



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

**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS
POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
MAYORES DE 300 KV**

Edgar Estuardo Chaj Ramírez
Asesorado por el M.C. Carlos Morán Ramírez

Guatemala, abril de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS
POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
MAYORES DE 300 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMÍREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier Gonzáles López
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

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:

ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MAYORES DE 300 KV,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 6 de septiembre de 2007.

Edgar Estuardo Chaj Ramírez



DIRECCIÓN

BENEMÉRITA
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA
FACULTAD DE INGENIERÍA

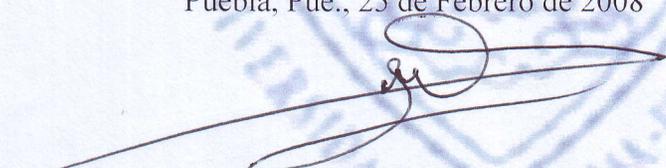
Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.
Presente.

El suscrito: **M.C. CARLOS MORAN RAMÍREZ**, asesor del Tema de Tesis denominado: **"ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MAYORES DE 300 KV"**, presentado por el **C. EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMÍREZ**, Becario PIMA por la OIE y pasante de la Carrera Ingeniería Eléctrica y en atención con el oficio No. 3043/07, de fecha 12 de octubre de 2007, extendida en la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, me permito informar a usted que **después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía** de la Tesis, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Lo que hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

ATENTAMENTE,
Puebla, Pue., 25 de Febrero de 2008



M.C. CARLOS MORAN RAMÍREZ
ASESOR

C.c.p.-Exámenes Profesionales
Interesado
Archivo.

rba.



Guatemala, 4 de ABRIL 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

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

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS
POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
MAYORES DE 300KV, del estudiante; Edgar Estuardo Chaj Ramirez,
por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Edgar Estuardo Chaj Ramírez titulado: ANALISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MAYORES DE 300KV, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR

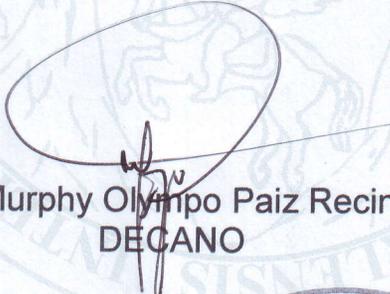


GUATEMALA, 10 DE ABRIL 2008.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES DEBIDO A TRANSITORIOS POR MANIOBRAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MAYORES DE 300 KV**, presentado por el estudiante universitario **Edgar Eduardo Chaj Ramírez**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, abril de 2008



/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS

Mi creador por darme cada día de vida y hacerme la persona que hoy soy y la que llegare hacer.

Mis padres

Gloria Eugenia Ramirez y Flaviano Hualter Chaj, por el apoyo incondicional, cariño y educación brindada en mi vida.

Mi hermano, Jairo Bartimeo Chaj

Ya que sin su apoyo habría sido más difícil alcanzar esta meta.

Mi hermana. Marixa Yaneth Chaj

Por su aprecio y comprensión ante mi persona.

Universidad de San Carlos de Guatemala

Por haberme abierto sus puertas para encontrar el conocimiento que hoy tengo y por todas las experiencias que viví y nunca olvidaré, mi alma mater.

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

Por permitir mi estancia dentro de ella para realizar este estudio, en especial a la maestra Eliana Incio y a la licenciada Ghislaine Arriola, dos grandes amigas.

Asesor

Carlos Morán por todo su apoyo incondicional, por haberme transmitido sus conocimientos y por ser un gran amigo dándome ha comprender que el aprender es para enseñar y compartir con todos los demás.

Organización de Estados Iberoamericanos

Por la oportunidad de participar en el proyecto PIMA y darme el apoyo económico para realizar este trabajo.

A todos mis catedráticos

Por trasmitirme sus conocimientos.

A todos mis compañeros y amigos san carlistas de la Facultad de Ingeniería

Por compartir tantas experiencias tanto dentro y fuera de los salones de la universidad.

Al personal de EF y Representaciones

Por permitirme laborar en sus instalaciones y así sustentar mis estudios universitarios, en especial a mi amigo y excompañero de trabajo, Rene Zapata.

Ingeniero Carlos Monroy

Por bríndame su apoyo en la información y poder realizar de de una mejor manera el presente estudio.

Las personas

Que conocí en mi estancia en México en especial a la familia Incio Incio y todas aquellas que confiaron en mí.

*Aunque este universo poseo, nada poseo, pues no puedo conocer lo desconocido si
me aferro a lo conocido.*
Robert Fisher

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI

1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	1
1.1. Breve historia de los sistemas eléctricos de potencia	1
1.2. Potencia activa y potencia reactiva	6
1.3. Modelado y tipos de elementos de un SEP	9
1.3.1. Condiciones iniciales en los elementos	12
a) El resistor	12
b) El inductor	12
c) El capacitor	12
1.3.2. Transformador de potencia	15
1.3.3. Líneas de transmisión	16
1.3.4. Componentes en operación y regulación de una LT	19
1.3.4.1. Equipos de Compensación	21
1.3.5. Reactores en derivación	22
1.4. Interruptor de potencia	24
1.5. Elementos no lineales	25
1.6. Tipo de subestaciones	26
1.6.1. Subestaciones elevadoras	26
1.6.2. Subestaciones reductoras	26
1.6.3. Subestaciones en anillo	26
1.6.4. Subestaciones radiales.	26
1.6.5. Subestaciones de maniobra o switcheo	26

1.7. Paquete de simulación ATP	28
1.7.1. Aplicaciones del ATP	29
a) Análisis estadístico	30
b) Análisis frecuencial	30
c) Análisis de sensibilidad	31
d) Análisis transitorio	31
2. TRANSITORIOS Y SOBRETENSIONES EN UN SEP	33
2.1. Introducción a los fenómenos transitorios	34
2.1.1. Transitorios en un circuito serie RL con fuente de tensión cd	36
2.1.2. Transitorios en un circuito serie RL con fuentes de tensión ca	42
2.1.3. Transitorios en un circuitos RLC con tensión constante	44
2.1.4. Circuito serie LC con fuente de tensión alterna senoidal	49
2.2. La transformada de Laplace aplicada al análisis de transitorios	52
2.3. Sobretensiones eléctricas transitorias	56
2.4. Transitorios en las líneas de transmisión	56
2.4.1. Ecuación de línea finita sin pérdidas	58
2.4.2. Propagación de las sobretensiones	63
2.4.3. Ecuación para línea de varios conductores	69
2.5. Tipo de Sobretensiones para un SEP	72
2.5.1. Sobretensiones de frecuencia fundamental	73
2.5.1.1. Grupo A	73
2.5.1.2. Grupo B	75
2.5.1.3. Grupo C	76
2.5.2. Sobretensiones atmosféricas	76
2.5.2.1. Efectos del rayo	78
2.5.3. Sobretensiones por maniobra	80
2.6. Característica para el análisis de sobretensiones	83
3. ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA	85
3.1. Interruptor de potencia en el punto de conexión	86

3.1.1.	Operaciones en un interruptor	91
3.1.1.1.	Operación de apertura	93
3.1.1.2.	Operación de cierre	94
3.1.2.	Características nominales	95
3.2.	Energización y desenergización de una línea de transmisión	97
3.2.1.	Energización de una línea de transmisión en vacío	97
3.2.2.	Desenergización de una línea transmisión en vacío	107
3.3.	Maniobras en cargas inductivas	109
3.3.1.	Energización de un transformador en vacío	111
3.3.2.	Desenergización de un transformado en vacío	116
3.3.4.	Energización y desenergización de reactores	118
3.4.	Despeje y reconexión por falla	121
3.4.1.	Falla evolutiva en una interconexión	125
3.5.	Algunos datos de la coordinación de aislamiento	126
3.5.1.	Métodos probabilísticos	127
3.5.2.	Nivel básico de aislamiento	128
4.	TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA	129
4.1.	Descripción del sistema bajo estudio	133
4.2.	Distribución acumulativa de sobretensiones por maniobra	134
4.3.	Técnica de cierre con resistencia de preinserción	139
4.3.1.	Valor óptimo para la resistencia y tiempo de inserción	141
4.4.	Técnica de cierre o apertura sincronizado	146
4.5.	Técnica con apartarrayos	148
4.6.	Técnica de cierre o recierre automático	153
4.6.1.	Reseña histórica del recierre automático	153
4.6.2.	Cierre monopolar	154
4.6.3.	Cierre monopolar con reactor en el neutro	157
4.6.4.	Otras técnicas para el cierre monopolar	158
4.7.	Evaluación de resultados	161

CONCLUSIONES	167
RECOMENDACIONES	169
REFERENCIAS	171
BIBLIOGRAFÍA	173
APÉNDICE A	177
APÉNDICE B	185
APÉNDICE C	195

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Elementos de un sistema eléctrico de potencia	3
2	Gráfica de tasa de crecimiento de consumo energético de Guatemala	4
3	Red trocal de sistema eléctrico nacional de México	5
4	Potencia instantánea (P) en función de (v) e (i)	7
5	Potencia activa, reactiva y potencia instantánea	9
6	Parámetros del sistema de acuerdo con la condición inicial del elemento	13
7	Condiciones iniciales requeridas para la unión de continuidad de carga y flujo cuando $t=0$	14
8	Trafo monofásico con taps en ambos devanados	15
9	Representación de un trafo monofásico	16
10	Circuito equivalente del trafo monofásico con taps	16
11	Línea de transmisión con parámetros distribuidos	17
12	Modelo “pi” (π) de una línea de transmisión	19
13	Sistema con reactores en derivación	23
14	Red de 4 nodos para obtener la matriz nodal	25
15	Linealización de elementos no lineales	26
16	Tareas principales del ATP	29
17	Transitorio típico para un bloque de masa M	35
18	Circuito serie RL con fuente dc	36
19	Representación gráfica de la solución de la ec. (2.2)	38
20	Representación de tensión en los componentes R y L	39

21	Gráfica de la intensidad de corriente para los dos eventos	40
22	Gráfica de la caída de tensión en R y L	41
23	Gráfica de la intensidad de corriente para el circuito ca	43
24	Circuito RLC con fuente de tensión constante dc	44
25	Gráfica de la intensidad de la corriente de la ec. 2.11	48
26	Circuito serie LC con fuente ca	49
27	Proceso de interrupción para el circuito LC con ca	51
28	Transitorio acompañado por huecos de tensión	55
29	Circuito de transmisión característico con impedancias desiguales	59
30	Circuito equivalente de una LT de longitud finita	64
31	Impulso de tensión que penetra en una LT	66
32	Reflexión y refracción en un nodo de transición	67
33	Sobretensión causada por falla monofásica a tierra con neutro flotante	74
34	Segunda armónica afectando a un sistema de 400kV	75
35	Mecanismos de incidencia de rayo	78
36	Ondas normalizadas para sobretensiones	80
37	Temperatura del arco como una función de radio	88
38	Tensiones durante el proceso de interrupción	89
39	Ondas de la tensión de restablecimiento y recuperación	89
40	Conductividad eléctrica vs temperatura del aire a presión atmosférica	92
41	Conductividad térmica de medios gaseosos en función de la temperatura	93
42	Proceso de interrupción de corriente ca	94
43	Procedimiento para una operación de recierre	95
44	Energización de una línea en vacío de 202.8 km	99
45	Sistema de potencia y su circuito equivalente	99
46	Modelos predefinidos disponibles en el ATPDraw	100
47	Modelo para LT energizada en vacío	103
48	Oscilografía para la energización de una LT en vacío	104
49	Corrientes en la energización de una línea de transmisión	106

50	Desconexión de una línea operando en vacío	108
51	Transformador o reactor monofásico	110
52	Voltajes y corrientes durante la desconexión de una carga inductiva	110
53	Deformación de la corriente debido a la saturación	111
54	Modelo para la energización de un trafo en vacío	112
55	Características del transformador	113
56	Características de saturación del transformador	113
57	Oscilografía de la energización del transformador en vacío	115
58	Corriente inrush con carga y en vacío	115
59	Oscilograma para la desconexión de un trafo en vacío	118
60	Modelo para la energización de un reactor	119
61	Comparación de energización de LT en vacío y con reactor	119
62	Desenergización de un reactor fases A B y C	120
63	Corrientes de una línea de transmisión	121
64	Ejemplo para una falla en el extremo de una LT de 400kV	122
65	Respuesta para una línea monofásica durante una falla	123
66	Modelo para simular una falla monofásica a tierra en una LT trifásica	124
67	Respuesta de voltaje y corriente durante una falla monofásica a tierra	125
68	Ejemplo de una falla evolutiva	126
69	Comparación de la rigidez del aire ante impulso atmosférico (IA) contra el impulso por maniobra (IM)	128
70	Determinación según IEC de los niveles de aislamiento considerando únicamente las sobretensiones por maniobra	130
71	Ubicación geográfica de la red bajo estudio	133
72	Esquema para cierre monopolar para maniobras determinísticas	135
73	Densidad de probabilidad acumuladas de sobretensiones de la línea en vacío Tapachula-Brillantes	136
74	Esquema para cierre monopolar para maniobras estadísticas	137
75	Distribución de la probabilidad de sobretensiones para la	

	energización de la línea en vacío	138
76	Esquema para cierre con resistencia de preinserción	139
77	Comparación de sobretensiones para las tres fases	140
78	Tendencia de las sobretensiones variando la resistencia de preinserción	143
79	Tendencia de las sobretensiones vs tiempo de inserción	144
80	Interruptor de potencia con resistencias de preinserción	145
81	Oscilografía para la técnica de cierre controlado	146
82	Efecto de los descargadores ante las sobretensiones	149
83	Técnica de apartarrayos en los extremos de la línea	150
84	Sobretensiones con la técnica de apartarrayos	150
85	Comparaciones de técnicas para limitar las sobretensiones	152
86	Índice promedio de fallas en interruptores de 400 kV (1981-2001)	152
87	Esquema para cierre monopolar durante una falla	155
88	Sobretensión para el recierre monopolar en la fase A	156
89	Sobretensión para la fase A en el recierre tripolar para falla en la mitad de la línea	157
90	Esquema para la técnica de reactor en el neutro	157
91	Tensión de arco secundario con reactor en el neutro	158
92	Técnica de aterrizamiento temporal de la fase fallada	159
93	Voltaje de arco secundario con aterrizamiento de la fase con falla	159
94	Densidad de probabilidades acumuladas de sobretensiones de la línea con apartarrayos en los extremos	161
95	Sobretensiones para la fase A para falla en el extremo Brillantes	162
96	Corriente en la fase A durante la energización con falla	163
97	Distribución de la probabilidad de sobretensiones para cierre monopolar sin resistencia de preinserción	164
98	Distribución de la probabilidad de sobretensiones para cierre monopolar con resistencia de preinserción	164

TABLAS

I	Datos de algunos países en el aumento de generación y transmisión eléctrica	4
II	Características para diferentes tipos de carga	8
III	Algunos datos típicos para líneas de transmisión	20
IV	Diferentes formas de compensación y sus funciones	22
V	Aplicaciones y limitaciones del paquete ATP	32
VI	Respuesta en función de las condiciones de los coeficientes	47
VII	Circuitos equivalentes en el dominio de s	54
VIII	Maniobras que pueden ocasionar sobretensiones en el sistema	81
IX	Clasificación de maniobras de interruptores de potencia	86
X	Parámetros que intervienen en la influencia de sobretensiones	98
XI	Característica de la red bajo estudio	102
XII	Tensión máxima de fase	104
XIII	Representación de transformadores de potencia	112
XIV	Nivel básico de aislamiento para tensiones $V_{max} > 300$ kV	129
XV	Técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra	132
XVI	Resultado de los sobrevoltajes para la fase A dados por el ATP	
XVII	Valores en p.u para las sobretensiones máximas	141
XVIII	Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción	142
XIV	Sobretensiones para el caso de cierre controlado	147
XX	Sobretensiones para el caso con apartarrayos en los extremos	151
XXI	Onda viajera para las diferentes conexiones de una LT	177
XXII	Tensiones nomina y máxima de diseño de un interruptor	201
XXIII	Tabla C37 para interruptores estandarizados de alto voltaje	202
XIV	Tabla IEC para interruptores estandarizados de alto voltaje	202
XXV	Límites de elevación de temperatura de las partes de un interruptor	203

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Potencia eléctrica instantánea
Q	Potencia reactiva
V	Voltaje
V_{an}	Voltaje de fase a neutro
I	Corriente
q	Carga de electrones
C	Capacitancia
L	Inductancia
Y	Admitancia
i_{an}	Corriente instantánea de fase a neutro
$ V $	Magnitud de voltaje
cd	Corriente directa
ca	Corriente alterna
R	Resistencia
G	Conductancia
di/dt	Derivada de la variable i respecto al tiempo
$i(0^-)$	Corriente antes del cierre del interruptor
$i(0^+)$	Corriente después del cierre del interruptor
τ	Constante de tiempo
V_{max}	Voltaje máximo
α	Constante de atenuación
β	Constante de fase
f	Frecuencia
FT	Transformada de Fourier
t	Tiempo en segundos

s	Número complejo en términos de la frecuencia
v	Velocidad de propagación
μ_0	Permeabilidad magnética en el vacío
ϵ_0	Permitividad relativa en el vacío
μ_r	Permeabilidad magnética relativa
ϵ_r	Permitividad relativa
ω	Velocidad angular en radianes por segundo
θ	Ángulo de desfase entre corriente y voltaje
Z	Impedancia
Z_c	Impedancia característica
Z^0	Impedancia de secuencia cero
Z^1	Impedancia de secuencia positiva
Γ	Coefficiente de reflexión
λ	Coefficiente de refracción
Ω	Ohmios

GLOSARIO

ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares)
ASPEN	<i>Advanced Systems for Power Engineering</i> (Sistema avanzado para ingenieros de potencia)
ATP	<i>Alternative Transients Program</i> (Programa alternativo para transitorios)
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero
CENACE	Corporación Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
EHV	<i>Extra High Tensión</i> (Extra alta tensión)
IEC	<i>International Electrotechnical Comisión</i> (Comisión Electrotecnia Internacional)
DRM	Disparo de recierre monopolar
LT	Línea de transmisión
MATLAB	<i>MaTrixLaboratory</i> . Lenguaje de alto nivel para la computación técnica de la empresa <i>Mathworks Inc.</i>
NBI	Nivel básico del aislamiento al impulso
SEP	Sistema eléctrico de potencia
SIEPAC	Sistema de interconexión de los países de América Central
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> (Potencia natural de la línea)
SVS	<i>Static var systems</i> (Sistema estático de Vars)
TAC	Módulo de simulación para el análisis de tiempo-dominio de los sistemas de control
TCF	Tensión crítica de flameo
TTR	Tensión Transitoria de Restablecimiento

RESUMEN

Los países siempre han buscado efectuar interconexiones entre sus redes de transmisión, ya que permite apoyar el crecimiento económico al disponer de más energía eléctrica para la producción del país, dado a esto se incorporan cambios al sistema eléctrico de potencia, implementando nuevas tecnologías a los componentes que conforman al sistema, incrementando los niveles de generación de potencia eléctrica y elevando el nivel de tensión para la transmisión, cuando esto sea lo más conveniente.

Un sistema eléctrico involucra distintos subsistemas en su operación, siendo uno de ellos el sistema de transmisión que involucra la mayoría de cambios en los equipos y elementos, el más importante y destacado de este subsistema es la línea de transmisión. Algunos de los problemas que no se desearía que se presentaran durante la operación del sistema eléctrico, son los transitorios. Estos se ocasionan en cualquier parte del sistema eléctrico, por ejemplo, desde el encendido que hace una persona en su casa de una bombilla de 100 watts hasta la energización o desconexión de una línea de transmisión de miles de voltios que realiza el operador en el centro de controles. Un transitorio es el tiempo que transcurre entre dos estados estacionarios, en la cual las variables eléctricas (voltaje, corriente y frecuencia) se ven modificadas temporalmente, los transitorios pueden ir acompañados de huecos de tensión o de sobretensiones, dependiendo del fenómeno que los provoque, este último es uno de los más destacados ya que introduce grandes esfuerzos a los aislamientos de los equipos.

Las sobretensiones a las que se ven sometidos los equipos conectados a la red eléctrica son: sobretensiones por descargas atmosféricas (rayo), sobretensiones temporales o de frecuencia de potencia y sobretensiones por maniobra. Cada una de estas sobretensiones exige de cierta manera al aislamiento que protege al equipo.

Las sobretensiones se propagan a lo largo de las líneas de transmisión y viajan en ella a una velocidad cercana a la velocidad de la luz, desde el punto donde se originan hasta los extremos de la línea, donde se encuentra el equipo conectado, dando el resultado de ondas reflejadas y refractadas en un nodo de transición.

Con el pasar del tiempo y las expansiones de los sistema eléctricos, se han dado muchos cambios, pero el más relevante de todos ellos es el que da origen a este trabajo el cual es el nivel tensión para la transmisión. Con base en varios estudios, se ha determinado que para niveles de tensión mayores de 300 kV las sobretensiones por maniobra prevalecen para la coordinación del aislamiento normalizado por la IEC (Publ. 71-1/1976), ya que las sobretensiones por maniobra están en función del nivel de tensión del sistema, teniendo alto amortiguamiento y corta duración. Es así como se implementa un nuevo análisis para el SEP, el análisis de sobretensiones por maniobra tiene sentido cuando se trata de niveles de tensión por arriba de 300 kV, existiendo hoy en día niveles de tensión arriba de los 765 kV. Países industrializados como Brasil, Venezuela, la y Estados Unidos cuentan con niveles de tensión para la transmisión en 800 kV para LT de 600 km hasta 800 km de longitud.

