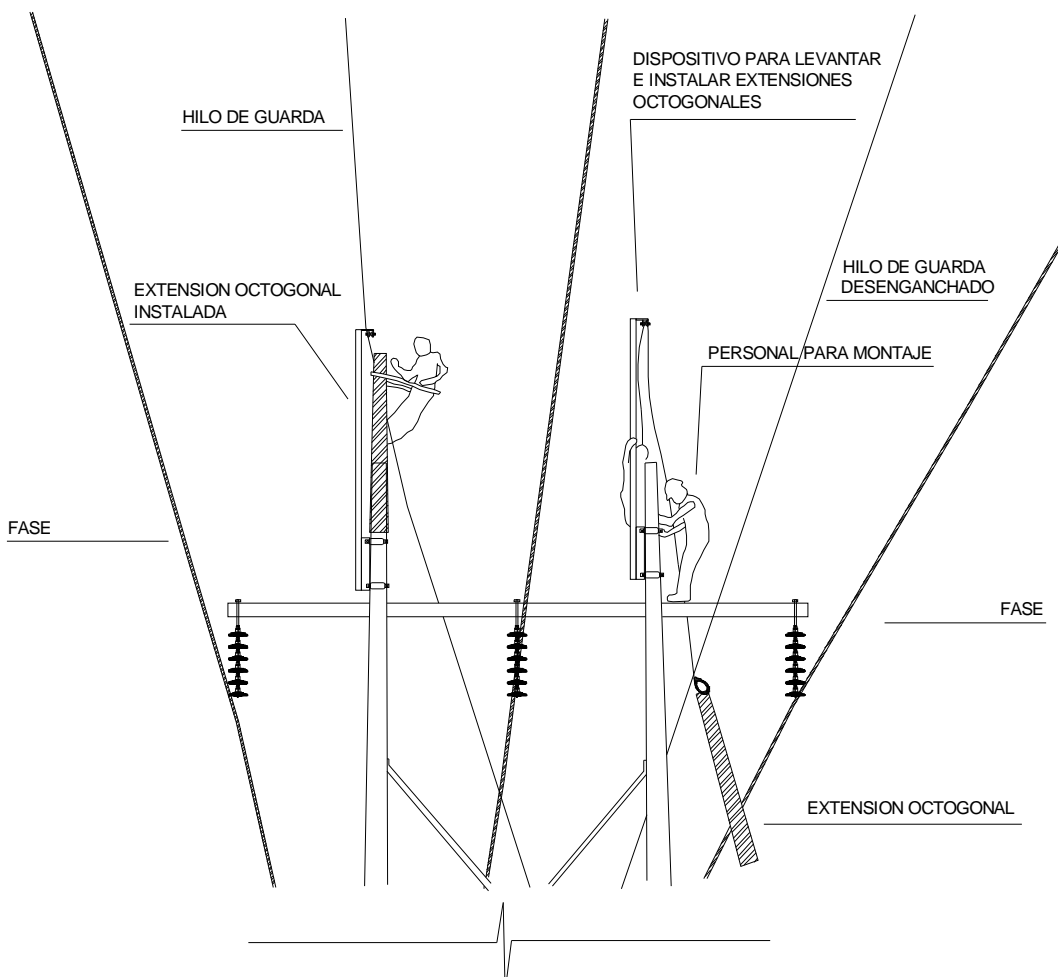
2862 ■ Levantamiento de la línea: después de haber colocado y asegurado la
2863 extensión se procederá a levantar el crucero junto con la cadena de
2864 aisladores y los conductores hasta la posición deseada y se asegurará
2865 el crucero en agujeros definidos o se podrán utilizar abrazaderas de
2866 dos vías. Después se conectarán los hilos de guarda en la punta de
2867 las extensiones.

2868
2869
2870
2871
2872
2873
2874
2875
2876
2877
2878

En las estructuras de tres postes (tipo IV y V) también se procederá a levantar las cadenas horizontales hasta la posición deseada.