Una de las sobretensiones por maniobra más simple y grande ocurre cuando se energiza una línea en vacío, provocando factores de sobretensión de alrededor de los 2.0 p.u. para un sistema de extra alta tensión (arriba de los 300 kV). Existen varias maniobras en un SEP, dependiendo de su configuración o los equipos que componen el sistema de transmisión. Por lo que es de suma importancia determinar el nivel de sobretensión máxima que puede darse en cualquiera de las maniobras ya sea cierre, recierre o apertura del interruptor de potencia para poder determinar el nivel de aislamiento para los equipos conectados a la red.

El análisis de estas sobretensiones eléctricas transitorias es muy complejo y complicado si no se utiliza ninguna herramienta informática, tomando en cuenta que hoy

en día un ingeniero en potencia se ve obligado a utilizar este tipo de herramientas para las simulaciones digitales de un SEP. En este trabajo se utiliza el preprocesador ATPDraw, para controlar el proceso del ATP esta herramienta ha llegado a ser una de las más utilizadas para el análisis de transitorio por maniobra y para otros estudios más, en varios países como Brasil, Argentina, India, Japón y Asia, Australia, América del Norte, entre otros. Ya que el modelo de un componente puede ser muy próximo al real y modificarse para el estudio que se desea hacer.

En este trabajo se estudia la línea que interconectará a los países de Guatemala y México, debido al Plan Puebla-Panamá, proyecto que promueve el desarrollo social y económico de la región mesoamericana. Es conveniente encontrar los niveles máximos de sobretensión ya que la LT cuenta con un nivel de tensión de 400 kV y una longitud de 103 km, en la cual involucra un análisis de sobretensiones por maniobra. Se modela esta línea por medio del ATP tomando en cuenta la mayoría de componentes para obtener las máximas sobretensiones por maniobra, mediante la distribución de las sobretensiones y las densidades de probabilidad acumulada, que podrían provocarse al echar andar el proyecto, es decir maniobras de energización en vacío de la línea, energización del banco de reactores, recierre monopolar por falla, entre otros. Además se dan a conocer diferentes técnicas que se utilizan actualmente para disminuir los factores de sobretensión por maniobra, la mayoría aplicadas en la red troncal de 400 kV de México.

OBJETIVOS

➤ **General**

Dar a conocer y proponer un estudio sobre el análisis de sobretensiones, en una red de transmisión mayor a 300 kV, provocada por maniobras mediante el uso del ATP.

➤ **Específicos**

1. Describir los cambios que han surgido a través del tiempo en un SEP y los componentes que se toman en cuenta para el estudio de sobretensiones por maniobra.
2. Obtener los conocimientos para calcular y analizar las causas que provocan sobretensiones eléctricas transitorias.
3. Conocer las maniobras más comunes que presentan sobretensiones severas en la conexión o desconexión de los interruptores de potencia.
4. Conocer mejor las alternativas para la reducción de los transitorios y del factor de sobretensión en un sistema debido a la energización en vacío de líneas de transmisión, cargas inductivas entre otras. Con esto introducir a los ingenieros y estudiantes de ingeniería eléctrica al manejo del ATP.

INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas de potencia son una parte del SEP muy compleja sometidos a cambios continuos en su régimen de operación. El diseño de los componentes se realiza atendiendo no solo a la tensión de operación en condiciones normales sino también a las máximas sobretensiones que pueden aparecer en condiciones transitorias.

Un sistema eléctrico de potencia esta compuesto de diferentes elementos. En el capítulo uno se menciona brevemente la historia de los sistemas eléctricos haciendo reseña en los grandes cambios que estos han ido teniendo y los elementos por los que esta compuesto. Asimismo, se modelan algunos de los elementos que, de alguna forma, se ven involucrados con el análisis de sobretensiones por maniobras.

Las sobretensiones son fenómenos transitorios que se originan ya sea por perturbaciones externa a la red o propia del sistema. Para entender mejor el concepto de un transitorio y la manera en que se propaga la onda de sobretensión, se da a conocer en el capítulo dos el concepto de un transitorio mediante un ejemplo físico, para luego aplicarlo en circuitos eléctricos sencillos de ca y cd. Posteriormente, se describen las ecuaciones de línea para el estado transitorio, se explican los fenómenos de onda incidente y reflejada que son el principio para el estudio de sobretensiones. Todo esto para que el lector pueda comprender como surge este fenómeno.

El presente trabajo gira entorno a tres aspectos de las sobretensiones por maniobra: las causas que lo originan, los valores de tensión que puede llegar a alcanzar y por ultimo las técnicas para reducir su impacto tanto en tiempo como en nivel de tensión.

En el capítulo tres se evalúan las maniobras más comunes que se pueden presentar en un sistema eléctrico, a través del estado del interruptor y los parámetros que conforman la red eléctrica, mediante el uso del ATP.

En el cuarto capítulo se evalúan las técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra más severas identificadas en el capítulo tres, utilizando herramientas informáticas para obtener los valores máximos que pueden alcanzar las sobretensiones por maniobra, involucrando también la falla monofásica, ya que un número de sobretensiones temporales implica de igual manera un número elevado de sobretensiones de maniobras de recierre rápido, siendo esta la contingencia más severa para el apartarrayo. Se toma como estudio la línea que interconecta a México y a Guatemala, teniendo en cuenta que es la primera línea que se tiene en nuestro país con un nivel de tensión de 400 kV, lo cual implica que debe de tenerse el conocimiento sobre este tema y los medios que son utilizados actualmente en sistemas eléctricos de potencia mayores a 300 kV para limitar las sobretensiones, sin dejar de mencionar que Guatemala es el país de eje central para la energía eléctrica en el tratado de Puebla-Panamá.

1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La energía eléctrica es primordial para el desarrollo de un país a nivel mundial, dicha energía debe suministrarse de forma adecuada y oportuna para eso se necesita de un sistema eléctrico de potencia (SEP), día tras día se vuelven más modernos ya que se incrementan y geográficamente se expanden más, además hay muchas interconexiones en sistemas aislados y sistemas regionales, tal es el caso actual de México, Guatemala y la SIEPAC, en donde uno de los objetivos de expandir un SEP es asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y bajar precios. Un sistema eléctrico de potencia actualmente está constituido por los centros de generación, centros de transformación, sistema de transmisión y de distribución como se muestra en la Figura 1, en donde todos estos elementos deben ser operados en forma eficaz cumpliendo los estándares de calidad y preservando el medio ambiente. Un SEP contiene varios elementos dentro de cada uno de sus componentes o subsistemas los cuales cada vez se vuelven más complejos debido a que han ido evolucionando con la incorporación de nuevas tecnologías a su red de componentes.

En la actualidad la energía eléctrica suma un papel muy importante a nivel mundial, ya que hoy en día sin este no podría echarse andar cualquier proyecto industrial ya que requiere del uso y operación de equipos eléctricos. Por lo que esto obliga que un SEP cuente con instalaciones confiables que estén diseñadas bajo técnicas de análisis donde se incorporen todos los fenómenos que se presentan en cualquier estado del sistema.

1.1. Breve historia de los sistemas eléctricos de potencia

El primer sistema eléctrico de potencia completo (comprendiendo un generador, el cable, el fusible y cargas) se construyó por Thomas A. Edison cuando

perfeccionó su alumbrado y la apertura de su histórica Estación de Pearl Street en la ciudad de New York, el 4 de septiembre de 1882, funcionando con un sistema de voltaje cd, marcó el principio de la industria eléctrica. A pesar del uso extendido inicial de los sistemas cd, en el que este tipo de sistemas serían casi completamente reemplazados por los sistemas ca debido a varios inconvenientes de un sistema cd. Para 1886, las limitaciones de sistemas cd estaban poniéndose en claro aumento. Estos podrían entregar potencia sólo a cargas ubicadas a distancia corta de los generadores debido a las grandes caídas de voltaje que ocasionan las pérdidas de transmisión, el cual obligaba a transmitir con altos voltajes en donde estos no eran aceptables para la generación y consumo, por consiguiente se buscaban nuevas alternativas para la transformación en la transmisión.

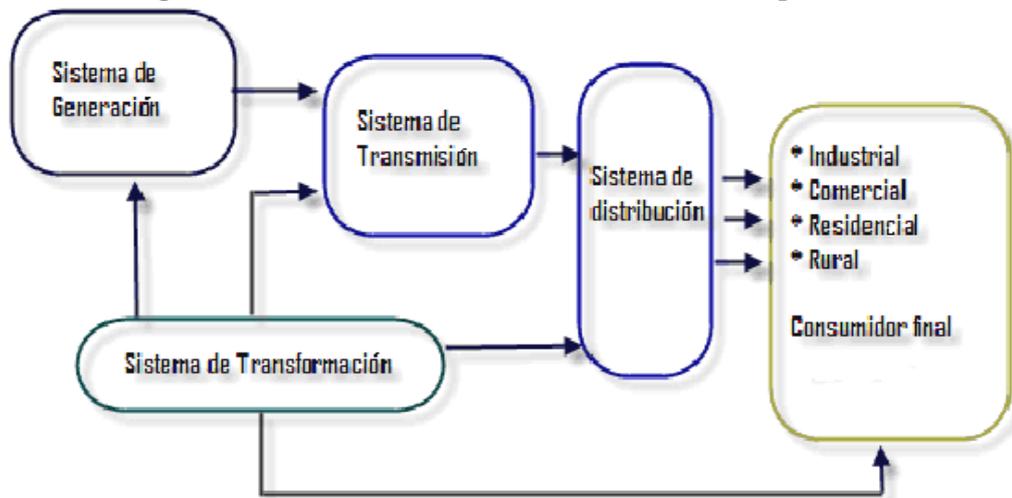
El desarrollo del transformador y transmisión en ca se realizó por William Stanley, en 1886, en donde instaló un sistema de distribución ca en Great Barrington, Massachusetts, para alimentar 150 lámparas, haciendo de una manera atractiva esta nueva forma de transmitir ya que se tenía la capacidad de transmitir energía eléctrica a alta tensión, una corriente más baja y con caídas más bajas en la tensión de línea. En 1889, se creó la primera línea de transmisión en Norte América, Oregon, que se puso en funcionamiento por Willamette Falls y Portland. Era una línea de una sola fase (monofásica) con potencia de transmisión a 4,000 V con una distancia de 21 km.

Con el desarrollo de sistemas polifásicos por Nikola Tesla, en 1888, el sistema ca se convirtió aún más atractivo. Tesla sostuvo varias patentes en los motores de ca, los generadores, transformadores, y sistemas de la transmisión.

La primera línea trifásica se construyó en Alemania en 1891, transmitiendo energía eléctrica a 179 km. a 12kV, en Norte América entró en funcionamiento en 1893 con las características siguientes; un nivel de tensión de 2,300 V, y una línea de transmisión con longitud de 12 km. En un período temprano de transmisión de potencia de ca no se estandarizó la frecuencia por lo que se utilizaron diferentes frecuencias en las que se pueden mencionar algunas que estaban en uso: 25, 50, 60,

125, y 133 Hz. Esto propuso un problema para la interconexión entre sistemas. En el futuro 60 Hz se adoptó como la norma en Norte América y en varios países de Latinoamérica, aunque muchos otros países, la mayoría de Europa, propusieron adoptar el uso de 50 Hz.

Figura 1. Elementos de un sistema eléctrico de potencia



Las ventajas de los sistemas de 50 Hz es que las líneas de transmisión y los transformadores tienen reactancias menores que en los de 60 Hz.

Es así como a través del tiempo los SEP han evolucionado e incorporado nuevas tecnologías en sus componentes y a denotar un incremento continuo a razón de 3% interanual en lo referente al nivel de tensión. Ya que para el año 1965 entra en servicio la línea Manicouagan-Montreal de 735 kV, dando así el inicio de la transmisión en ultra alta tensión, sirviendo esta línea de estímulo para la construcción de sistemas en 800kV en Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Unión Soviética y algunos otros países.

Como se muestra en la Figura 2 la tasa de crecimiento de un sistema eléctrico de potencia, en su caso el país de Guatemala, aumenta respecto a la carga conectada en forma exponencial y además este varía conforme al tiempo, es decir que un sistema eléctrico se expande cada vez más conforme la carga lo demande lo cual

obliga a realizar cambios en la parte de generación y también en la transmisión como se ve en los datos de la Tabla I.

Figura 2. Gráfica de tasa de crecimiento de consumo energético de Guatemala

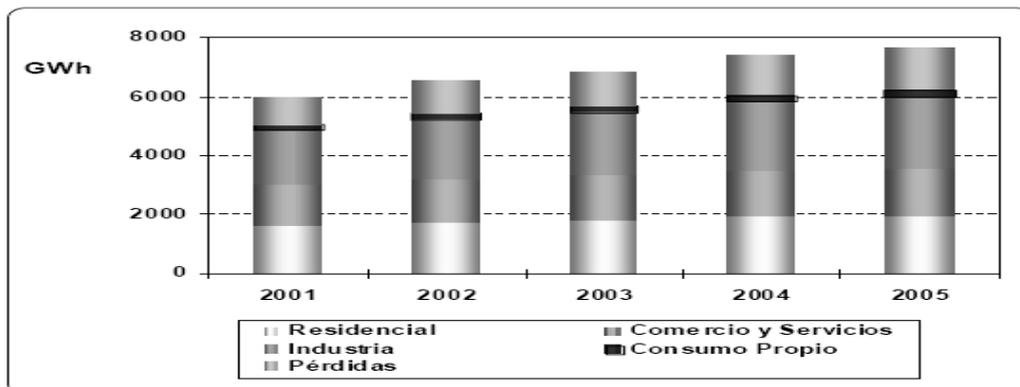


Tabla I. Datos de algunos países en el aumento de generación y transmisión eléctrica

México: capacidad de generación de energía eléctrica*(1900-2005)		Historia de la tensión en la Transmisión trifásica en EEUU.	
Año	Capacidad (MW)	Año de instalación	Voltaje(kV)
1900	20	1893	2.3
1910	110	1897	44
1920	120	1913	150
1930	510	1922	165
1950	1,234	1923	230
1960	3,021	1935	287
1970	7,414	1953	345
1980	16,862	1965	500
2005	38,189	1969	765

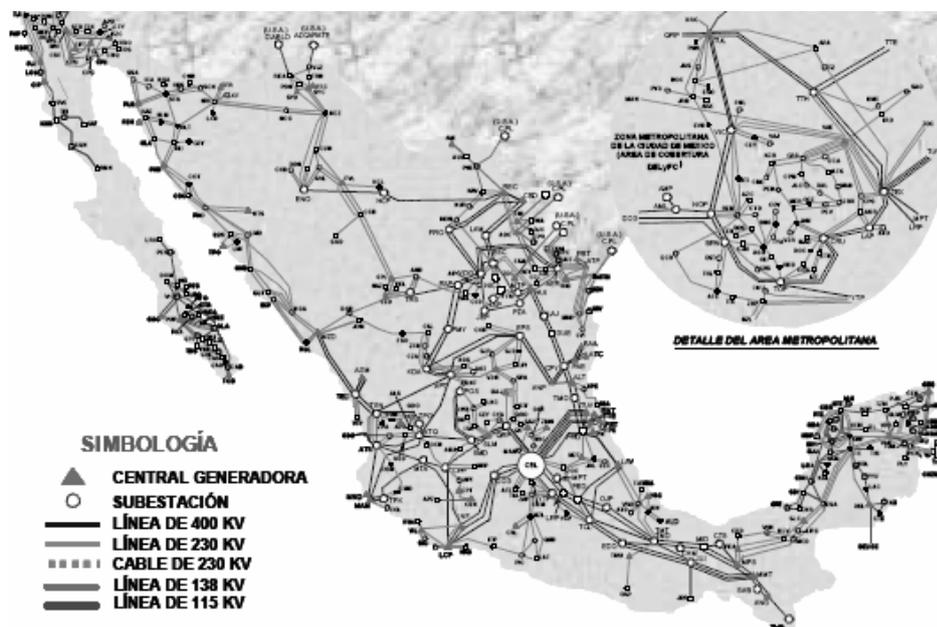
Datos obtenidos según Comisión Federal de México CFE y la *Federal Power Comisión FPC*.

Como podemos observar en los datos de la tabla anterior, para el sistema eléctrico de potencia de México ha aumentado su capacidad de generación con el tiempo y su sistema de transmisión también tal y como se ve en la Figura 3, de manera similar el SEP de Estados Unidos ha variado su nivel de tensión en la transmisión trifásica y que sin duda también ha variado su capacidad de generación. El cambio de generación se realiza por medio del incremento de centros de

generación o en otras palabras con la creación de centrales eléctricas tales como: hidroeléctricas, térmicas, nucleares, eólicas entre otras.

Si se toma en cuenta que, con la situación energética mundial, muchos países latinoamericanos están reestudiando la explotación de sus recursos hidroeléctricos que, como bien se sabe, no necesariamente están cercanos a los centros de consumo. Esta circunstancia obliga a transmitir en varios niveles de tensión ya sea en alta, extra o ultra alta tensión. Tal es el caso de Venezuela existen líneas de 400kV con 600 km de longitud, al igual que líneas de 800 kV con casi 800 km de longitud. La interconexión de los diferentes sistemas venezolanos es posible que se lleve a cabo en este último nivel de tensión, de acuerdo con recientes estudios llevados a cabo al respecto.

Figura 3. Red trocal de sistema eléctrico nacional de México



Los sistemas de transmisión y las redes de distribución de potencia eléctrica son una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia sin dejar a un lado los sistemas de generación. Los sistemas de transmisión interconectan a las centrales eléctricas con las subestaciones para transportar a distintos niveles de voltaje la energía eléctrica y poder así distribuirlas a las cargas de una manera más económica

y eficiente. Los sistemas de transmisión esencialmente constan de los siguientes elementos:

- Estaciones transformadoras elevadoras.
- Líneas de transmisión.
- Subestaciones de maniobra.
- Subestaciones transformadoras reductoras.

Siendo también los sistemas de transmisión los que implementa con más frecuencia nuevos componentes, como SVS, interruptores con nuevas tecnología, teleprotecciones entre otras. Todos estos arreglos y cambios de transformación en el nivel de tensión en la transmisión se realizan para optimizar en todo sentido la transmisión eléctrica, como se explicará en capítulos posteriores.

Las redes eléctricas de potencia son una parte del SEP muy compleja sometidos a cambios continuos en su régimen de operación. El diseño de los componentes se realiza atendiendo no solo a la tensión de operación en condiciones normales sino también a las máximas sobretensiones que pueden aparecer en condiciones transitorias. Debido al tamaño y la complejidad de las redes eléctricas reales, el cálculo preciso de sobretensiones puede ser difícil y laborioso. Por otra parte, en la evaluación de las sobretensiones es importante conocer la influencia que tienen algunos parámetros, ya que el conocimiento de la relación entre un parámetro y la máxima sobretensión será de gran utilidad para limitar esta sobretensión, es por eso que en esta sección se revisan conceptos fundamentales para analizar después los fenómenos donde interviene de manera relevante las sobretensiones.

1.2. Potencia activa y potencia reactiva

A pesar de que la teoría fundamental de energía describe su propagación en términos de la interacción de campos eléctricos y magnéticos, para el análisis de

potencia es de mayor importancia el estudio de la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en términos del voltaje y de la corriente.

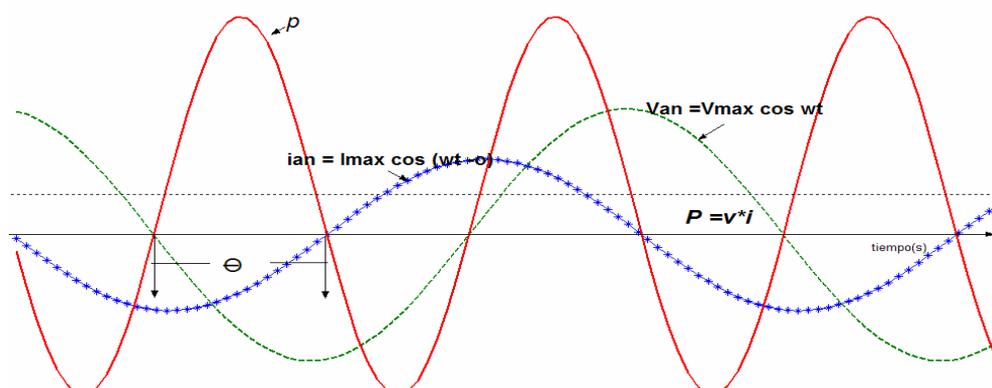
$V_{an} = V_{max} \cos \omega t$ e $i_{an} = I_{max} \cos (\omega t - \theta)$ y la potencia instantánea es:

$$P = V_{an} i_{an} = V_{max} \cos \omega t * I_{max} \cos (\omega t - \theta) \quad (1.1)$$

Si describimos la ecuación (1.1), que se representa en la figura 4 y 5, se observa que es posible que la potencia instantánea tome valores negativos durante ciertos periodos de tiempo, indicando con esto que la energía fluye en esos momentos de la carga al generador.