- Remoción de herramientas y materiales: se bajarán todas las herramientas utilizadas, así como, material sobrante o de desperdicio y dejar completamente limpia la estructura trabajada.

Fig. 19. Esquema general para colocación de extensiones octogonales.



2879

2880 Para la colocación de estructuras intermedias tipo I, el procedimiento es el
2881 siguiente:

2882

2883 ■ Identificación de puntos críticos: es el primer paso que se debe dar
2884 para identificar los puntos en donde la línea se encuentra por debajo
2885 de lo establecido en las normas técnicas y es factible la colocación de
2886 postes. Por medio de topografía y estudio de ingeniería se identifica el
2887 punto óptimo para la colocación de las estructuras.

2888

2889 ■ Transporte de materiales: es necesario tener los postes de concreto lo
2890 más cerca posible del punto de colocación, por lo tanto, al momento de
2891 transportarlos desde la fábrica es indispensable tener la información
2892 detallada de estos puntos y así indicar al transportista el sitio
2893 adecuado. Con el resto de materiales no existe mayor problema ya
2894 que son de fácil transportación.

2895

2896 ■ Marcación del punto de colocación: se procede a marcar, de acuerdo a
2897 la topografía y al estudio de ingeniería realizado, el punto óptimo de
2898 montaje de la estructura. Este punto de marcación quedará alineado
2899 tangencialmente con la estructura anterior y la estructura posterior.
2900 Con los puntos marcados, se procederá a la realización de los agujeros
2901 para empotrar los postes, estos agujeros deberán de ser de 2.1 m de
2902 profundidad y 1 m de diámetro para postes de concreto de 16 m clase
2903 1000.

2904

2905 ■ Colocación de postes: con la ayuda de una grúa con características
2906 adecuadas al peso de los postes y el tipo de terreno, se procederá a
2907 movilizar los postes desde el punto donde el transportista realizó la
2908 entrega hasta el punto de colocación.

2909 Seguidamente se procederá a empotrarlos en los agujeros previamente
2910 realizados. Se tendrá cuidado de dejar los postes alineados con la
2911 vertical.

2912

2913 ▪ Vestido de estructuras y conectado: después de haber colocado los
2914 postes, se procederá a vestir las estructuras, es decir a colocar todos
2915 los herrajes y accesorios que lleva una estructura tipo I. Después se
2916 procede a conectar o enganchar el cable de las fases por medio de la
2917 grapa de suspensión a la cadena de aisladores.

2918

2919 ▪ Remoción de herramientas y materiales: se bajarán todas las
2920 herramientas utilizadas, así como, material sobrante o de desperdicio y
2921 dejar completamente limpia la estructura trabajada.

2922

2923

2924 **5.3 Logística para la desconexión de la línea de transporte El** 2925 **Progreso-Ipala-Quetzaltepeque**

2926

2927 Como hemos mencionado, los trabajos de conversión para ésta línea se
2928 harán con la línea desenergizada. Esto es factible debido al sistema en anillo
2929 que existe para esta línea en 69 kV, así también, es por seguridad de todas las
2930 personas que trabajarán y el ritmo de avance es mayor que con una línea
2931 energizada. La logística se resume de la siguiente forma:

2932

2933 ▪ Solicitud de descargo ante la ETCEE y el AMM: es el primer paso que
2934 se debe dar y tendrá lugar por lo menos veinte días hábiles antes del
2935 inicio de las labores en la línea.

2936

2937 Se envía por escrito a la ETCEE la solicitud de desconexión de la línea
2938 adjuntando un cronograma de actividades en donde se incluyen las
2939 fechas exactas, así como, los horarios de trabajo en la línea. De
2940 acuerdo a la Ley General de Electricidad la ETCEE remite la solicitud al
2941 AMM, quién en un tiempo prudencial responde sí la solicitud,
2942 acompañada del cronograma, es autorizada. Si la solicitud es
2943 autorizada, el cronograma de actividades se deberá respetar, de lo
2944 contrario, existirán sanciones por parte de la CNEE. Debido a la
2945 configuración actual de la línea, se deberá establecer en la solicitud
2946 que tramo se trabajará, si es de la S/E de El Progreso a la S/E de Ipala
2947 o de la S/E de Ipala a la S/E de Quetzaltepeque.