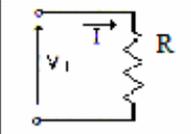
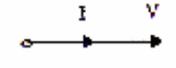
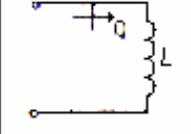
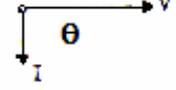
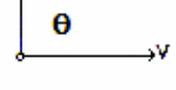
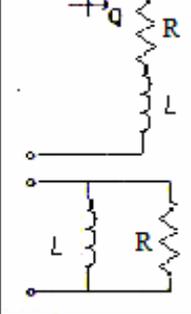
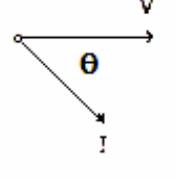
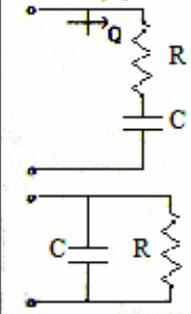
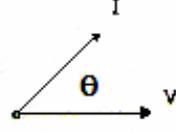
Se dice que el ángulo θ es positivo cuando la corriente atrasa al voltaje, esto ocurre cuando la carga total conectada a la fuente (generador) es inductiva, este dicho viene de la analogía de que en una inductancia existe eslabonamiento de flujo entre la corriente por lo que da paso a un retraso en la misma, y un ángulo θ negativo ocurre cuando la corriente adelante al voltaje, cuando la carga total conectada a la fuentes es capacitiva. En la tabla II se resumen la relación fasorial, el ángulo de fase, la potencia activa y reactiva de diferentes tipos de cargas. Se debe de notar la convención empleada en cuanto a las cargas inductivas y capacitivas, en la que una carga inductiva toma potencia reactiva positiva mientras que una carga capacitiva recibe potencia reactiva negativa.

Figura 4. Potencia instantánea (P) en función de (v) e (i)



De esta manera la potencia instantánea se descompone en dos términos; la primera parte oscila alrededor del valor promedio $|V| |I| \cos \theta$ con la particularidad que nunca será negativa a la cual se le denomina potencia activa (P) con unidades [watts], mientras que la segunda parte tiene un valor promedio de cero y por lo que no realiza trabajo a la cual se le denomina potencia reactiva o no activa (Q) se le asignan las unidades [Vars], como se puede ver en la Figura 5.

Tabla II. Características para diferentes tipos de carga

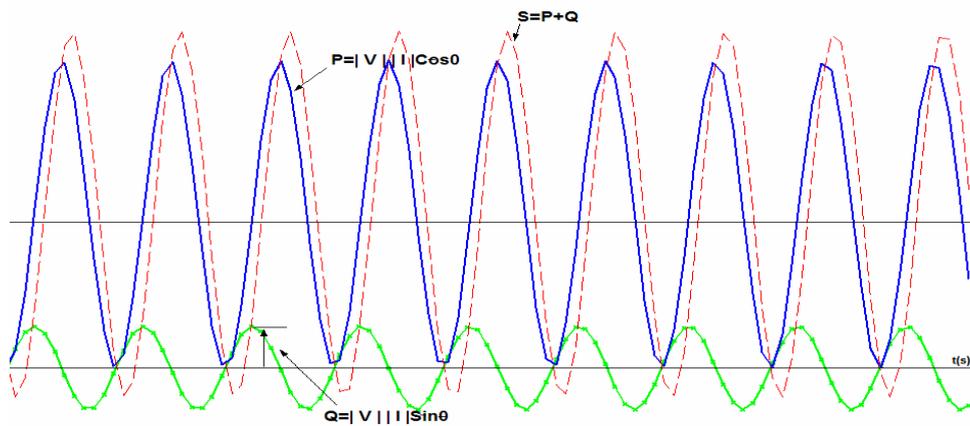
TIPO DE CARGA	RELACION FASORIAL	ANGULO DE FASE	POTENCIA CONSUMIDA POR LA CARGA
		$\theta = 0^\circ$	$P > 0 \quad Q = 0$
		$\theta = +90^\circ$	$P = 0 \quad Q > 0$
		$\theta = -90^\circ$	$P = 0 \quad Q < 0$
		$0^\circ < \theta < +90^\circ$	$P > 0 \quad Q > 0$
		$-90^\circ < \theta < 0^\circ$	$P > 0 \quad Q < 0$

Es conveniente definir aquí las siguientes cantidades:

$$P = |V| |I| \cos \theta \quad \text{Potencia real o activa}$$

$$Q = |V| |I| \sin \theta \quad \text{Potencia reactiva o no activa}$$

Figura 5. Potencia activa, reactiva y potencia instantánea



Donde se puede ver que P representa la potencia útil, o sea aquella que es capaz de realizar un trabajo, se puede disipar en forma de calor, se debe también observar que depende del factor de potencia de la carga ($\cos \theta$). Con la componente Q se observa que tienen un valor promedio igual a cero y que por lo tanto no es capaz de realizar trabajo útil, se transforma en forma de campos eléctricos y magnéticos, pero que se desplaza continuamente de la fuente (generador) a carga y viceversa.

1.3. Modelado y tipos de elementos de un SEP

Para entender mejor la forma en que interactúan los diversos elementos de un SEP es necesario analizar el funcionamiento de cada uno de ellos en forma independiente, haciendo saber al lector que solo se mencionan algunos de varios componentes en su caso los más importantes para el análisis de transitorios. Cada elemento del sistema presenta un comportamiento característico que lo distingue de los demás. A través de modelos matemáticos es posible evaluar la respuesta de cada

componente y realizar un análisis sistemático de diferentes condiciones de operación en un sistema de potencia.

Los elementos de un sistema eléctrico pueden representarse a través de impedancias lineales o impedancias no lineales. El primer caso, corresponde a aquellos elementos en los que existe una relación proporcional entre la tensión y la corriente para las mismas componentes frecuenciales; mientras que, en el segundo, los elementos no presentan esta relación proporcional en todo su espectro. Entre los elementos que pueden representarse a través de impedancias lineales, se encuentran las líneas, los transformadores, las máquinas eléctricas y algunas cargas. Entre los elementos con impedancias no lineales se destacan los dispositivos de estado sólido y su técnica de modelamiento es conocida como *modelamiento por inyección de corriente* de la cual se trata de no abarcar el tema pero si de destacarlo.

Por tanto, para analizar y modelar un sistema eléctrico de potencia en la situación actual es imprescindible generalizar las definiciones y relaciones entre las magnitudes eléctricas considerando que las señales, tanto tensiones como corrientes, pueden ser no sinusoidales, debido al gran crecimiento de componentes electrónicos que generan armónicos y en el caso de sistemas polifásicos presentar cierto desequilibrio. La generalización de la teoría, en el sentido expresado, para el caso de sistemas monofásicos y polifásicos no sinusoidales y desequilibrados debe de permanecer válida para el caso particular de red equilibrada y con señales sinusoidales tanto monofásica como polifásica.

Las características de aquello que estemos modelando que sean relevantes deben ser incluidas y aquellos parámetros que no sean relevantes pueden ser ignorados. Nos referimos a la modelación en todo este trabajo, al proceso de análisis y síntesis desarrollada para llegar a una descripción matemática adecuada que está en armonía con los parámetros y características relevantes con las sobretensiones, para la facilidad de la simulación es importante considerar que los parámetros deben ser, al mismo tiempo, fáciles de obtener en la realidad.

Para el estudio de las sobretensiones transitorias, usando técnicas de simulación, se trata en principio de hacer una representación de las componentes del sistema: Líneas de transmisión, transformadores de potencia, reactores en derivación, banco de capacitores e interruptores o bien los dispositivos de protección que son los apartarayos. El problema de la representación o modelo de estos componentes se dividen en dos puntos: para elementos de red (líneas, transformadores) y para dispositivos de control y protección (interruptores, apartarayos).

Para los elementos de red, ya sea por métodos digitales o con el paquete ATP, que se explica en la sección 1.5, se pueden usar dos versiones para el modelo:

*Con parámetros concentrados.

*Con parámetros distribuidos.

En el caso de los elementos de control y protección, la simulación puede incorporara una diferencia básica.

*Con parámetros lineales.

*Con parámetros no lineales.

Los estudios con parámetros concentrados generalmente corresponden a aquellos en los que no es importante la imprecisión que se introduce al no considerar los parámetros distribuidos, algunos de estos estudios con parámetros concentrados son:

- Cortocircuito simétrico o asimétrico.
- Flujo de carga.
- Estabilidad (transitoria y dinámica).
- Armónicos en SEP.

Que pueden ser representados de forma monofásica o trifásica.

1.3.1. Condiciones iniciales en los elementos

Las redes conectadas incluyen componentes que pueden ser aproximados por condiciones energizadas o no energizadas. La estructura del tiempo en la red y en cada elemento es distinta. Los simuladores digitales de las computadoras pueden ser usadas para calcular transitorios de voltaje y corrientes en las conexiones de los elementos en las redes o de las mismas redes con otras. Los principales elementos en un circuito eléctrico que son la base del funcionamiento de un sistema eléctrico son:

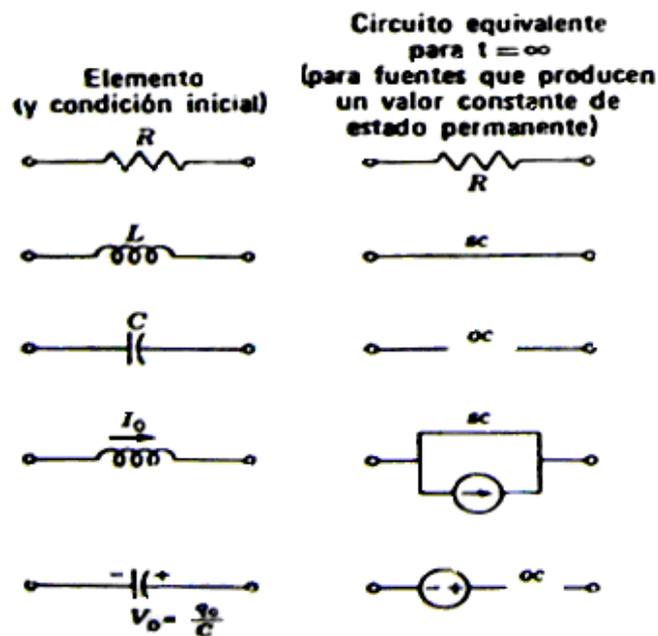
- a) **El resistor:** En el resistor o resistencia ideal la corriente y el voltaje están relacionadas de acuerdo con la ley de Ohm $I=V/R$, que nos dice que todo efecto es igual a la relación entre la causa que lo genera sobre la oposición que se presenta. Si a una red resistiva se le aplica un voltaje de forma escalón o senoidal de entrada, la corriente tendrá la misma forma de onda modificada por el factor de escala ($1/R$). La corriente que pasa por un resistor cambiará en forma instantánea si el voltaje cambia instantáneamente. El voltaje cambiará de un modo instantáneo si la corriente cambia instantáneamente.

- b) **El inductor:** Se sabe que la corriente no puede cambiar instantáneamente en un sistema con inductancia constante. Por tanto el cierre de un interruptor para conectar un inductor a una fuente de energía no hará que fluya corriente en el instante inicial, y el inductor actuará como un circuito abierto, independientemente del voltaje en las terminales. Si fluye una corriente con un valor **I_0** en el inductor en el instante que se produce la conmutación, esa corriente seguirá fluyendo. Durante el instante inicial se puede considerar que el inductor es una fuente de corriente de **I_0** Amp.

- c) **El capacitor:** El voltaje no puede variar instantáneamente en un sistema de capacitancia fija. Si se conecta un capacitor descargado a una fuente de energía, fluirá a una corriente de manera instantánea y el capacitor se podrá considerar como equivalente a un corto circuito. Esto se infiere debido a

que el voltaje y la carga son proporcionales en un sistema capacitivo, $V = q/C$, (q es la carga de electrones y C la capacitancia) de tal manera que carga cero corresponde a un voltaje cero (corto circuito) y al conectar el capacitor con carga inicial este tenderá a comportarse como una fuente de voltaje con valor $V_0 = q_0/C$. Estas conclusiones se resumen en la siguiente figura.

Figura 6. Parámetros del sistema de acuerdo con la condición inicial del elemento



Cuando se construye un juego de ecuaciones transformadas para describir un circuito particular, las condiciones iniciales que relacionan la corriente y el voltaje son requeridas y equivalente a la ley de la conservación de la energía, el flujo de los nodos en un circuito inductivo antes de ser conectado debe ser igual al flujo en los nodos después de conectarse, esto se escribe formalmente como:

$$L - i - = L + i +$$

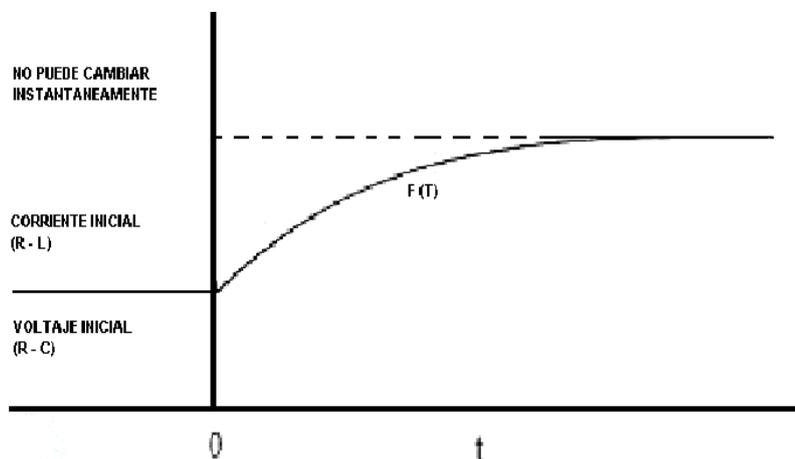
En donde $L - i -$ se refiere a la inductancia y a la corriente antes de cambiar de posición el interruptor y el signo más denota corriente e inductancia justo después

de que el interruptor ha sido cambiado de posición, las condiciones correspondientes para un circuito capacitivo, requiere de la conservación de la carga como se muestra en la ecuación.

$$C^- V^- = C^+ V^+$$

C y v son la capacitancia y el voltaje, respectivamente, sin embargo pueden existir situaciones en donde la capacitancia o la inductancia cambian durante la operación de cambio de posición del interruptor, la mayoría de las aplicaciones serán basadas en la suposición de que L^- es idéntica a L^+ y C^- es idéntica a C^+ . La respuesta es que en casi todos los casos, la corriente que atraviesa una inductancia, y el voltaje a través de un capacitor no puede cambiar instantáneamente en el instante en que el interruptor esta cambiado de posición. Esto se muestra en el siguiente capítulo.

Fig 7. Condiciones iniciales requeridas para la unión de continuidad de carga y flujo cuando $t=0$



Las constantes L , C y R del circuito son importantes para el diseño de un interruptor. Ya que los transitorios son provocados por la energía que se almacena (electromagnética) en la capacitancia y inductancia equivalente de la red. En la práctica se ha observado que un interruptor que funciona satisfactoriamente para un sistema, puede no hacerlo en otro, esto se discute en capítulos posteriores.

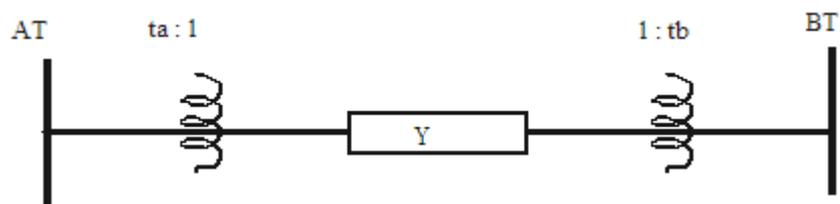
1.3.2. Transformador de potencia

Un transformador es un dispositivo que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético entre circuitos a la misma frecuencia pero usualmente a diferentes niveles de voltaje y corriente. Consta de dos o más bobinados de alambre conductor enrollado alrededor de un núcleo ferromagnético común.

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna denominado como devanado primario y el segundo (y quizás el tercero) suministra energía eléctrica a las cargas al cual se le llama devanado secundario o devanado de salida. Si hay un tercer devanado a este se le denominará devanado terciario.

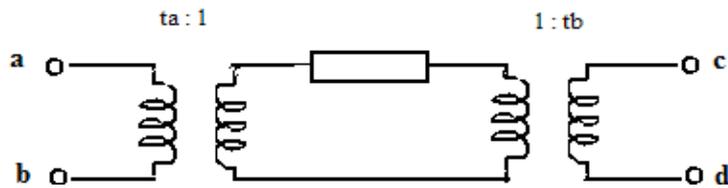
La función de un transformador de potencia es suministrar la energía en el momento, lugar y condiciones deseadas, función que realiza muy bien año tras año requiriendo muy poca atención y con un rendimiento frecuentemente superior al 99.5%, si se aplica un mantenimiento adecuado. En la figura 8 se muestra el diagrama unifilar (representación de los elementos de un sistema eléctrico en una sola línea) de un transformador monofásico en el que es posible realizar cambios de tap en cualquiera de sus dos devanados.

Figura 8. Trafo monofásico con taps en ambos devanados



Utilizando el principio de superposición es posible derivar un modelo general de este transformador. Para esto es útil representarlo de la siguiente manera.

Figura 9. Representación de un trafo monofásico

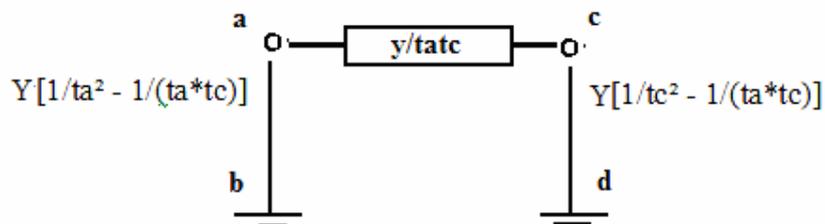


Al considerar que las terminales **b** y **d** del trafo monofásico están aterrizadas, para simplificar la matriz de admitancias y obtener la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} Y/(ta * ta) & -Y/ta * tc \\ -Y/ta * tc & Y/(tc * tc) \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

El circuito equivalente para un trafo con taps en ambos devanados quedaría de la siguiente forma:

Figura 10. Circuito equivalente del trafo monofásico con taps



1.3.3. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión se utilizan para transmitir energía electromagnética y señales de un punto a otros. Las líneas de transmisión de energía electromagnética son parte del sistema de transmisión cuyo fin principal es el transporte de energía con eficiencia entre una fuente y un consumidor o un centro de transformación, por ejemplo entre una generadora hidroeléctrica y la subestación a cientos de kilómetros de distancia respectivamente.

Una línea de transmisión de energía eléctrica tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia,

en algunas ocasiones se les denominan constantes kilométricas las cuales son: *resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia*, en donde cada parámetro se presenta en diferentes modelos de una línea de transmisión (LT) en función de su longitud, tensión y frecuencia. La energía electromagnética puede ingresar a una línea de transmisión en forma de excitación *concentrada o distribuida*.

Las líneas de transmisión se pueden representar usando modelos diferentes como: sección en Π con parámetros concentrados, sección en T con parámetros concentrados o parámetros distribuidos. Los modelos de parámetros distribuidos, son los más precisos para la simulación transitoria de las líneas de transmisión, y se dispone de varios en función del estudio a realizar. Para la línea de la red eléctrica utilizada en esta investigación, las simulaciones se realizaron utilizando *el modelo de Bergeron*, que más adelante se discutirá este tema.

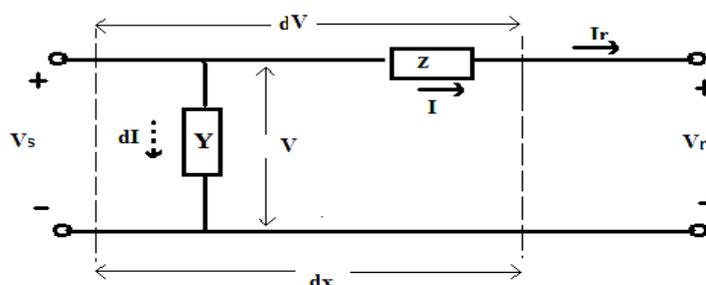
El circuito de la figura 11 representa una línea de dos conductores con parámetros distribuidos (x, y);

z - Impedancia por unidad de longitud.

y - Impedancia por unidad de longitud.

Los que se calculan tomando en cuenta las características propias de los materiales de la línea, su configuración, transposiciones, etc.

Figura 11. Línea de transmisión con parámetros distribuidos



Del análisis de un elemento diferencial de la línea se obtienen ecuaciones diferenciales ordinarias, cuya solución muestra el comportamiento del voltaje y corriente en función de la longitud (x) de la línea:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Cosh}(\gamma x) & Z_c \text{Senh}(\gamma x) \\ (1/Z_c) \text{Senh}(\gamma x) & \text{Cosh}(\gamma x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Donde $\gamma = \sqrt{ZY} = \alpha + j\beta$ se conoce como la constante de propagación, con componentes α [nepers/mi] (constante atenuación) y β [rad/mi] (constante de fase).

El parámetro $Z_c = \sqrt{z/y}$ [ohms] se conoce como impedancia característica de la línea. Para analizar el comportamiento de la línea en sus extremos se sustituye en la ecuación (1.2) $x = d$, siendo “d” la longitud total de la línea;

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Cosh}(\gamma d) & Z_c \text{Senh}(\gamma d) \\ (1/Z_c) \text{Senh}(\gamma d) & \text{Cosh}(\gamma d) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

Se definen las constantes generalizadas A, B, C, D como sigue

$$\begin{aligned} A &= \text{Cosh}(\gamma d) & B &= Z_c \text{Senh}(\gamma d) \\ C &= (1/Z_c) \text{Senh}(\gamma d) & D &= \text{Cosh}(\gamma d) \end{aligned}$$

Entonces:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (1.5)$$

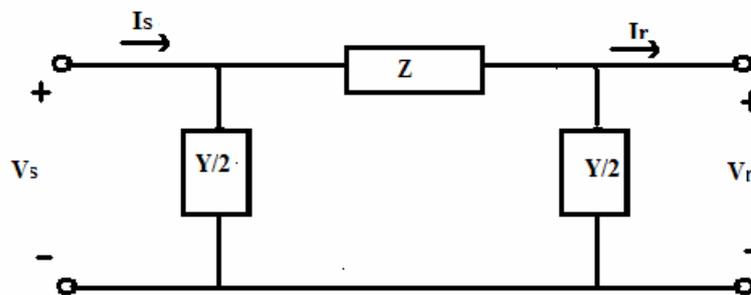
Esta última ecuación resulta adecuada para analizar el comportamiento del voltaje y la corriente de la línea de transmisión en sus extremos. En estudio donde intervienen diversos elementos del sistema es conveniente utilizar un circuito equivalente en el que sus parámetros distribuidos se concentren en forma puntual. Si se representa la línea de transmisión por un circuito “pi” equivalente, como se ilustra

en la figura 12 los parámetros concentrados (Z , $Y/2$) se calculan en la forma siguiente:

$$Z = Z_c * \text{Senh}(\gamma d) \quad (1.6)$$

$$Y/2 = (1/Z_c) * \tanh(\gamma d / 2) \quad (1.7)$$

Figura 12. Modelo “pi” (π) de una línea de transmisión



La mayoría de los estudios de transitorios electromagnéticos requiere de cierto grado de precisión por lo que el uso de elementos con parámetros concentrados solo es de referencia, para obtener información más confiable se recurre a modelos digitales como ATP ya que se utilizan parámetros distribuidos y los elementos pueden ser lineales o no lineales según los requiera en el modelo, ofreciendo también alternativas como si la línea es transpuesta o sin transposiciones.

1.3.4. Componentes en operación y regulación de una LT

La capacidad máxima de una línea de transmisión o llamada cargabilidad se expresa en términos de SIL (*surge impedance loading* o potencia natural), con la finalidad de normalizar para cualquier nivel de tensión. Las evaluaciones de carga se pueden abordar tanto desde el punto de vista de planificación como de operación. En el caso de planificación, la curva de Clair y la publicada por Dunlop, permiten determinar una primera aproximación para los niveles de tensión de líneas futuras que interconectarán sistemas eléctricos aislados o reforzarán redes existentes.

Aparte de la regulación de la tensión, la línea tiene tres límites principales con respecto a la cargabilidad de la línea son:

- Límite térmico; esta dado por la temperatura máxima de un conductor, ya que este afecta a la flecha entre torres y a la pérdida de resistencia a la tensión, ya que esta temperatura puede ser demasiado elevada y el conductor perder su capacidad elástica, de tal forma que cuando se enfríe no pueda contraerse a su longitud original.. Existen tablas en donde se dan capacidades aproximadas para conductores de cobre y ACSR.
- Límite por caída de tensión.
- Límite de estabilidad de estado estacionario; Si obtenemos la ecuación para la potencia real entregada.

Para verificar analíticamente la curva de cargabilidad de una línea uniendo dos sistemas aislados se utiliza el circuito equivalente de Thevenin para los sistemas de envío y recepción. El circuito π -equivalente de la línea se obtiene multiplicando los parámetros del π -nominal por las siguientes expresiones:

$$F1 = \text{Senh}(\gamma d) / \gamma d \quad (1.8)$$

$$F2 = \tanh(\gamma d / 2) / (0.5 \gamma d) \quad (1.9)$$

Para fácil referencia, en la tabla III se resumen algunos de los sistemas típicos para líneas desde 34.5 hasta 500kV.

Tabla III. Algunos datos típicos para líneas de transmisión

PARÁMETRO Tensión (KV)	R	X	Y/2	MVAR/100km	Zc(Ω)	SIL(MW)
34.5	4.67	4.6	0.002	0.4	395	3
69.0	0.65480	1.119	0.008	1.6	390	12
115.0	0.10020	0.26507	0.00222	4.4	381	35
138.0	0.0634	0.25750	0.03166	6.3	384	50
161.0	0.05304	0.20410	0.04188	8.38	413	63
230.0	0.01373	0.02460	0.08807	17.6	386	137
400.0	0.00187	0.02387	0.33730	67.5	303	528
500.0	0.00116	0.01335	0.62218	125	259	965

Los datos para 400 kV corresponden a una LT con 2 conductores por fase y 4 para 500 KV

La cargabilidad de la LT puede resultar determinada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por caída del voltaje que ocurre entre los extremos de envío y recepción, o por la separación angular máxima alta entre las fuentes de voltaje de los equivalentes. El concepto de cargabilidad juega un papel importante en los estudios de seguridad y planteamiento operativos.

Con el desarrollo de los SEP y debido al empleo de niveles de tensión más elevados, fue necesario, para balancear la potencia reactiva, agregar reactores en derivación en las LT e instalar condensadores síncronos, mientras que para la potencia activa debe transmitirse desde los generadores a las cargas, la potencia reactiva, como una cosa de principios, no debería de circular a través de largas distancias, ya que ello implica mayores caídas de voltaje, con lo cual se complica el control del mismo; mayores costos y utilización innecesaria de la capacidad térmica de los equipos, principalmente de los transformadores y conductores. Para evitar la circulación de potencia reactiva y controlar mejor el voltaje se utilizan equipos de compensación reactiva.

Como es conocido, los elementos de transmisión que consumen o generan reactivos son los transformadores, las líneas de transmisión, los cables subterráneos y los dispositivos de compensación. En el caso de las líneas de transmisión generan y consumen potencia reactiva a la misma vez. Los reactivos generados por la capacitancia de las líneas son prácticamente independientes de la carga transmitida; la potencia reactiva consumida por la inductancia de la línea varía con la carga transferida.

1.3.4.1. Equipos de compensación

La compensación de reactivos se requiere para:

- a) Controlar el flujo de potencia reactiva.
- b) Controlar el voltaje, y
- c) Mejorar la estabilidad del SEP.

Los elementos de compensación se pueden agrupar entre componentes pasivos y dinámicos. En la tabla IV se describen los diferentes componentes utilizados para la compensación reactiva. En donde los tres primeros son compensadores pasivos ya que consisten en susceptancias fijas, mientras que los otros se destacan como componentes dinámicos debido a que se pueden ajustar de manera continua ya que se utilizan cuando se requiere corrección rápida de reactivos.

Tabla IV. Diferentes formas de compensación y sus funciones

	COMPONENTE:	FUNCIONES
PASIVOS	Capacitores en derivacion	*Control de voltaje en regimen permanente *Control de flujo de potencia reactiva
	reactores en derivacion	*Control del voltaje en estado estable *Control del flujo de potencia reactiva *Reduccion de sobrevoltajes transitorios por maniobra
	Capacitores en serie	*Transferencia y estabilizacion de potencia *Control del flujo de potencia reactiva
DINAMICOS	Condensadores sincronos	*Control de voltaje en regimen permanente y dinamico *Control de flujo de potencia reactiva *Transferencia y estabilizacion de potencia
	Sistema estaticos de VAR	*Control de voltaje en estado estable y dinamico *Control de flujo de potencia reactiva *Transferencia y estabilizacion de potencia

1.3.5. Reactores en derivación

Los reactores en derivación son el medio más económico y atractivo para compensar los excedentes de reactivos de LT cuando estas se encuentran en bajo carga. Para capacidades grandes por lo general son sumergidos en aceite. Se pueden conectar directamente en las LT en barras de subestaciones o en terciarios de transformadores de sistema.

La razón fundamental de utilizar reactores es controlar los voltajes de régimen permanente (de frecuencia fundamental); no representan el medio idóneo para controlar sobretensiones transitorias. El dimensionamiento de estos dispositivos se define con base en estudios de flujo del sistema para distintas condiciones de operación.

La conexión de los reactores puede ser permanente (mediante cuchillas) o desconectables (mediante interruptores). En caso de ser permanente se tiene el inconveniente de que en cargas altas los reactores degradan la cargabilidad de las líneas de transmisión. Como criterio general se puede establecer que los reactores de las LT de sistemas débiles deben ser dotados con medios de conexión/desconexión, a menos que exista el riesgo de autoexcitación durante contingencias severas que impliquen rechazo de carga.

En la siguiente figura se da a conocer un arreglo de línea larga que requerirán reactores en derivación; muy probablemente algunos tendrían que estar conectados de manera permanente para controlar las sobretensiones en el caso de un rechazo de carga o de que la línea quede abierta en un extremo.

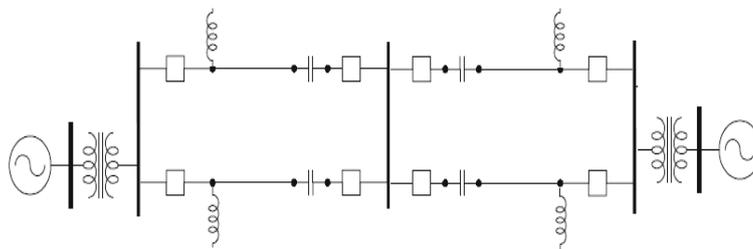
En líneas más cortas el problema de sobretensiones es menos severo y los reactores puede conectar/desconectar frecuentemente para ayudar en la administración horaria de los reactivos según varia la demanda del sistema.

Las ecuaciones que relacionan los voltajes de envío y recepción de una LT son:

$$V_e = \cosh(\gamma d) * V_r + Z_c \sinh(\gamma d) * I_r \quad (1.10)$$

$$I_e = 1 / Z_c \sinh(\gamma d) * V_r + \cosh(\gamma d) * I_r \quad (1.11)$$

Figura 13. Sistema con reactores en derivación



Para el caso de una línea sin pérdidas pues las expresiones (1.10) y (1.11) cambian respectivamente en las siguientes expresiones, dado que $\gamma = \alpha + j\beta$ donde para una línea sin pérdidas $\alpha=0$.

$$V_e = \cosh(\beta d) * V_r + jZ_c \sinh(\beta d) * I_r \quad (1.12)$$

$$I_e = 1/Z_c \sinh(\beta d) * V_r + \cosh(\beta d) * I_r \quad (1.13)$$

1.4. Interruptores de potencia

Los elementos importantes a representar en los estudios de transitorios electromagnéticos en forma trifásica son los interruptores, cuyo modelo es distinto en general a los modelos de los otros componentes del sistema ya que representan dos aspectos en un estudio:

- Es la fuente del transitorio y por lo mismo tiene una inductancia equivalente de Thevenin detrás del mismo en el punto de instalación.
- En el elemento de desconexión o de cierre de la LT, el trafo o componentes del sistema deben considerar los siguientes factores:
 - Aleatoriedad en los polos para el corte o cierre.
 - Energía inductiva o capacitiva a considerar en la maniobra o para efectos de las tensiones transitorias internas.
 - Efecto de componentes de la red en el interruptor.

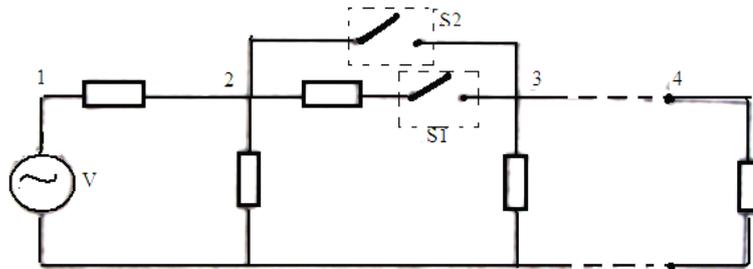
Es por ello que este tema de interruptores se vuelve a retomar en capítulos posteriores y estudiarlo de forma aparte de los otros dispositivos. En cuanto a la representación de interruptores para trabajar con elementos de parámetros distribuidos, se pueden seleccionar diferentes representaciones dependiendo del objetivo del estudio, por ejemplo:

- Interruptores con control de tiempo.
- Interruptores con manejo de cantidades en forma estadística.
- Interruptores controlados por tensión.

La manera de incluir los interruptores es incluyendo la forma y almacenar la matriz de admitancia nodal, con todos los interruptores abiertos. Además se debe de

tomar el cierre del interruptor sumando las dos ecuaciones correspondientes a los nodos que se conectan, considere el siguiente circuito:

Figura 14. Red de 4 nodos para obtener la matriz nodal



La matriz nodal original para esta red se describe como:

$$\begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} \begin{bmatrix} a_{11} \\ a_{21} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & 0 \\ a_{21} & a_{22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ v_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix}$$

Y para el cierre del interruptor S1, la matriz resultante queda de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} a_{11} \\ a_{21} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & 0 \\ a_{21} & a_{22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 = v_3 \\ v_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 = I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

1.5. Elementos no lineales

Como se mencionó anteriormente existen elementos no lineales como los apartarrayos, interruptores de potencia, transformadores y reactores con núcleo saturable que se deben de modelar, esto se logra linealizando por partes estos elementos.

Si el interruptor S1, que aparece en la siguiente figura, permanece abierto siempre que $\lambda p < \lambda_{sat}$ y cierra cuando la inductancia opera en la región saturada.

El flujo λ_p es independiente de la posición del S1 y se calcula como:

$$\lambda_p = \lambda_p(t + \Delta t) + \int_{t+\Delta t}^t (V_{k(t)} - V_{m(t)}) dt$$

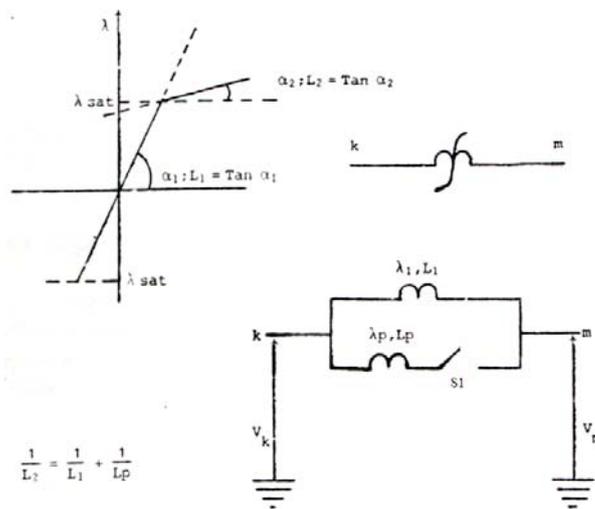
Este es el modelo se aplica también para los apartarrayos de oxido de Zinc, aunque el modelo matemático que utiliza el ATP es el propuesto por Dommel [2] y es el siguiente:

$$i_k = \left[\frac{V_k}{C} \right]^\alpha \quad (1.15)$$

Donde i = corriente a través del apartarrayos.

α y C constantes que se dan por catálogos de fabricante

Figura 15. Linealización de elementos no lineales



Adaptado de: Ignacio G. Juarez. Evaluación de métodos para sobretensiones por maniobra. p 63.

1.6. Tipo de Subestaciones

“Dependiendo del nivel de voltaje, potencia que manejan, objetivo y tipos de servicio que presentan, las subestaciones se pueden clasificar como”, ver ref. [1]:

- Subestaciones elevadoras.
- Subestaciones reductoras.
- Subestaciones en anillo.
- Subestaciones radiales.
- Subestaciones de maniobra o switcheo.

1.6.1. Subestaciones elevadoras

Este tipo de subestaciones se usa normalmente en las centrales eléctricas cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltaje de transmisión.

1.6.2. Subestaciones reductoras

En este tipo de subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión se reducen ya sea para un nivel de tensión de o distribución. Estas se encuentran instaladas en las redes de transmisión subtransmisión o distribución.

1.6.3. Subestaciones en anillo

Estas subestaciones se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras.

1.6.4. Subestaciones radiales

Este tipo de subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras.

1.6.5. Subestación de maniobra o switcheo

En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se

requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión.

Además existen tres tipos de tecnología hoy en día de las subestaciones eléctricas las cuales son:

- Subestación Aislada en Aire
- Subestación tipo intemperie
- Subestación tipo interior

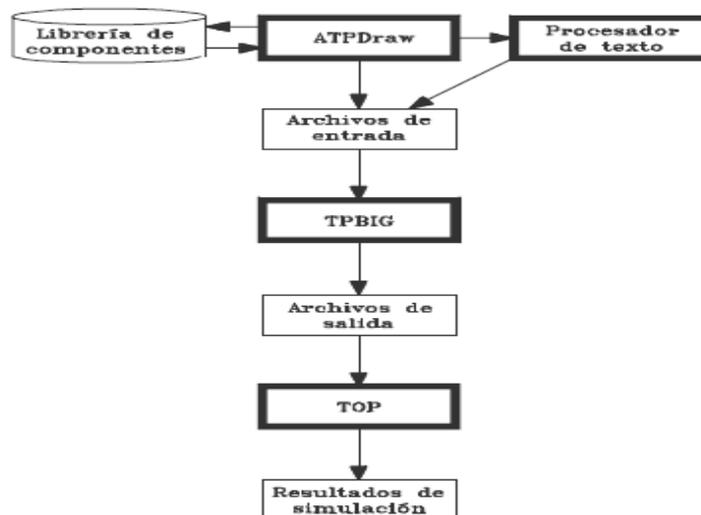
Para lograr que el ingeniero de potencia pueda efectuar un análisis completo de un sistema eléctrico de potencia real, se hace necesario que se incluya, dentro de su plan curricular, el manejo de herramientas de simulación que le permitan realizar tareas comunes del análisis de sistemas de potencia, como son los flujos de carga, el análisis de corto circuito, los estudios de estabilidad, estudio de sobretensiones, entre otros y que a su vez le permitan realizar un estudio sobre los distintos elementos de un sistema de potencia. Los sistemas inicialmente empleados para la aplicación de dichas herramientas deben ser simples, buscando en un principio la familiarización del futuro ingeniero con los programas de simulación.

1.7. Paquete de simulación ATP

El ATP (*Alternative Transients Program*) “es una potente herramienta de simulación actualmente muy empleada en un elevado número de aplicaciones, y cuyas prestaciones pueden ser útiles para diseñar varios tipos de paquetes de simulación a medida”, ver ref. [3]. “Además es un paquete informático formado básicamente por tres herramientas”, ver ref. [2]. El preprocesador gráfico ATPDraw, el procesador TPBIG, y un postprocesador gráfico (PLOT XY, TPLOT, PCPLOT, GTPLOT, TOP). La secuencia de tareas que se realizan en un estudio de simulación normal con los programas que integran el paquete ATP se presenta en la figura 16.

En realidad la interacción entre programas y archivos es mucho más compleja ya que existen varios tipos de archivos que no se muestran en la figura y que pueden formar parte de una simulación. La mayoría de usuarios de este paquete utiliza el preprocesador ATPDraw como el entorno desde el cual se puede controlar la ejecución de las restantes herramientas que forman el paquete. Las prestaciones de ATPDraw permiten ampliar fácilmente el número de programas o herramientas que forman el paquete y, por tanto, aumentar las prestaciones, la potencia de cálculo y de simulación del paquete.

Figura 16. Tareas principales del ATP



1.7.1. Aplicaciones del ATP

Alguna de las opciones recientemente implementadas en el ATP permite que los usuarios puedan realizar nuevos tipos de estudios con lo que se amplía de forma significativa el campo de aplicaciones del programa. Los Tipos de estudios eléctricos en los que puede utilizarse severamente son:

- a) Análisis estadístico.
- b) Análisis frecuencial.
- c) Análisis de sensibilidad.
- d) Análisis transitorio.

El ATP es un programa desarrollado originalmente para la simulación de fenómenos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, este programa también puede calcular la solución en régimen permanente senoidal de una red lineal, analizar la propagación de armónicos ('HARMONIC FREQUENCY SCAN') u obtener la impedancia del sistema en función de la frecuencia ('FREQUENCY SCAN').

a) Análisis estadístico

Un análisis de Monte Carlo es un procedimiento numérico generalmente aplicado en problemas que involucran variables de naturaleza aleatoria. El cálculo de la densidad de probabilidad que pueden tener ciertas tensiones de maniobra es un problema bien conocido en el que se puede aplicar fácilmente el ATP. Sin embargo, existen otros estudios en los que un análisis estadístico es necesario, por ejemplo en el estudio del comportamiento de líneas aéreas y estaciones receptoras frente al rayo. Como en el caso del análisis de sensibilidad, la opción PCVP combinada con otras prestaciones del ATP, por ejemplo el lenguaje MODELS, puede ser empleada para realizar cualquier tipo de análisis estadístico. Un ejemplo muy completo y complejo fue presentado en [15], donde se analizó el comportamiento de un circuito doble frente a sobretensiones originadas por cebado inverso.

b) Análisis frecuencial

Es básicamente empleado en el cálculo del régimen inicial en redes lineales, o para analizar problemas relacionados con la propagación de armónicos. La opción Frequency Scan es empleada para obtener la impedancia de una red vista desde un nudo determinado, detectar problemas de resonancia y diseñar filtros pasivos. Harmonic Frequency Scan es útil en el análisis de propagación de armónicos, pero también puede ser empleada en las mismas aplicaciones que Frequency Scan. Con ambas opciones se requieren componentes con representación dependiente de la frecuencia.

Algunos de estos componentes no están todavía disponibles en el ATP, pero los usuarios pueden aprovechar ciertas prestaciones del paquete para desarrollar sus

propios modelos, que permitan representar algunos componentes con suficiente precisión.

c) Análisis de sensibilidad

Este tipo de estudio puede ser empleado para determinar en que rango de valores un determinado parámetro puede ser fuente de problemas, lo que será especialmente útil cuando no se disponga de un conocimiento muy preciso de ese parámetro.