2948

2949 ■ Confirmación de actividades: se procederá a confirmar la autorización
2950 por lo menos cinco días hábiles para el inicio de los trabajos en
2951 cualquiera de los dos tramos. Esta confirmación se hará en la S/E de
2952 El Progreso, en el centro de operaciones de la ETCEE en la S/E de
2953 Guate Sur y con el supervisor de la ETCEE asignado a éste trabajo.

2954

2955 ■ Inicio de actividades diarias: Después de la confirmación, se procede a
2956 iniciar los trabajos en la línea. La rutina que se detallará será utilizada
2957 desde el primer día hasta el último de los autorizados para los trabajos
2958 de conversión. Cada día, quince minutos antes de lo estipulado en el
2959 cronograma para el inicio de cada jornada se procederá a comunicarse
2960 con la S/E de El Progreso informando que se está listo para iniciar y se
2961 solicita la apertura de la línea. La S/E de El Progreso se comunica con
2962 el Centro de Operaciones en la S/E de Guate Sur para que por medios
2963 remotos se abra el interruptor de la línea ya sea en la S/E de El
2964 Progreso o en la S/E de Quetzaltepeque según sea el caso.

2965

2966 Cuando la línea está abierta, el operador de la subestación confirma a
2967 las cuadrillas de trabajo. En la S/E de Ipala existirá un operador
2968 encargado de abrir un KPF, seccionador de apertura sin carga. Esto
2969 solamente se puede hacer sin carga, por lo tanto el KPF se podrá abrir
2970 después de que se le confirme que el interruptor de la línea ha sido
2971 abierto. Después de haber confirmado la apertura del KPF, el operador
2972 en la S/E de El Progreso o de la S/E de Quetzaltepeque procederá a
2973 aterrizar la línea por medio de un seccionador de puesta a tierra.
2974 Después se confirmará a las cuadrillas que pueden trabajar en la línea
2975 con seguridad.

2976

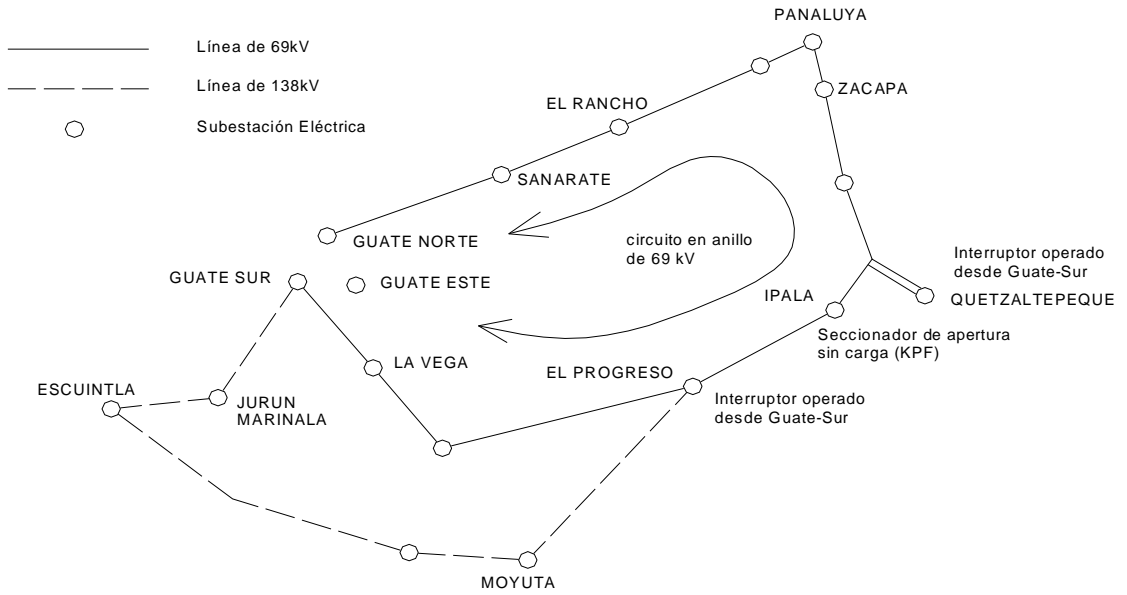
- 2977 ■ Finalización de actividades diarias: cada día, treinta minutos antes de
2978 lo estipulado en el cronograma para la finalización de cada jornada se
2979 procederá a realizar el paso anterior, solamente que en orden inverso,
2980 es decir, las cuadrillas de trabajo confirmarán que ninguna persona
2981 esta trabajando en la línea, entonces el operador procede a quitar el
2982 seccionador de puesta a tierra y confirma, después se procede a cerrar
2983 el KPF en la S/E de Ipala y se confirma para que luego se cierre el
2984 interruptor de línea ya sea en El Progreso o en Quetzaltepeque y volver
2985 a energizar la línea.