Un estudio de sensibilidad se puede realizar aprovechando algunas opciones recientemente empleadas en el ATP, tal como fue mostrado en [19]. La opción *Pocket Calculator Varies Parameters* (PCVP) permite repetir la simulación de un caso tantas veces como sea necesario, la opción \$PARAMETER será usada para variar en cada simulación el valor de un parámetro de la red dentro del rango de valores que pueda ser de más interés.

d) Análisis transitorio

Una simulación transitoria es generalmente empleada para obtener la respuesta de un sistema a una maniobra o a una excitación externa, como un rayo. Sin embargo, también puede ser empleada en el cálculo del régimen permanente de un sistema no lineal o para obtener la distorsión armónica que se origina en una red con elementos no lineales y/o convertidores de topología variable, el régimen inicial en una red no lineal no puede ser obtenido mediante métodos frecuenciales con la versión actual del ATP, por lo que el algoritmo de cálculo transitorio también puede ser útil en estos casos. La desventaja fundamental está en el tiempo de cálculo que puede ser muy elevado si la red tiene elementos con poco amortiguamiento

La tabla V presenta un resumen de los estudios que se pueden abordar con el ATP, la información que se pretende obtener, los algoritmos básicos empleados en cada caso, y las limitaciones actuales del paquete.

Tabla V Aplicaciones y limitaciones del paquete ATP

ESTUDIO	OBJETIVOS	ALGORITMOS	LIMITACIONES
Análisis estadístico $F(v)$	<ul style="list-style-type: none"> • Obtener la densidad de probabilidad de una sobretensión. • Determinar la tasa de fallos de un componente frente a un determinado tipo de sobretensión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los mismos que en análisis transitorio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cualquier análisis estadístico que no esté basado en interruptores estadísticos debe basarse en MODELS, por lo tanto presentará las limitaciones propias de esta opción.
Análisis frecuencial $v(f)$	<ul style="list-style-type: none"> • Obtener el régimen permanente en redes lineales. • Determinar condiciones de resonancia. • Analizar el efecto de propagación de armónicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • El método de los nudos en notación fasorial. 	<ul style="list-style-type: none"> • La versión actual no es aplicable a redes con elementos pasivos no lineales. • No se dispone de modelos dependientes de la frecuencia para determinados componentes.
Análisis de sensibilidad $v(p)$	<ul style="list-style-type: none"> • Obtener la dependencia de una o más variables de una red respecto a un parámetro. 	<ul style="list-style-type: none"> • El método de los nudos en notación fasorial. 	<ul style="list-style-type: none"> • La versión actual no es aplicable a redes con elementos pasivos no lineales. • No se dispone de modelos dependientes de la frecuencia para determinados componentes
Análisis transitorio $v(t)$	<ul style="list-style-type: none"> • Obtener la respuesta transitoria de un Sistema frente a una perturbación. • Obtener el régimen permanente en redes no lineales. 	<ul style="list-style-type: none"> • El método de Dommel La regla trapezoidal más el método de Bergeron. • El método de los nudos. • Interfaces basados en compensación y predicción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Oscilaciones numéricas provocadas por la regla trapezoidal. • Retardo entre la solución de una red eléctrica y un sistema de control. • La aplicación al cálculo del régimen permanente puede ser lenta en algunos casos. • Los algoritmos de conversión de datos presentan limitaciones en algunos modelos.

2. TRANSITORIOS Y SOBRETENSIONES EN UN SEP

El término “transitorio” en muchas ocasiones se entiende como un sobrevoltaje o sobretensión transitoria, pero cabe aclarar que un transitorio es un lapso de tiempo que requiere un sistema para llegar aun estado estable, aunque se interpreta también de manera más amplia como la presencia de cualquier perturbación, ya sea en la línea de potencia o en una línea de datos de un red de computadoras. Existen varias fuentes de perturbaciones eléctricas que dan origen a transitorios que son acompañados de sobretensiones, pero la más conocida es la ocasionada por una descarga atmosférica, pero no es necesario que un rayo golpee las líneas de energía eléctrica para causar daño. Debido a que el campo electromagnético radiado por la corriente de rayo se acopla a los conductores de las líneas de energía o de datos, se incluyen voltajes transitorios a lo largo de estos conductores. Los efectos de rayos puede ser dramáticos, pero su tasa de ocurrencia relativamente es baja pudiendo incitar en unos las despreocupación, ya que sus efectos se pueden contrarrestar mediante practicas de protección adecuadas. Una fuente menos obvia pero más frecuente de transitorios son las secuencias de desconexión o conexión (swicheo) en un SEP. El swicheo puede ser una operación recurrente normal o recurrente por fallas en el sistema, poseen la característica de tener bajo riesgo en interferencia de frecuencia pero debido a que duran más y tienen mayor energía, su riesgo de daño aumenta, es por eso que en este capítulo se trata de explicar la mayoría de fenómenos que se presentan y como surge un transitorio en un circuito eléctrico. Cuando se presenta una sobretensión transitoria los dispositivos que se encuentran conectados al mismo sistema pueden dañarse incluyendo hasta los propios interruptores, ya que la onda de sobretensión viaja desde el punto donde surge hasta todo el equipo mediante la línea de transmisión que los conecta, por lo que se hace necesario entender todo el procedimiento de una sobretensión para luego poder controlarlas mediante métodos confiables.

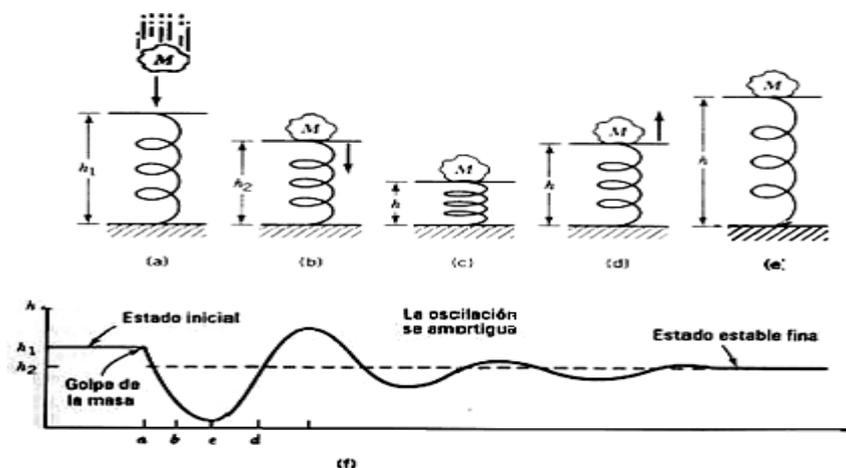
2.1. Introducción a los fenómenos transitorios

Los fenómenos transitorios se presentan en cualquier instalación eléctrica y en los componentes eléctricos de un circuito. Se define como periodo transitorio, o simplemente transitorio, el tiempo que transcurre entre dos situaciones estacionarias, durante el cual las variables eléctricas varían con el tiempo de forma no periódica. Cualquier perturbación provocada intencional o accidentalmente, que modifica temporalmente las variables eléctricas de sus *condiciones estacionarias* (la respuesta que permanece constante, en tensión y frecuencia) es un fenómeno transitorio cuyo análisis puede llegar a ser extraordinariamente complejo, por lo que cuando se habla de un transitorio no precisamente se está describiendo una sobretensión.

Supóngase que en cierto equipo, por ejemplo un circuito de lámparas, un interruptor eléctrico se enciende o se apaga. Tras el evento de conmutación, durante un breve lapso ocurren corrientes transitorias. Después de esto, el circuito regresa a una situación estable, otro ejemplo sería los transitorios que se producen tras un cortocircuito accidental en la red o por alguna perturbación en la red. También existen fenómenos transitorios más frecuentes como los que se producen al regular la velocidad o el par de una máquina eléctrica, los debidos a la conexión o desconexión de cargas, banco de capacitores, banco de reactores o un dispositivo rectificador en el que la respuesta global es periódica pero cada ciclo responde a un breve transitorio. Los transitorios de los circuitos eléctricos son simplemente un ejemplo, de la respuesta de estado estable más transitorio de todos los sistemas físicos, para hacer una similitud con un evento físico imaginemos el evento que se da al soltar una bloque de x material de masa M y a una altura inicial de estado estable h_1 sobre una plataforma como se ve en la Figura 17. Para el instante en que el bloque golpea la plataforma habrá un *transitorio* la plataforma oscilará arriba y abajo varias veces hasta que la resistencia del aire o las pérdidas en la plataforma amortigüen el transitorio y la plataforma se establezca en una posición de *estado estable* h_2 . Los esquemas de las figuras 2.1(a) hasta la (e) muestran la *oscilación* y en la figura 2.1. (f) se muestra su estado en función del tiempo.

El transitorio de este sistema físico, compuesto de un bloque y una plataforma suele ser un transitorio sin importancia ya que se extingue de forma natural sin causar problemas, pero en el caso de un transitorio electromagnético el análisis consiste en el planteamiento y en la resolución de su ecuación o sistema de ecuaciones diferenciales obtenidas de la aplicación al circuito de las *Leyes de Kirchhoff* (que se basa en la descripción de la conservación de la energía). Normalmente se trata de obtener la función de la intensidad de corriente durante el periodo transitorio en una o más ramas del circuito pero en ocasiones la incógnita puede ser la variación de la diferencia de potencial entre dos puntos con lo que la ecuación diferencial a resolver deberá estar en función de ella. Una vez planteada la ecuación diferencial, es muy importante la correcta definición de las condiciones iniciales del problema.

Figura 17. Transitorio típico para un bloque de masa M



Adaptado de: William H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. p164.

Los períodos transitorios más accesibles para analizar son los que se producen tras la apertura o el cierre de un interruptor intercalado en un circuito eléctrico. La dificultad de su estudio vendrá dada por la complejidad del propio circuito, esto es, su número de mallas, su número y tipo de cargas y su número y tipo de fuentes.

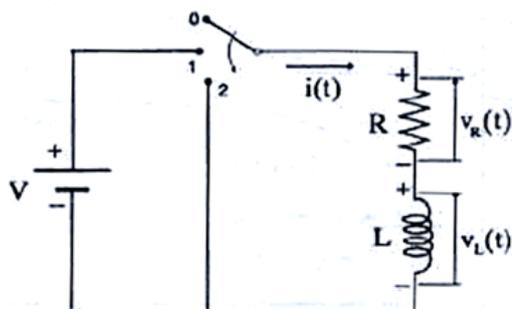
A continuación se analizan las respuestas transitorias que se producen tras el cierre y la apertura de circuitos elementales equipados con una única fuente de tensión continua o alterna y en los que únicamente existen elementos pasivos lineales de parámetros característicos constantes, tales como resistencias (R), bobinas (L) y condensadores (C), que se hace para tener una idea clara del origen de un transitorio en un circuito eléctrico, para posteriormente involucrarlos aun SEP. Las ecuaciones diferenciales que describen la respuesta de estos problemas se resuelven por el método clásico de integración de ecuaciones diferenciales ordinarias. Si la red puede ser simulada satisfactoriamente con una forma lineal y distribuir los parámetros, las técnicas de las transformadas de Laplace pueden ser utilizadas para dar soluciones a la descripción de las ecuaciones integro diferenciales, la cual se explica en subcapítulos posteriores.

2.1.1. Transitorios en un circuito serie *RL* con fuente de tensión cd.

Antes de empezar con el análisis de circuitos eléctricos se recomienda revisar 1.3.1. A continuación se realizara un breve estudio sobre un circuito compuesto por una fuente ideal de tensión constante V , una resistencia R y una bobina L , todo ello conectado en serie formando una única malla, según muestra la Figura 18.

Se analiza en primer lugar el periodo transitorio que se produce tras el cierre del interruptor en la posición de conmutación de 0 a 1.

Figura 18. Circuito serie *RL* con fuente de dc



La ecuación diferencial característica del circuito se obtiene mediante la aplicación de la Ley de Kirchhoff de la tensión a la malla cerrada:

$$V = V_R(t) + V_L(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \Rightarrow \frac{di}{dt} + \frac{R}{L}i = \frac{V}{L}$$

Al resolver, esta ecuación tiene una solución de la forma, $i(t)=i_h(t)+i_p(t)$ la cual completa queda de la siguiente forma:

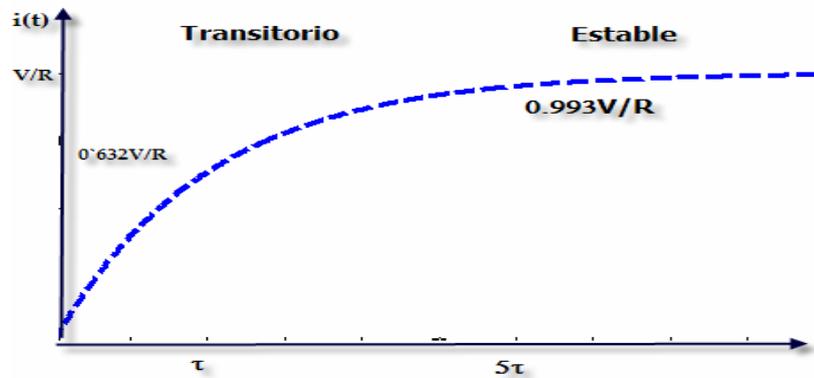
$$i(t)=i_h(t)+i_p(t) = ke^{-Rt/L} + \frac{V}{R} \quad (2.1)$$

Debido a la presencia de la bobina cuya ecuación característica es: $V_L(t) = L \frac{di(t)}{dt}$, la cual afirma que no puede producirse un salto instantáneo en el valor de la intensidad de corriente, como se menciona en el apartado 1.3.1, ya que en ese caso la caída de tensión entre sus extremos tendería al infinito lo cual físicamente es imposible. Por tanto, $i(0^-) = i(0^+)$, es decir, la intensidad justo antes y después de cerrar el interruptor será igual. De todo ello se deduce que la condición inicial aplicable en este problema es que para $t = 0$, $i(t = 0) = 0$, de la que se obtiene un valor de la constante, $k = -V/R$. En definitiva, la ecuación de la intensidad de corriente resulta:

$$i(t) = \frac{V}{R}(1 - e^{-Rt/L}) \quad (2.2)$$

Esta función del tiempo, que ha sido representada en la Figura 19, demuestra que inicialmente desde que no había flujo de corriente en L antes de cambiar de posición el interruptor y que después de energizarlo tiende sintóticamente a una intensidad máxima de valor, V/R , que es la correspondiente a la condición estacionaria del circuito, pero antes de alcanzar ese estado pasa por un transitorio aproximadamente de un $t = 5\tau$.

Figura 19. Representación gráfica de la solución de la ec. 2.2



Se define la constante de tiempo (τ) del circuito, como el cociente entre las magnitudes características de la bobina y la resistencia, esto es, $\tau = L/R$, que algunos autores la llaman constante de tiempo y que además es la parte fundamental del transitorio.

Este parámetro tiene unidad de tiempo ya que, $H/\Omega = (\Omega \text{ s})/\Omega = \text{s}$. En el instante $t = \tau$, el valor de la corriente es:

$$i(t) = \frac{V}{R}(1 - e^{-1}) = 0.632V / R$$

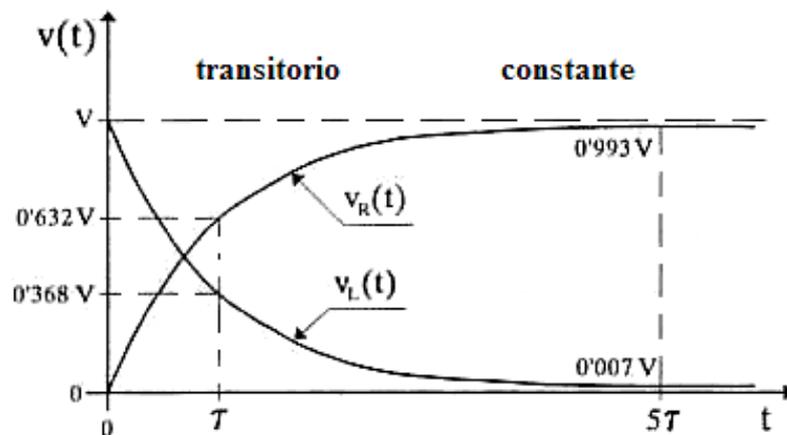
Es decir, ha alcanzado el 63.2% de su máxima tensión. En el instante $t = 5\tau$, la corriente llega al 99.3% del máximo, lo que a efectos prácticos se puede considerar como que las condiciones en el circuito son las estacionarias.

A partir de la intensidad se pueden obtener la diferencia de potencial en la resistencia y en la bobina, que resultan respectivamente:

$$V_R(t) = Ri(t) = V(1 - e^{-\frac{Rt}{L}}) \quad V_L = L \frac{di(t)}{dt} = V * e^{-\frac{Rt}{L}}$$

Estas funciones del tiempo han sido representadas en la Figura 20. Se observa que inicialmente toda la tensión de la fuente se concentra en los extremos de la bobina y que con el tiempo, en ella, la diferencia de potencial tiende a cero, mientras que en la resistencia inicialmente vale cero y tiende al valor de tensión de la fuente, es así como se presenta un transitorio diferente en cada componente.

Figura 20. Representación de tensión en los componentes R y L



Para el segundo periodo transitorio correspondiente a la situación que se produce después de conmutar el interruptor de la Figura 18 desde su posición 1 a la 2. Ahora las condiciones iniciales del nuevo circuito cambian hacer las condiciones estacionarias del caso anterior. Esta acción conocida como *respuesta a entrada cero*, según [18], reduce el circuito a una malla con dos elementos pasivos sin ninguna fuente de tensión. Aplicando la Ley de Kirchhoff de este nuevo circuito se plantea conforme a la siguiente ecuación diferencial:

$$0 = v_R(t) + v_L(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \Rightarrow \frac{di}{dt} + \frac{R}{L} i = 0$$

Esta ecuación es homogénea y por lo tanto su solución completa queda de la siguiente forma:

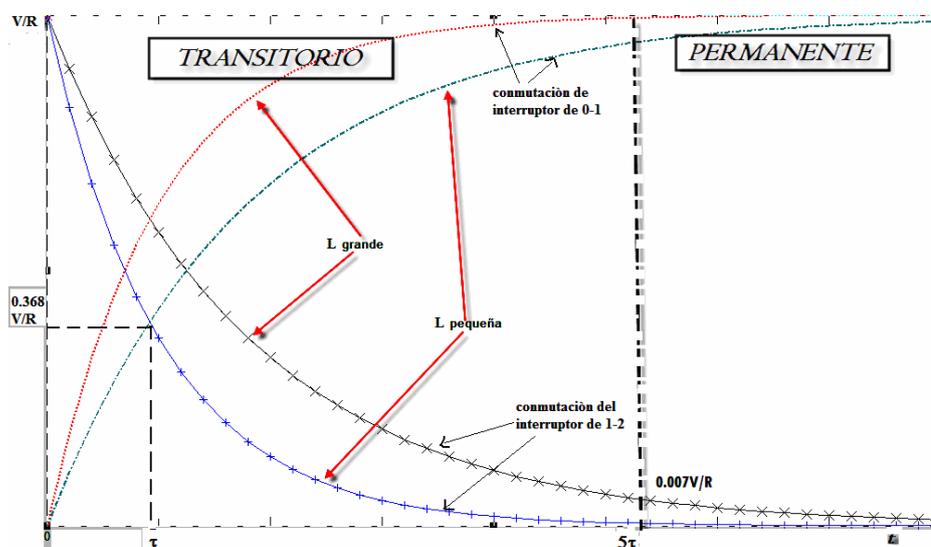
$$i(t) = i_h(t) = k e^{-Rt/L} \quad (2.3)$$

Debido a la bobina $i(0^-) = i(0^+)$, lo que significa que antes de la conmutación la corriente inicial es igual a la estacionaria, es decir que para $i(t = 0) = V/R$, de donde la constante, $k = V/R$. En conclusión, la ecuación de la intensidad de corriente tiene ahora una solución igual a:

$$i(t) = \frac{V}{R} e^{-Rt/L} \quad (2.4)$$

Al graficar esta ecuación mediante algún paquete como Matlab, observaremos que su valor inicial es igual a V/R y que posteriormente tiende a cero de forma asintótica y que transcurrido un período igual a una constante de tiempo o $t = \tau$ la intensidad vale $0.368 V/R$ y para un $t = 5\tau$ su valor es $0.007V/R$, que podría ser tomado como igual a cero, además de mostrar la grafica de esta ecuación en la Figura 21 se varían los valores de L para ver el comportamiento en los dos eventos de conmutación (de 0-1 y de 1-2 para el circuito de la Figura 18.) en el que vemos que el transitorio varia respecto a L .

Figura 21. Gráfica de la intensidad de corriente para los dos eventos

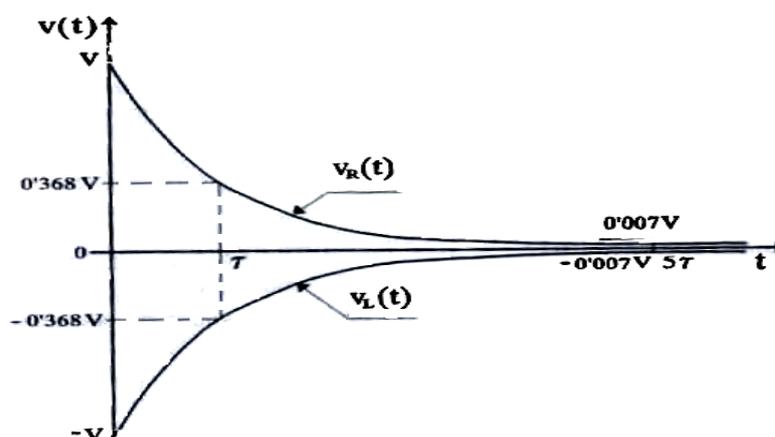


A partir de la intensidad se pueden obtener las ecuaciones diferenciales para las diferencias de potenciales en cada uno de los elementos que resultan respectivamente:

$$V_R(t) = Ri(t) = Ve^{-\frac{Rt}{L}} \quad V_L = L \frac{di(t)}{dt} = -V * e^{-\frac{Rt}{L}}$$

Ambas funciones exponenciales han sido graficadas en la siguiente figura.

Figura 22. Gráfica de la caída de tensión en R y L



De manera de analizar la Figura 22 observamos que inmediatamente después de conmutar el interruptor aparece súbitamente una diferencia de potencial entre los extremos de la bobina igual y contraria a la de la resistencia. La caída de tensión en ambas cargas es igual y contraria en cada instante además tiende asintóticamente a cero con el tiempo simultáneamente en las dos componentes.

Sin embargo estos conceptos que parecían ser simples tenían consecuencias cuando las operaciones del interruptor atentaban en el sistema de potencia, si consideramos un circuito RL con una fuente de voltaje alterna como se muestra en la Figura 23 concluye en la simulación de swicheo la iniciación de una falla en una red y su respuesta en el tiempo se explica a continuación.

2.1.2. Transitorios en un circuitos serie RL con fuentes de tensión alterna ca

Tomáremos el circuito que anteriormente utilizamos solamente que en este caso contara con una fuente de tensión alterna senoidal. Se analiza únicamente el periodo transitorio que se produce tras el cierre del interruptor. En ese instante, tomando como origen de tiempo del período transitorio, la onda de tensión de la fuente pasará por un valor distinto de cero, siendo entonces la función de tensión a considerar $v(t) = V_{max} \text{sen}(\omega t + \alpha)$.

La ecuación diferencial característica del periodo transitorio es;

$$V(t) = v_R(t) + v_L(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \Rightarrow \frac{di}{dt} + \frac{R}{L} i = V \max \frac{\text{sen}(\omega t + \alpha)}{L} \quad (2.5)$$

Y que resolviendo como las otras ecuaciones anteriormente, su solución completa es:

$$i(t) = i_h(t) + i_p(t) = k e^{-Rt/L} + V \max \frac{\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta)}{Z} \quad (2.6)$$

En donde;

$$Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2} \quad \text{tg}\theta = \omega L/R$$

Debido a la bobina, la condición inicial del problema es que para $t = 0$ entonces $i(t=0) = 0$, sustituyendo estos valores iniciales en la ec. (2.6) se obtiene un valor para;

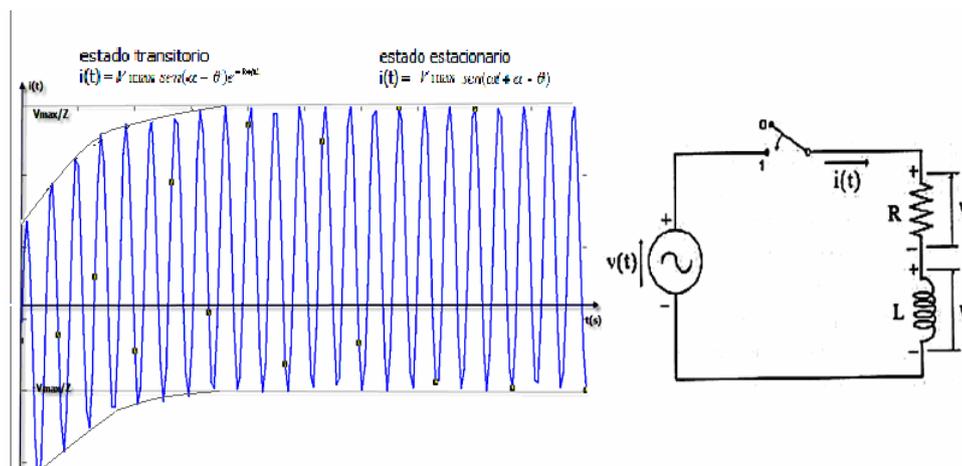
$$k = -V \max \frac{\text{sen}(\alpha - \theta)}{Z}$$

Obteniendo la solución completa de la intensidad de la corriente:

$$i(t) = \frac{V \max}{Z} \left[-\text{sen}(\alpha - \theta) e^{-Rt/L} + \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) \right] \quad (2.7)$$

Esta función tiene el aspecto típico que se muestra en la Figura 23. El primer sumando dentro del corchete de la ec. (2.7) corresponde a la solución complementaria, que como se puede ver tiende a cero con el tiempo al ser el coeficiente R/L siempre positivo. Una vez desaparecido este término, queda únicamente el segundo sumando que corresponde a la solución del régimen permanente o estacionario de este circuito elemental.

Figura 23. Gráfica de la intensidad de corriente para el circuito ca



Del análisis de la gráfica de la Figura 23 se observa que tras el cierre del interruptor aparece un pico de intensidad mayor que el valor máximo de régimen estacionario y además una componente cd por la asimetría de la función al inicio, Esta gráfica representa la descripción de la respuesta de la corriente durante una falla. Algunas veces este valor de pico instantáneo puede llegar a ser muy grande, en varios casos se suelen dar recierres automáticos por los interruptores y se debe procederse a realizar un análisis para poderla limitar y obtener las protecciones adecuada de los equipos instalados, en el caso del diseño del interruptor debe

contar con un mecanismo adicional que impone presión para el requerimiento de interrupción del arco que se genera al desenergizar.

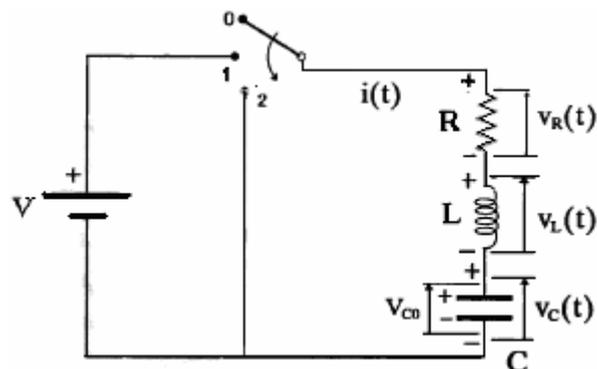
2.1.3. Transitorio en un circuito RLC con tensión constante

En la actualidad hay diversidad de circuitos conformados por resistencias, inductores y capacitores, Para los circuitos RC su análisis es similar al de un circuito RL variando conforme al comportamiento de la capacitancia, para más información se recomienda las fuentes de información [18] y [22]. La mayor complejidad de un análisis transitorio es cuando el circuito esta conformado por estos tres parámetros, para ello tomaremos el circuito que se ilustra en la Figura 24. En el que analizaremos como primer lugar el periodo transitorio que se produce tras el cierre del interruptor de la posición 0 a la 1.

Aplicando la ley de Kirchhoff para la tensión de la malla, se obtiene la ecuación integral característica del transitorio:

$$V = v_R(t) + v_L(t) + v_C(t) = R i(t) + L \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C} \int i(t) dt \quad (2.8)$$

Figura 24. Circuito RLC con fuente de tensión constante de



Que al derivar en ambos lados de la ecuación diferencial homogénea de segundo orden:

$$\frac{d^2 i(t)}{dt^2} + \frac{R}{L} \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{LC} i(t) = 0 \quad (2.9)$$

Identificando los coeficientes de esta ecuación para poder obtener la solución como se explica a continuación;

A = R/L y B=1/(LC), se obtiene los siguientes parámetros de α y β ;

$$\alpha = A/2 = R/(2L) \quad \beta = \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} = \sqrt{\frac{R^2}{4L^2} - \frac{1}{LC}} = \alpha \quad (2.10)$$

El problema requiere dos condiciones iniciales por tratarse de una ecuación de segundo orden, que son:

$i(t=0) = 0$ y $V_c(t=0) = V_{co}$, según se muestra en la Figura 24 la segunda condición inicial se obtiene de particularizar la ecuación integral (2.8) para el instante inicial $t = 0$.

$$V = Ri(t=0) + L \frac{di(t=0)}{dt} + V_c(t=0) \Rightarrow \frac{di(t=0)}{dt} = \frac{V - V_{co}}{L}$$

La solución completa a la ecuación (2.9), se obtiene como se explica a continuación.

A y B son coeficientes constantes y el termino independiente, $i(t)$, en el caso más general, es una función del tiempo. Este tipo de ecuaciones tiene una solución completa de la forma:

$\mathbf{i(t) = i_h(t) + i_p(t)}$, donde la función $\mathbf{i_h(t)}$ es la solución de la ecuación homogénea: $\frac{d^2 i_h(t)}{dt^2} + a_1 \frac{di_h(t)}{dt} + a_2 i_h(t) = 0$ y se conoce como solución

complementaria o transitoria. Representa la respuesta libre, propia natural del circuito. La función que satisface el problema homogéneo depende de las soluciones la siguiente ecuación de segundo orden:

$$s^2 + a_1 s + a_2 = 0 \quad \text{que son:}$$

$$s_1 = -a_1/2 + \sqrt{a_1^2 \frac{1}{4} - a_2} \quad \text{y} \quad s_2 = -a_1/2 - \sqrt{a_1^2 \frac{1}{4} - a_2}$$

Con el fin de escribir de forma más sencilla estas soluciones se definen los parámetros:

$$\alpha = a_1/2 \quad \text{y} \quad \beta = \sqrt{a_1^2 \frac{1}{4} - a_2}, \quad \text{donde } \alpha \text{ se le llama constante de atenuación y}$$

β constante de fase.

Las tres formas posibles de las raíces, que dependen del valor de $a_1^2/4$ en comparación con $4a_2$, son:

a) Si $a_1^2 > 4 a_2$, (reales y desiguales):

Entonces s_1 y s_2 son soluciones reales de valor $s_1 = -\alpha + \beta$ y $s_2 = -\alpha - \beta$ y la solución transitoria. Este caso se conoce como amortiguamiento supercrítico o sobreamortiguado.

b) Si $a_1^2 = 4 a_2$, (reales e iguales):

Entonces la raíz es doble, $s_1 = s_2 = a_1/2 = -\alpha$. Este caso se conoce como amortiguamiento crítico.

c) Si $a_1^2 < 4 a_2$, (un complejo conjugado):

Entonces s_1 y s_2 son soluciones imaginarias, $s_1 = -\alpha + \beta$ y $s_2 = -\alpha - \beta$ y la solución transitoria es: $i_h(t) = e^{-\alpha t} (k_1 \cos \omega t + k_2 \text{sen } \omega t)$

En la que existe una envolvente para el transitorio ($k_1 \cos \omega t + k_2 \text{sen} \omega t$) el cual es $e^{-\alpha t}$ que hace que aparezca una componente dc y se desaparezca después de un corto tiempo, su respuesta la podemos ver gráficamente en la siguiente tabla. Este caso se le denomina como subamortiguado y es el más interesante de estos tres casos ya que se presenta en varios fenómenos como en el arranque de una maquina, la atenuación de la onda viajera en una línea de transmisión entre otros.

Tabla VI. Respuesta en función de las condiciones de los coeficientes

Caso	Condición del coeficiente	Naturaleza de las raíces	Nombre descriptivo	Forma de la solución	Gráfica de la respuesta
a)	$a_1^2 > 4a_2$	Negativas, reales y desiguales	Sobreamortiguados	$i = K_1 e^{s_1 t} + K_2 e^{s_2 t}$	<p>Caso 1</p>
b)	$a_1^2 = 4a_2$	Negativas, reales e iguales	Críticamente amortiguados	$i = K_1 e^{s_1 t} + K_2 t e^{s_1 t}$	<p>Caso 2</p>
c)	$a_1^2 < 4a_2$	Coniugadas complejas (la parte real negativa)	Subamortiguado	$i = e^{\sigma t} (K_1 \cos \omega_1 t + K_2 \text{sen} \omega_1 t)$ $s_1, s_2 = \sigma_1 \pm j\omega_1$	<p>Caso 3</p>

Por otra parte, $i_p(t)$, es la solución particular de la ecuación diferencial completa, que corresponde a la respuesta forzada o permanente del circuito. En general su expresión depende, al igual que la homogénea, de la relación entre los coeficientes de la ecuación diferencial y puede ser obtenida por un método clásico de integración. Sin embargo, cuando el término independiente de la ecuación, $i(t)$ es una función sinusoidal con pulsación ω y ángulo de fase inicial α , se sabe que la solución particular no depende del tipo de amortiguamiento y tiene la forma genérica sencilla:

$$i_p(t) = K_1 \cos(\omega t + \alpha) + K_2 \text{sen}(\omega t + \alpha)$$

Los coeficientes K_1 y K_2 pueden ser determinados forzando a que esta función cumpla la ecuación diferencial completa e igualando los coeficientes que afectan a los términos semejantes en ambos lados de la ecuación. Una vez conocida la solución completa, se determinará el valor de las constantes K_1 y K_2 de la solución transitoria planteando el cumplimiento de las condiciones iniciales del circuito.

Regresando al ejemplo del circuito RLC con fuente cd, si se tiene que $R < 2\sqrt{L/C}$ (caso de amortiguamiento subamortiguado), la solución es igual a la ecuación para el caso 3 según la tabla II-I. Aplicando las dos condiciones iniciales del problema, las constantes resultan:

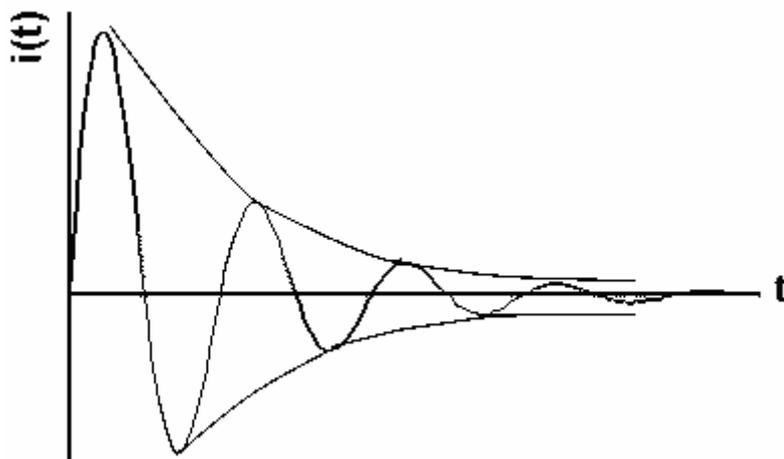
$$K_1 = 0 \quad \text{y} \quad K_2 = \frac{V - V_{co}}{L\beta}$$

y en definitiva la intensidad de corriente queda de la forma:

$$i(t) = \frac{V - V_{co}}{L\beta} e^{-\alpha t} \text{sen}\beta t \quad (2.11)$$

Esta función tiende asintóticamente a cero con el tiempo como se observa en la siguiente Figura 25, la cual es similar a la atenuación de la onda viajera en una LT.

Figura 25. Gráfica de la intensidad de la corriente de la ec. 2.11

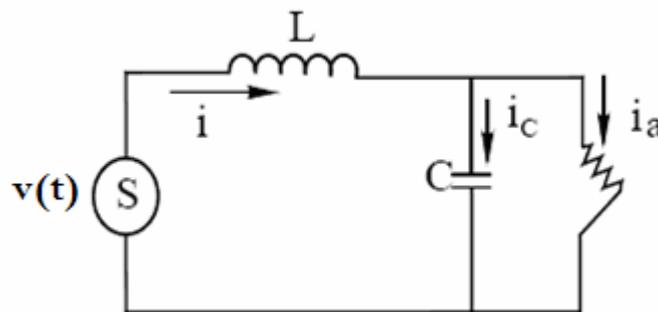


2.1.4. Circuito serie LC con fuente de tensión alterna senoidal

Ahora analizaremos el periodo transitorio que se provoca tras la apertura del interruptor del siguiente circuito representado en la Figura 26 que cuenta con una fuente de tensión alterna.

Si en el instante, tomando como origen de tiempos del periodo transitorio, la onda de tensión de la fuente pasa por un valor distinto de cero, entonces la función de tensión a considerar es; $v(t) = V_{\max} \text{sen}(\omega t + \alpha)$.

Figura 26. Circuito serie LC con fuente ca



Cuando las condiciones del circuito varían, dependiendo de los valores de L y C , éste entrega o demanda energía.

En el instante t_1 (ver Figura 27) se inicia la separación de los contactos del interruptor y se establece un arco, el cual mantiene el flujo de la corriente en el circuito. La corriente total proporcionada por la fuente se divide entre el arco y el capacitor. En un principio, la caída de tensión a través del arco y la tensión aplicada al capacitor son muy pequeñas, tomando el capacitor muy poca corriente. A medida que la caída de tensión a través del arco aumenta, la corriente en el capacitor también aumenta, por lo tanto, la corriente del arco disminuye. Cuando el arco se interrumpe poco antes del cruce por cero de la corriente, debido a la acción de los agentes de-ionizantes, la tensión del capacitor se incrementa bruscamente, produciendo un transitorio en el circuito. El transitorio se amortigua en función de

la resistencia del circuito. La tensión aplicada entre los contactos se incrementa hasta el punto P, llamado punto de extinción, cuya magnitud depende de la energía electromagnética. La magnitud está dada por las siguientes expresiones:

$$\frac{1}{2}Li_i^2 = \frac{1}{2}CV^2 \quad (2.12)$$

$$V_e = i_1 \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.13)$$

Donde:

i_1 , es la corriente en el capacitor en el instante de la interrupción.

V , es la tensión de la fuente

V_c , es la tensión entre contactos La tensión entre contactos oscila alrededor el valor de cresta de la tensión de la fuente, que está adelantada 90° con respecto a su corriente.

A la tensión sinusoidal producida por la fuente se superpone una oscilación de tensión a la frecuencia natural del sistema, dada por:

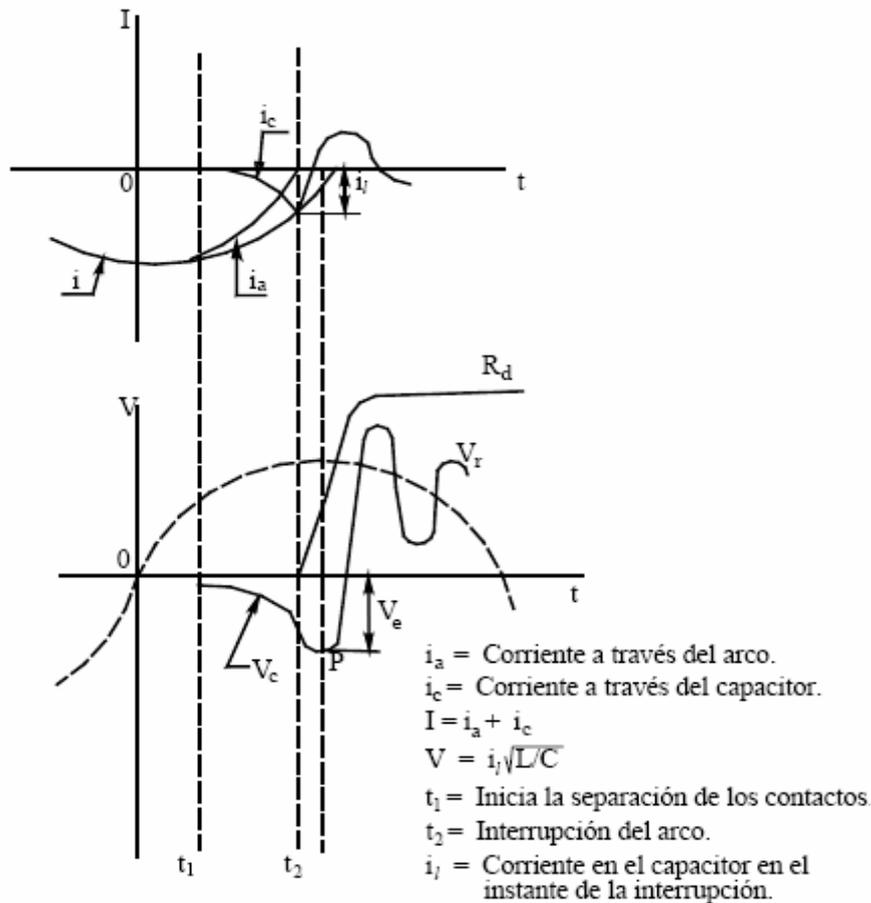
$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

Esta tensión transitoria, llamada *Tensión Transitoria de Restablecimiento* o **TTR**, ver anexo A, puede alcanzar hasta dos veces el valor de cresta de la tensión sinusoidal de la fuente. En un circuito real esta oscilación se amortigua por la resistencia del circuito.

Este ejemplo parece un simple fenómeno transitorio, pero son de gran importancia para el diseño de los interruptores y son conocidos como fenómenos de acoplamiento. Para el caso de un circuito RLC de corriente alterna, pueden provocarse resonancia y la respuesta de la tensión variaría dependiendo de los

valores de L y C, resultado un riesgo para los equipos eléctricos instalados que en su caso deberán estar adecuadamente dimensionados bajo su capacidad de aislamiento y protegidos ante estos fenómenos.