2986

2987 En la rutina diaria de desenergización y energización de la línea se debe
2988 ser muy cuidadoso y estar seguro de cada procedimiento para evitar accidentes
2989 o provocar situaciones de peligro para todos los involucrados en éste proceso.
2990 Así, también, se tomarán las precauciones necesarias de acuerdo al estado del
2991 tiempo imperante al momento de querer trabajar en la línea, ya que, si se tiene
2992 amenaza de lluvia, es preferible suspender las actividades programadas en
2993 beneficio de la seguridad de los trabajadores.

2994

2995 **Figura 20. Sistema en anillo de 69kV del sistema oriental de líneas de**
 2996 **transporte de la ETCEE.**



2997
 2998

2999
3000
3001
3002
3003
3004
3005
3006
3007
3008
3009
3010
3011
3012
3013
3014
3015
3016
3017
3018
3019
3020
3021
3022
3023

CONCLUSIONES

3024
3025
3026
3027
3028
3029
3030
3031
3032
3033
3034
3035
3036
3037
3038
3039
3040
3041
3042
3043
3044
3045
3046
3047
3048
3049
3050
3051
3052

1. La conversión de la línea de transporte El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV a 138kV, técnicamente, es factible debido al dimensionamiento de sus estructuras tipo existentes en 69kV, solamente es necesario agregar aislamiento a las cadenas de las estructuras, dos aisladores ANSI 52-3 ó 52-4 por cadena, y algunas estructuras adicionales en vanos donde la libranza es pequeña.
2. Al momento de realizar la conversión de la línea de 69kV a 138kV, la potencia de transporte se duplicara y se mejorará la regulación de voltaje con el beneficio de que las pérdidas por efecto Joule en 138kV representan un 25% de las mismas pérdidas en 69kV.
3. Para analizar la línea de El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque se puede adoptar el modelo de línea corta debido a que su longitud es menor a 80 Km, en consecuencia, el flujo de potencia está limitado a factores térmicos del conductor.
4. La conversión de la línea de transporte El Progreso-Ipala-Quetzaltepeque de 69kV a 138kV económicamente si es factible, ya que, su costo es un 89.63% respecto al costo incurrido en la construcción de una línea nueva para 138kV con las mismas características a la existente. El costo de inversión puede ser recuperable en cuatro años y medio dependiendo de la potencia promedio y su energía asociada transportada en ese período.

3053 5. Este tipo de trabajo no provoca impactos ambientales considerables,
3054 pues, no existirán mayores modificaciones al entorno existente, se
3055 trabaja con un grupo, relativamente, pequeño de personas, los
3056 desechos producidos no son grandes cantidades, por lo tanto, muy
3057 manejables.

3058
3059 6. La conversión de una línea con estructuras típicas tipo H de dos y tres
3060 postes de 69kV utilizadas por la ETCEE a 138kV es una solución
3061 factible, tanto técnicamente y económicamente, para aquellas líneas
3062 que ya presentan problemas de capacidad de transporte y regulación
3063 de voltaje para satisfacer la demanda actual.