Figura 27. Proceso de interrupción para el circuito LC con ca



El análisis transitorio de una red de transmisión se vuelve mucho más complejo ya que en ella se analizan varios nodos o redes de varias mallas (debido a su configuración en anillo), complicando y extendiendo el análisis matemático del fenómeno transitorio por lo que hay que involucrar herramientas matemáticas que sean sencillas para reducir el análisis previo a la solución, el más conocido y habitual es la transformada de Laplace, aunque hoy en día se utilizan varias herramientas matemáticas tales como la transformada de Fourier (FT), la transformada de Fourier enventanada también llamada la Transformada rápida de Fourier (STFT), (esta transformada resuelve el problema del análisis de señales no

estacionarias mediante la transformada de Fourier), básicamente consiste en dividir la señal en diferentes partes donde se puede asumir que la señal es estacionaria y por ultimo lo que actualmente desde hace unos diez años se a involucrado para el análisis de ondas no estacionarias para los SEP es la transformada *Wavelet*, que es una herramienta con la que se puede determinar el intervalo de tiempo en el cual aparece determinadas componentes espectrales. Se ha hecho de mucho interés en el análisis de señales, por ejemplo en electrocardiogramas, transitorios, imágenes, etc.

Las aplicaciones más relevantes de la transformada *Wavelet* a los sistemas eléctricos de potencia se han centrado en las siguientes áreas de estudio:

- Protección de sistemas eléctricos de potencia
- Calidad del servicio
- Transitorios en sistemas eléctricos de potencia
- Descargas parciales
- Estimación de la demanda
- Medida de potencia

Se menciona esta nueva herramienta, ya que el análisis de onda viajera para sobretensiones puede ser utilizado logrando grandes resultados se recomienda consultar la siguiente fuente [24], en nuestro caso se utiliza el método de Bergeron para el calculo de sobretensiones, ver el Apéndice A, por lo que ahora haremos un análisis involucrando la transformada de Laplace para obtener la solución.

2.2. La transformada de Laplace aplicada al análisis de transitorios

El análisis de transitorios en un circuito eléctrico se puede resolver mediante la transformada de Laplace que no es mas que una aplicación del álgebra elemental, para mas información sobre esta transformada se aconseja consultar [11]. Las fuentes de excitación y los elementos de impedancia del sistema bajo estudio deben reemplazarse bajo el dominio de la frecuencia (s , es un numero complejo $s=\sigma+j\omega$) de los circuitos equivalentes mostrados en la Tabla VII según [17]. La

transformada de Laplace en su transformación a la frecuencia contiene dos formas para las fuentes de excitación normalmente usadas y se utiliza la que más convenga. Para el uso de esta transformada deben determinarse la tendencia de voltajes y/o corrientes en el circuito estudiado en el dominio de s usando uno de los dos posibles circuitos equivalentes de la Tabla VII, los circuitos equivalentes deben escogerse para cada elemento de impedancia del circuito. Una vez toda la red este en dominio de la frecuencia (s) las ecuaciones del circuito pueden resolverse algebraicamente.

A continuación se hace un ejemplo para ilustrar el procedimiento de la aplicación de la transformada de Laplace. Por ejemplo para encontrar la expresión del circuito serie RL mostrado anteriormente en la Figura 24.

La ecuación en función del tiempo es:

$$Vu(t) = Ri(t) + L \frac{di}{dt}$$

Y que aplicando la transformada de Laplace según la Tabla VII queda de la siguiente manera:

$$\frac{V}{s} = RI(s) + sLI(s) - LI(0^-)$$

$$RI(s) + sLI(s) - I(0) = \frac{V}{s}$$

$$RI(s) + sLI(s) = \frac{V}{s}$$

$$I(s)[R + sL] = \frac{V}{s}$$

$$I(s) = \frac{V}{s(R + sL)}$$

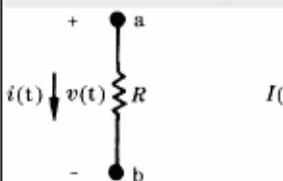
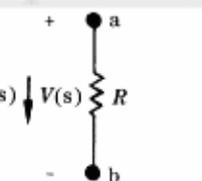
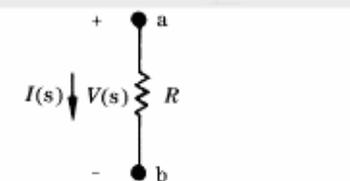
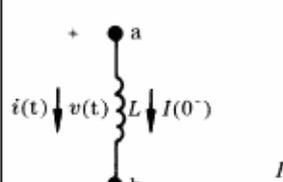
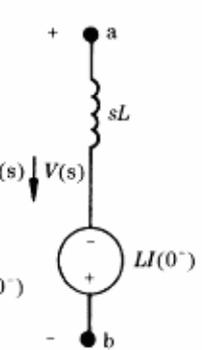
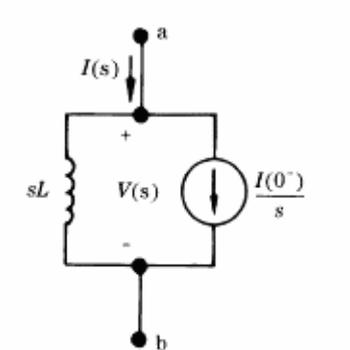
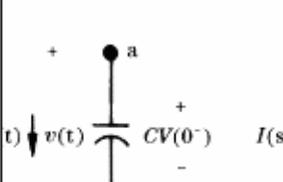
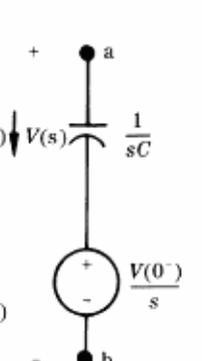
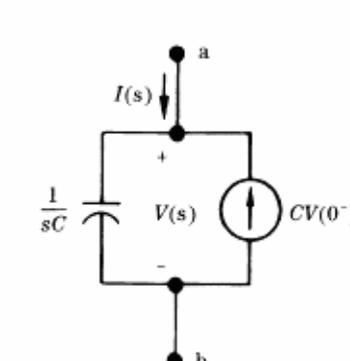
Que al resolverlo mediante fracciones parciales se puede llegar a la siguiente solución:

$$I(s) = \frac{V}{sR} - \frac{V}{R\left(s + \frac{R}{L}\right)} = \frac{1}{s} \frac{V}{R} - \frac{V}{R} \frac{1}{s + \frac{R}{L}}$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace para obtener la solución;

$$i(t) = \frac{V}{R} - \frac{V}{R} e^{-R/L t} = \frac{V}{R} \left(1 - e^{-\frac{R}{L} t} \right) \quad (2.14)$$

Tabla VII. Circuitos equivalentes en el dominio de s

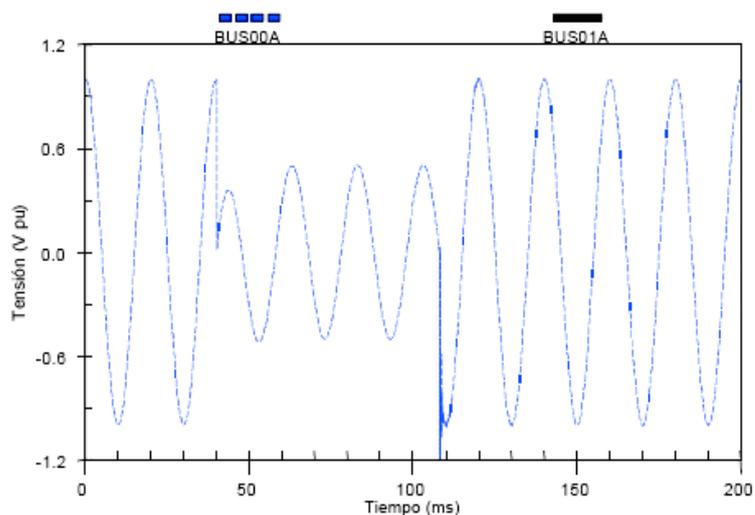
Dominio del tiempo	En el dominio de la frecuencia (s)	
 <p data-bbox="320 840 603 898">$v(t) = Ri(t)$</p>	 <p data-bbox="608 840 810 898">$V(s) = RI(s)$</p>	 <p data-bbox="815 840 1165 898">$I(s) = \frac{V(s)}{R}$</p>
 <p data-bbox="320 1097 603 1164">$v(t) = L \frac{di(t)}{dt}$</p> <p data-bbox="320 1176 603 1243">$i(t) = \frac{1}{L} \int_{0^-}^t v(t) dx + I(0^-)$</p>	 <p data-bbox="608 1276 810 1335">$V(s) = sLI(s) - LI(0^-)$</p>	 <p data-bbox="815 1276 1165 1335">$I(s) = \frac{V(s)}{sL} + \frac{I(0^-)}{s}$</p>
 <p data-bbox="320 1534 603 1601">$i(t) = C \frac{dv(t)}{dt}$</p> <p data-bbox="320 1612 603 1680">$v(t) = \frac{1}{C} \int_{0^-}^t i(t) dx + V(0^-)$</p>	 <p data-bbox="608 1713 810 1765">$V(s) = \frac{I(s)}{sC} + \frac{V(0^-)}{s}$</p>	 <p data-bbox="815 1713 1165 1765">$I(s) = sCV(s) - CV(0^-)$</p>

Los estudios de transitorios electromagnéticos son de suma importancia ya que este permite obtener información sobre; la calidad de la energía y para aplicaciones en diseño de aislamiento de los componentes de la red y de los propios

interruptores que se encargan de la conexión y desconexión. Debido a esto se hace una selección de cuales son los transitorios más representativos para cada parte de una red en donde se instalaran nuevos equipos por interconexiones o ampliaciones, es decir, si un sistema eléctrico de 400 kV tiene diferentes configuraciones topológicas en algún punto, entonces un aspecto que se modifica sustancialmente es el nivel de cortocircuito y con esto el tipo de transitorio más representativo.

Un transitorio puede ir acompañado de sobretensiones o por huecos de tensión pero en el caso de un análisis transitorio para protección de equipos o calculo de aislamiento son más representativas las sobretensiones provocadas por la maniobras en los sistemas mayores de 300 kV ya que los huecos de tensión básicamente se estudian para analizar la calidad de energía en un sistema eléctrico y se presentan más frecuente en las redes de distribución por medio de un cortocircuito asociados con fenómenos atmosféricos, un claro ejemplo ilustrativo de un transitorio acompañado por huecos de tensión se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 28. Transitorio acompañado por huecos de tensión



Los huecos de tensión son actualmente una de las perturbaciones que más afectan a la calidad de servicio en las redes de transporte y de distribución, aunque su frecuencia de aparición depende mucho de fluctuaciones por conexiones de carga o dispositivos de silicio, se podría decir que su aparición es muy baja.

2.3. Sobretensiones eléctricas transitorias

Como se explicó anteriormente un transitorio electromagnético puede estar acompañado de una sobretensión, al darse este caso, se le denomina a esta sobretensión transitoria que no es más que una alteración del potencial de un sistema, o parte de él, con tendencia a sobrepasar ampliamente su valor normal, en otras palabras se dice que es toda tensión en función del tiempo, que supera el valor de cresta de la tensión más elevada o son las perturbaciones que se superponen a la tensión nominal de un circuito en un período de tiempo.

Pueden presentarse por medio de valores por unidad, para una sobretensión entre una fase y tierra o ya sea entre fases, según la norma IEC-71 (1976):

$$\text{Sobretensión de fase a tierra en p.u.} = \frac{\text{Valor cresta de sobretensión de fase a tierra}}{\text{Tensión de fase a tierra correspondiente}} \quad (2.15)$$

a la tensión máxima de diseño del equipo $(\frac{\sqrt{2} V_m}{\sqrt{3}})$

$$\text{Sobretensión de fase en p.u.} = \frac{\text{Valor cresta de sobretensión de fase a fase}}{\text{Tensión de fase a fase correspondiente}} \quad (2.16)$$

a la tensión máxima de diseño del equipo $(\frac{\sqrt{2} V_m}{\sqrt{3}})$

Las causas de sobretensiones transitorias pueden ser varias, y se enumeran más adelante antes de esto se hace una introducción breve, analizando algunos conceptos para poder comprender el comportamiento de las sobretensiones en los distintos elementos de un SEP ya que es de suma importancia para emprender en el análisis de sobretensiones en sistemas de alta tensión.

2.4. Transitorios en las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión en su estado de operación se pueden analizar en estado estacionario y estado transitorio, en donde una LT puede ser monofásicas, bifásica y trifásicas balanceadas. El primer comportamiento que es el estado estacionario nos sirve para desarrollar las ecuaciones de línea para la tensión y

corriente en cualquier punto a lo largo de la misma, como se analizó en el apartado 1.3.3. El estado transitorio de una LT se utiliza para el análisis de las sobretensiones transitorias causadas ya sea por operaciones de maniobra o descargas atmosféricas, que son de importancia fundamental en la selección de los niveles de aislamiento del equipo propio y de los dispositivos de protección contra aumentos repentinos de voltaje. Por consiguiente debemos de entender la naturaleza de estas sobretensiones transitorias.

Cuando una línea con constantes distribuidas se somete a una perturbación, como un rayo o una operación de maniobra, surgen ondas de voltaje y corriente que viajan a lo largo de la línea a una velocidad cercana a la de la luz. Cuando estas ondas llegan a las terminales de la línea, surgen ondas reflejadas de voltaje y corriente que viajan de regreso por la línea, sobrepuesta a las ondas iniciales y que debido a las pérdidas en la LT, las ondas que viajan son atenuadas y desaparecen después de algunas reflexiones. También las inductancias en serie de los devanados de los trafos bloquean de manera eficaz las perturbaciones y por consiguiente evitan que se introduzcan en los devanados del generador.

Para el análisis de transitorios ya sea de forma digital (simulaciones mediante el ATP) o matemática, se puede utilizar el modelo de línea con pérdidas o sin pérdidas para, cuando se refiere a las líneas con pérdidas es cuando se toman en cuenta la resistencia en serie o la conductancia en paralelo lo cual provoca atenuación, distorsión y pérdidas de energía. El análisis transitorio se complica al incorporar las pérdidas de la LT y mucho más cuando se toma en cuenta el efecto superficial, lo cual significa que R no es constante sino dependiente de la frecuencia.

En vista de estas complicaciones es mejor analizar las sobretensiones transitorias mediante técnicas de computación digital, tal como el paquete ATP, cuando se involucran las pérdidas en una línea, sin importar su origen, el estudio de los transitorio en las líneas de transmisión es muy compleja y solamente se considerará el caso de la línea sin pérdidas, reasaltando que una línea sin pérdidas

es una buena representación para las líneas de alta frecuencia donde ωL y ωC son muy grandes comparados con R y G . Para sobretensiones por maniobra o por rayos sobre una línea de transmisión de potencia, el estudio de la línea sin pérdidas es una simplificación que permite entender algunos fenómenos sin que se esté muy involucrado en la complicada teoría.

2.4.1. Ecuación de línea finita sin pérdidas en estado transitorio

La tensión y la intensidad de corriente están dadas, para un lugar x en la línea del sistema eléctrico por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} V_x \\ I_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_2 * \cosh(\gamma x) + V_2 \sinh(\gamma x) \\ I_2 * \cosh(\gamma x) + \frac{V_2}{Z} \sinh(\gamma x) \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Ambas ondas V como I tienen tanto un componente que se desplaza hacia el otro extremo de la línea (extremo receptor o carga), a la cual se llamará onda progresiva o onda incidente, como otra que se desplaza en sentido contrario (hacia el extremo transmisor o fuente); por lo cual se denominará onda regresiva o onda reflejada. Este nuevo concepto de onda será aclarado más adelante, cuando se desarrollen las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento de la tensión y corriente para cualquier lugar x y tiempo t . La ecuación 2.17 se puede describir de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} V_x &= v_p + v_r \\ I_x &= i_p + i_r \end{aligned} \quad (2.18)$$

Donde; $v_p = i_p * Z$ y $v_r = -i_r * Z$

Las ondas (de tensión y corriente) se propagan a través de la línea de transmisión con la velocidad de la luz, lo cual se habla de una onda viajera. Por

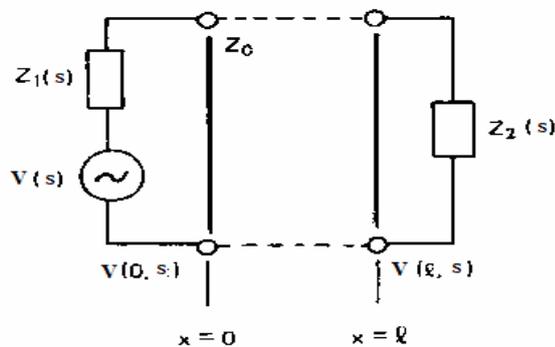
ejemplo para recorrer una línea de 2,500 km de longitud, el tiempo requerido se obtiene de $c = x/t$, entonces:

$$t = \frac{2,500km}{300,000km / seg} = 8.33ms$$

Tiempo que es casualmente un semiperiodo en un sistema que opera a 60 Hz ($T = 16.67$ ms), con lo cual la tensión en el extremo receptor de la línea denota un desfase de 180° respecto al extremo transmisor.

Si por el contrario, las longitudes involucradas exceden los 500 km o 250 km respectivamente, ya que una línea de transmisión puede ser corta (menor de 10 km), mediana (entre 10 km a 40 km) o larga (mayor a 40 km) según la norma NRF-041 de la CFE, entonces la velocidad de propagación infinita de las ondas de (2.18) pueden perturbar seriamente la transmisión de energía del sistema y a las cargas conectadas en su extremo ya sea un motor, transformadores, líneas, etc. Si el desfase llega o excede a los 90° (V_2 vrs V_1), entonces es factible que se presenten peligrosas *sobretensiones de resonancia*, mas adelante se abordara de nuevo este tema.

Figura 29. Circuito de transmisión característico con impedancias desiguales



También se puede obtener la ecuación de línea mediante la ecuación del telegrafista. Observe al fenómeno transitorio en una línea de longitud ℓ , como el de la Figura 2.9, al conectar en sus terminales de entrada de la misma un generador,

cuya FEM sea $v(t)$, y que su impedancia interna e impedancia de carga sean Z_1 y Z_2 donde $Z_2 \neq Z_1 \neq Z_0$, obteniendo la ecuación del telegrafistas a través de:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial V}{\partial x} &= R * I + L \frac{\partial i}{\partial t} \\ -\frac{\partial I}{\partial x} &= G * V + C \frac{\partial V}{\partial t} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Diferenciando la primera ecuación de (2.19) respecto a x se obtiene:

$-\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = R \frac{\partial I}{\partial x} + L \frac{\partial}{\partial t} \cdot \frac{\partial i}{\partial t}$, sustituyendo $\frac{\partial I}{\partial x}$ de la segunda ecuación de (2.19) se obtiene la conocida ecuación del Telegrafista, que para una línea sin pérdidas ($R=G=0$) queda de la siguiente forma:

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = LC * \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \quad (2.20)$$

Que transformado en función de la frecuencia mediante Laplace queda;

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} - s^2 (LC)V = 0 \quad (2.21)$$

Cuya solución general es:

$$V(x, s) = A * e^{-sx/v} + B * e^{sx/v} \quad (2.22)$$

Donde $v = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, es la velocidad de propagación, más adelante se discute sobre ella, la intensidad de la corriente se obtiene mediante la siguiente ecuación diferencial:

$$(sL)I + \frac{dV}{dx} = 0$$

Diferenciado según x nuevamente esta última ecuación y sustituyendo $\frac{\partial V}{\partial x}$, se obtiene la solución para la corriente:

$$I(x, s) = \frac{1}{Z_0} (A * e^{-sx/v} - B * e^{sx/v}) \quad (2.23)$$

Donde $Z_0 = \sqrt{L/C}$ denominada impedancia característica de la LT, para obtener el valor de las constantes A y B se pueden determinar mediante las condiciones iniciales; ($x = 0$ y $x = \ell$).

$$A = V(s) \cdot \frac{Z_0}{Z_1 + Z_0} * \frac{1}{1 - (r_1 * r_2) e^{-2s\ell/v}}$$

$$B = V(s) \cdot \frac{Z_0}{Z_1 + Z_0} * \frac{r_2 * e^{-2s\ell/v}}{1 - (r_1 * r_2) e^{-2s\ell/v}} ; r_1 = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \text{ y } r_2 = \frac{Z_2 - Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

Donde r_1 y r_2 son los coeficientes de reflexión al comienzo y al final de la línea, respectivamente. Por lo tanto la solución en el dominio de s se expresa de la siguiente manera:

$$V(x, s) = V(s) * \frac{Z_0}{Z_1 + Z_0} * \frac{e^{-2sx/v} + r_2 * e^{-s(2\ell-x)/v}}{1 - (r_1 * r_2) e^{-2s\ell/v}} \quad (2.24)$$

$$I(x, s) = I(s) * \frac{1}{Z_1 + Z_0} * \frac{e^{-sx/v} - r_2 * e^{-s(2\ell-x)/v}}{1 - (r_1 * r_2) e^{-2s\ell/v}} \quad (2.25)$$

Para determinar $v(x, t)$ e $i(x, t)$ se puede resolver de forma de series infinitas mediante las reflexiones sucesivas al final y al comienzo de la línea. Desarrollos de la siguiente naturaleza

$$\frac{1}{1-a} = \sum_{n=0}^{\infty} a^n \quad \text{con} \quad a = r_1 \cdot r_2 \cdot e^{-2s\ell/v} \quad (2.26)$$

conducen a las series infinitas en referencia, las cuales representan entonces ondas viajeras. Efectivamente, la transformación de funciones del tipo

$$\exp\{-\gamma(2n\ell + x)\} \quad \text{con} \quad n = 0, 1, 2, 3, \dots$$

permiten, junto con las relaciones 2.22 y 2.23, una solución al problema planteado:

$$\frac{1}{1 - r_1 \cdot r_2 \cdot e^{-2p\ell/v}} = \sum_{n=0}^{\infty} (r_1 \cdot r_2)^n \cdot e^{-2ns\ell/v} \quad (2.27)$$

Esta expresión representa una serie convergente absoluta, siempre y cuando $\text{Re}(s)$ se elija lo suficientemente grande, la cual también puede ser interpretada como un sistema de ondas viajeras. Los coeficientes de reflexión (r_1 y r_2) son sólo funciones algebraicas de s . Las relaciones (2.24) y (2.25) adquieren entonces la siguiente forma:

$$V(x, s) = V(s) \cdot \frac{Z_0}{Z_1 + Z_0} \cdot \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} (r_1 \cdot r_2)^n \cdot e^{-s(x + 2n\ell)/v} + \sum_{n=0}^{\infty} r_1^n \cdot r_2^{n+1} \cdot e^{-s\{(2n+2)\ell - x\}/v} \right\} \quad (2.28)$$

$$I(x, s) = V(s) \cdot \frac{1}{Z_1 + Z_0} \cdot \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} (r_1 \cdot r_2)^n \cdot e^{-s(x + 2n\ell)/v} - \sum_{n=0}^{\infty} r_1^n \cdot r_2^{n+1} \cdot e^{-s\{(2n+2)\ell - x\}/v} \right\} \quad (2.29)$$

Para ilustrar el resultado obtenido se darán valores a los primeros miembros de la relación 2.28.

$$V(x, s) = V(s) \cdot \frac{Z_0}{Z_1 + Z_2} \cdot \left\{ e^{-sx/v} + r_2 \cdot e^{-s(2\ell-x)/v} + r_1 r_2 e^{-s(x+2\ell)/v} + r_1 r_2^2 \cdot e^{-s(4\ell-x)/v} + (r_1 \cdot r_2)^2 e^{-s(x+4\ell)/v} + r_1^2 r_2^3 \cdot e^{-s(6\ell-x)/v} + \dots \right\} \quad (2.30)$$

Al analizar uno por uno los elementos o miembros de la relación (2.30) se obtiene el siguiente panorama:

- $t = -x/v$ es el frente de onda que el generador excita en la dirección positiva de desplazamiento, es decir, hacia el extremo opuesto de la línea.
- $t = (2l - x)/v$ es el frente de onda reflejado por la onda primaria en el extremo de la línea.
- $t = (2l + x)/v$ es el frente de onda reflejado al comienzo de la línea, luego de haber sufrido una reflexión al final de la misma.
- $t = (4l - x)/v$ es el frente de onda después de una reflexión al final de la línea, luego al comienzo y finalmente otra vez en el extremo opuesto de la misma.