3064
3065
3066
3067
3068
3069
3070
3071
3072
3073
3074
3075
3076
3077
3078
3079
3080
3081

RECOMENDACIONES

3082
3083
3084
3085
3086
3087
3088
3089
3090
3091
3092
3093
3094
3095
3096
3097
3098
3099
3100
3101
3102
3103
3104
3105
3106
3107
3108
3109

1. En las estructuras de ángulo -tipo III y IV- y de anclaje, tipo V, se recomienda por aspectos mecánicos la colocación de un aislador adicional en cadenas de remate, horizontales, al número de aisladores colocados en las cadenas de suspensión (verticales).
2. Debido al crecimiento demográfico de las poblaciones que se encuentran en el trayecto de la línea de transporte en estudio y al incremento de tensión de 69kV a 138kV de la misma, es necesario la implementación de algunas estructuras intermedias en puntos específicos para elevar la altura de los conductores y, así, mantener las distancias mínimas de seguridad recomendadas.
3. Realizar otras actividades para un mejor mantenimiento de la línea y aprovechar para realizar cualquier cambio. Dentro de las actividades extras podemos mencionar: pintura de cruceros, cambio y ajuste de retenidas, mejoramiento del sistema de tierras, numeración de estructuras y uniformizar el aislamiento a porcelana.
4. Los trabajos se realicen con la línea desenergizada para evitar accidentes y los costos no sean tan elevados por la utilización de equipo más especializado y más horas-hombre. Se aprovechará la configuración en anillo que cuenta ésta línea para tal efecto.

3110 5. Hacer un análisis técnico-económico para la implementación de
3111 aisladores polímeros para 138kV en sustitución de aisladores de
3112 porcelana clase ANSI 52-3 ó 52-4. Los aisladores polímeros presentan
3113 mejores cualidades, tanto eléctricas como mecánicas.

3114

3115

3116

3117

3118

3119

3120

3121

3122

3123

3124

3125

3126

3127

3128

3129

3130

3131

3132

3133

3134

3135

3136

3137

3138

BIBLIOGRAFÍA

3139

3140

3141

3142

3143 1. Comisión nacional de energía eléctrica. **Normas técnicas de diseño y**
3144 **operación del servicio de transporte de energía eléctrica.**
3145 Guatemala, 1996.

3146

3147 2. Comisión nacional de energía eléctrica. **Normas técnicas de diseño y**
3148 **operación de las instalaciones de distribución.** Guatemala, 1996.

3149

3150 3. Congreso de la República de Guatemala. **Ley general de electricidad.**
3151 Guatemala, 1996.

3152

3153 4. ESPINOZA, Roberto. **Sistemas de distribución.** México: Editorial
3154 Limusa, 1990.

3155

3156 5. FINK, Donald G. y H. Wayne Beaty. **Manual de ingeniería eléctrica.**
3157 Decimotercera edición. México: McGraw Hill, 1996.

3158

3159

3160 6. GRAINGER, John J. y William S. Stevenson Jr. **Análisis de sistemas**
3161 **de potencia.** México: McGraw Hill, 1996.

3162

3163 7. *NGK Insulators, LTD. Technical guide*, Cat. No. 91R. Japan. 1989

3164

3165

3166 8. *Rural Electrification Administration. Documento de líneas de*
3167 **transmisión REA 1724E-200.** USA, 1997.

3168

3169

3170

3171

3172

3173

3174

3175

3176

3177

3178

3179

3180 **Bibliografía electrónica:**

3181

3182

3183

3184 1. www.amm.gob.gt/spot_promedio_2004. Administrador del Mercado
3185 Mayorista. Sin autor. Fecha de consulta 15-03-05

3186 2. www.inde.gob.gt/transporte_mapa.htm. Instituto Nacional de
3187 Electrificación. Sin autor. Fecha de consulta: 10-09-04.

3188 3. www.cnee.gob.gt/home. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Sin
3189 Autor. Fecha de consulta: 10-09-04.

3190

3191

3192

3193

3194

3195

3196

3197

3198

3199

3200