2.4.2. Propagación de las sobretensiones

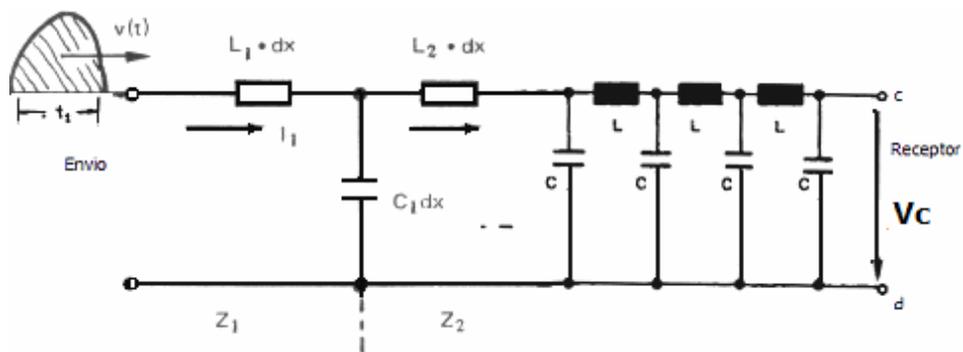
Si se inyecta a los bornes de entrada (extremo transmisor, V_1) un impulso de tensión $v(t)$, circulará una intensidad de corriente a través del primer “cuadripolo”, consultar [4], de la Figura 30, la cual cargará al condensador del mismo. Después; de un tiempo determinado, se cargará el segundo condensador que encuentre a su paso en el sentido de la propagación y así sucesivamente con los siguientes. Esto quiere decir que después de transcurrido un tiempo determinado t , el otro extremo de la línea (receptor) tendrá una tensión igual a la del extremo transmisor, siempre y cuando no haya atenuación en la cadena de cuadripolos ($R=G=0$). Si t_1 es el tiempo de duración del impulso, es conveniente diferenciar algunos casos importantes:

a) $t_1 < \tau$ es inferior al tiempo que se requiere para recorrerla, entonces se observa que mientras los primeros cuadripolos acusan una tensión determinada, los últimos no denotan potencial alguno, debido a que el impulso aún no ha llegado a éstos. Si el tiempo $t_j \ll \tau$, entonces se tiene que mientras el segundo cuadripolo denota una tensión, el primero y el tercero se encuentran libres de potencial. El impulso los carga paulatinamente en su desplazamiento hacia el extremo receptor.

Los condensadores que se van cargando no se pueden descargar en sentido inverso (extremo transmisor) debido a la ley de Lenz. En realidad la corriente que acompaña al impulso inducido en la inductancia L es una tensión en oposición ($-L \cdot [di/dt]$), imposibilitando así dicha descarga.

Este comportamiento es representativo de las *sobretensiones atmosféricas* (1,200/50 μ s).

Figura 30. Circuito equivalente de una LT de longitud finita



b) $t_1 > \tau$, en este caso se puede observar que el impulso está en condiciones de energizar a todos los cuadripolos. Transcurrido cierto instante, el extremo receptor denotará la misma tensión del extremo transmisor. El instante en cuestión depende únicamente de la velocidad de propagación del impulso.

Este comportamiento es característico de las sobretensiones de maniobra (250/2500 μ s), las cuales pueden energizar simultáneamente un tramo de línea de longitud apreciable.

Por lo que es de interés el análisis energético de este fenómeno así por ejemplo, la cantidad de energía acumulada en cada uno de los cuadripolos que es para un elemento diferencial.

$$dQ = V \cdot C \cdot dx = i \cdot dt$$

Considerando que la *velocidad de propagación*, de onda esta dada por $v = dx/dt$, se obtiene de la última expresión:

$$v = dx/dt = i/V * C$$

Aplicando la Ley de Ohm ($V=IZ$) y considerando la impedancia de onda o impedancia características para el caso libre de atenuación o pérdidas ($G=R=0$), podemos obtener la siguiente expresión:

$$v = 1/Z * C = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.31)$$

Si interpretamos esta última ecuación la cual hay que tener mucho cuidado a la hora de realizarlo, ya que la velocidad de propagación no difiere de una línea aérea a otra, mientras que sus parámetros como la capacitancia e inductancia sí, ya que se sabe que varían respecto a su geometría. Esta indebida interpretación de la velocidad de propagación se puede obviar si se sustituye a L y C por sus valores correspondientes:

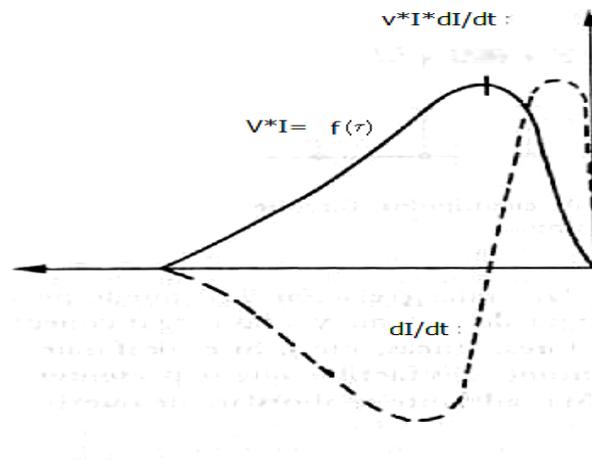
$$L = \mu_0 * \mu_r * \ln\left(\frac{D}{req}\right) * \frac{\ell}{\pi} \quad y \quad C = \frac{\epsilon_0 * \epsilon_r * \pi \ell}{\ln\left(\frac{D}{req}\right)} \quad (2.32)$$

Sustituyendo este valor a 2.31 obtenemos la nueva solución:

$$v = \frac{1}{\sqrt{\mu_0 \mu_r} * \sqrt{\epsilon_0 \epsilon_r} * \ell} \quad (2.33)$$

En donde se dice que la velocidad de propagación depende de la permitividad ϵ_r y la permeabilidad magnética μ_r , ya que los otros parámetros de (2.32) se consideran como constantes, ya que μ_r y ϵ_r varían con respecto al tipo de material del conductor con el que se trabaje, aunque se podría decir que la velocidad de propagación esta en el orden de 300 m/ μ s para algunos materiales con valor $\mu_r = \epsilon_r = 1$, que la mayoría son líneas aéreas.

Figura 31. Impulso de tensión que penetra en una LT



Adaptado de: Luis A. Sieguert, Alta tensión y sistemas de transmisión. p.232

Cuando las ondas viajeras se desplazan a través de los conductores y existen irregularidades transversales o longitudinales ocurre un fenómeno que se ha mencionado anteriormente llamado reflexión o refracción. Basta para ello que la impedancia característica del conductor cambie en un nodo, por ejemplo de Z_1 a Z_2 . En la Figura 30 se da esta situación. En la misma se encuentra entonces al último cuadripolo Z_1 y al primer cuadripolo del conductor Z_2 . Si se supone que no hay pérdidas en el sistema ($R = G = 0$), como en el caso anterior, la corriente I_1 cargará a C_1 , luego a C_2 y así sucesivamente.

Debido a que no hay atenuación, la carga eléctrica Q permanece invariable, y en vista de que las impedancias involucradas son desiguales ($Z_1 \neq Z_2$), se deduce que $C_1 \neq C_2$. De las condiciones para un capacitor como se explica en la sección 1.3.1, se deduce $dQ = C_1 dx * V_1 = C_2 dx * V_2$, es decir: $V_1 / V_2 = C_2 / C_1$, esta última relación implica que en el nodo de frontera entre Z_1 y Z_2 debe de ocurrir un fenómeno de compensación de reflexión y refracción. En general se observa en los puntos de unión de líneas de impedancias características diferentes (nodos), una perturbación, la cual es una función directa de las impedancias características involucradas, por determinar éstas el comportamiento de la tensión e intensidad de corriente a través del medio que se propagan.

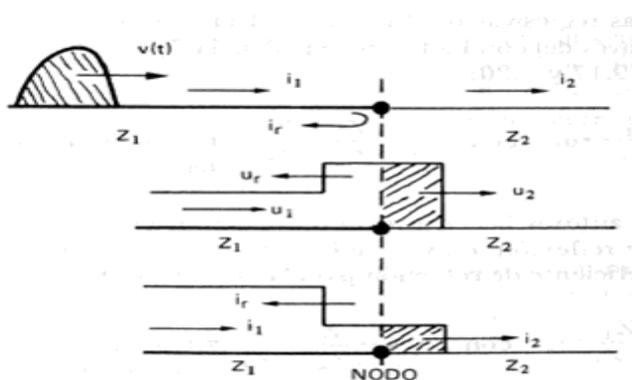
Cuando una onda viajera o sobretensión penetra en una línea de impedancia característica mayor ($Z_2 > Z_1$), la tensión de la onda acusa un incremento y la intensidad de corriente una atenuación. Si la relación existentes las impedancias características se invierte ($Z_1 > Z_2$) sucede exactamente lo contrario.

La relación Z_2 / Z_1 determina, por consiguiente, las alteraciones que sufrirán la tensión e intensidad de corriente en el nodo de transición (Figura 32), siendo el corto circuito ($Z_2=0$) y la marcha en vacío ($Z_2=\infty$) casos extremos para la línea a través de la cual se desplaza o en la que incide la onda viajera.

Es también fácil demostrar que la energía de la onda incidente siempre sufrirá una atenuación debido al porcentaje que se refleja, si hacemos un acercamiento al nodo que conecta a Z_1 y a Z_2 como en la Figura 32, en el nodo se tiene la siguiente expresión; $V_1 + V_r = V_2$ donde, V_r es la amplitud de la onda reflejada, mientras la amplitud de la onda refractada; es decir, la que penetra en el conductor Z_2 . La ley de Kirchhoff suministra en el nodo queda de la siguiente forma:

$$i_1 - i_r = i_2, \text{ aplicando la ley de Ohm se obtiene; } V_1/Z_1 + V_r/Z_1 = V_2/Z_2 \quad (2.34)$$

Figura 32. Reflexión y refracción en un nodo de transición



Adaptado de: Luis A. Sieguert, Alta tensión y sistemas de transmisión. p235.

Si se multiplica ahora la relación (2.34) por Z_1 y se le suma a la relación $V_1 + V_r = V_2$ se logra obtener la amplitud o altura máxima de onda refractada o

progresiva; es decir, aquella que penetra al conductor de impedancia característica Z_2 :

$$V_2 = \frac{2 * Z_2}{Z_2 + Z_1} * V_1 \quad \text{con} \quad \lambda = \frac{2 * Z_2}{Z_2 + Z_1} \quad \text{factor de paso (tensión)} \quad (2.35)$$

El factor de paso para la tensión (λ) se denomina también coeficiente de refracción o de transmisión, ya que indica el porcentaje de tensión que logra penetrar en el conductor opuesto. Si se aplica la ley de Ohm ($V = i * Z$) se obtiene de la relación (2.35) el comportamiento de la corriente el comportamiento de la corriente:

$$i_2 = \frac{2 * Z_1}{Z_2 + Z_1} * i_1 \quad \text{con} \quad \lambda = \frac{2 * Z_1}{Z_2 + Z_1} \rightarrow \text{factor de paso (corriente)} \quad (2.36)$$

Las ondas regresivas o reflejadas, es decir, las que se regresan a su punto de origen a través del conductor de impedancia Z_1 , se obtienen fácilmente de las relaciones (2.36) y $V_1 + V_r = V_2$:

$$V_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} * V_1 \quad \text{con} \quad \Gamma_1 = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.37)$$

Donde Γ_1 es el coeficiente de reflexión, en forma análoga se obtiene el coeficiente de para la intensidad de corriente:

$$i_r = -\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} * i_1 \quad \text{con} \quad \Gamma_i = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2 + Z_1} \quad (2.38)$$

Las relaciones (2.34) a la (2.38) determinan las leyes que rigen la reflexión y refracción de las ondas viajeras (tensión y corriente) en un nodo de transición como el presente. De todo este análisis matemático se puede hacer una relación entre ambos coeficientes de reflexión y refracción que es muy interesante y valioso para

el cálculo de sobretensiones mediante métodos como el de Bergeron o el de Bewley, que se discuten en el Apéndice A, quedando de la siguiente manera:

$$\lambda = \Gamma + 1 \quad (2.39)$$

2.4.3. Ecuación para línea de varios conductores

Sabemos que una LT puede ser monofásica, bifásica, trifásica o de varios hilos, hasta ahora hemos considerado los transitorios en las líneas monofásicas. Para una LT de n conductores por encima de un plano de tierra, ahora las ondas viajan de n “secuencias o modos”, donde cada uno de estos modos tiene sus propias características, es decir su propia velocidad de onda y su propia impedancia.

Si se tiene una línea completamente transpuesta, trifásica, sin pérdidas, que consiste en tres conductores arriba de un plano de tierra perfectamente conductor. Las ecuaciones de línea son:

$$\begin{aligned} \frac{dV(x,s)}{dx} &= -sLI(x,s) \\ \frac{dI(x,s)}{dx} &= -sCV(x,s) \end{aligned} \quad (2.40)$$

Donde;

$$V(x,s) = \begin{bmatrix} V_{ag}(x,s) \\ V_{bg}(x,s) \\ V_{cg}(x,s) \end{bmatrix} \quad I(x,s) = \begin{bmatrix} I_a(x,s) \\ I_b(x,s) \\ I_c(x,s) \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Las ecuaciones de (2.40) son idénticas a las ecuaciones de (2.19) solo que en este caso ya se aplicó la transformada de Laplace y las cantidades escalares se reemplazan por cantidades vectoriales, $V(x,s)$ es el vector de los voltajes línea a tierra e $I(x,s)$ es el vector de las corrientes de línea. Las inductancias y capacitancias respectivas para una línea transpuesta están dadas por:

$$V(x, s) = \begin{bmatrix} L_s & L_m & L_m \\ L_m & L_s & L_m \\ L_m & L_m & L_s \end{bmatrix} H / m \quad (2.42)$$

$$V(x, s) = \begin{bmatrix} C_s & C_m & C_m \\ C_m & C_s & C_m \\ C_m & C_m & C_s \end{bmatrix} F / m \quad (2.43)$$

Para determinadas configuraciones de línea, L y C se deben de observar que L_s , L_m , y C_s son positivas, en tanto que C_m es negativa si se transforman estas cantidades de fase a cantidades de secuencia. Primero, definimos

$$\begin{bmatrix} V_{ag}(x, s) \\ V_{bg}(x, s) \\ V_{cg}(x, s) \end{bmatrix} = T_v \begin{bmatrix} V^0(x, s) \\ V^1(x, s) \\ V^2(x, s) \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

$$\begin{bmatrix} I_{ag}(x, s) \\ I_{bg}(x, s) \\ I_{cg}(x, s) \end{bmatrix} = T_1 \begin{bmatrix} I^0(x, s) \\ I^1(x, s) \\ I^2(x, s) \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

$V^0(x, s)$, $V^1(x, s)$ y $V^2(x, s)$ son los voltajes de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente. Al igual para la corriente $I^0(x, s)$, $I^1(x, s)$ y $I^2(x, s)$ representan la corriente de secuencia cero, positiva y negativa. T_v y T_1 son matrices de transformación constantes de 3 x 3, que más adelante se especificaran, si se denota $V_m(x, s)$ e $I(x, s)$ como los vectores de voltaje de secuencia y corriente de secuencia.

$$V(x, s) = T_v * V_m(x, s) \quad (2.46)$$

$$I(x, s) = T_1 * I_m(x, s) \quad (2.47)$$

Sustituyendo (2.46) y (2.47) en (2.40) obtenemos ;

$$\frac{dV_m(x, s)}{dx} = -s(T_v^{-1} L T_1) I_m(x, s) \quad (2.48)$$

$$\frac{dI_m(x, s)}{dx} = -s(T_1^{-1}CT_v)V_m(x, s) \quad (2.49)$$

El objetivo de esta transformación de ecuaciones es de diagonalizar los productos matriciales dentro de los paréntesis de las ecuaciones de (2.40), desacoplando, por lo tanto, estas ecuaciones vectoriales. Para una línea trifásica completamente transpuesta, T_v , T_1 y las transformaciones inversas, están dados por;

$$T_v = T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \quad T_v^{-1} = T_1^{-1} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.42), (2.43), y (2.50) en (2.48) y (2.49), obtenemos la siguiente expresión;

$$\frac{d \begin{bmatrix} V^o(x, s) \\ V^1(x, s) \\ V^2(x, s) \end{bmatrix}}{dx} = \begin{bmatrix} -s(L_s + 2L_m) & 0 & 0 \\ 0 & -s(L_s - L_m) & 0 \\ 0 & 0 & -s(L_s - L_m) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I^o(x, s) \\ I^1(x, s) \\ I^2(x, s) \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

$$\frac{d \begin{bmatrix} I^o(x, s) \\ I^1(x, s) \\ I^2(x, s) \end{bmatrix}}{dx} = \begin{bmatrix} -s(C_s + 2C_m) & 0 & 0 \\ 0 & -s(C_s - C_m) & 0 \\ 0 & 0 & -s(C_s - C_m) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V^o(x, s) \\ V^1(x, s) \\ V^2(x, s) \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

Des estas dos últimas ecuaciones (2.51) y (2.52), las ecuaciones de secuencia cero son:

$$\frac{dV^o(x, s)}{dx} = -s(L_s + 2L_m)I^o(x, s) \quad (2.53)$$

$$\frac{dI^o(x, s)}{dx} = -s(C_s + 2C_m)V^o(x, s) \quad (2.54)$$

Estas ecuaciones son parecidas a las ecuaciones de línea en el caso monofásico, por analogía, las ondas de secuencia cero viajan a velocidad:

$$v^0 = \frac{1}{\sqrt{(L_s + 2L_m)(C_s + 2C_m)}} \text{ m/s} \quad (2.55)$$

y la impedancia característica de secuencia cero es;

$$Z_c^0 = \sqrt{\frac{L_s + 2L_m}{C_s + 2C_m}} \quad \Omega \quad (2.56)$$

De manera similar las velocidades e impedancias de secuencia positiva y negativa son:

$$v^1 = v^2 = \frac{1}{\sqrt{(L_s - L_m)(C_s - C_m)}} \text{ m/s} \quad (2.57)$$

$$Z_c^1 = Z_c^2 = \sqrt{\frac{L_s - L_m}{C_s - C_m}} \quad \Omega \quad (2.58)$$

2.5. Tipo de Sobretensiones para un SEP

En los sistemas eléctricos, por distintas causas se presentan sobretensiones, que pueden producir colapsos de aislamiento y en consecuencia daños y/o pérdida del servicio de energía eléctrica generando; perdidas de algunos equipos, perdidas económicas a la industria y al centro de despacho una serie de conflictos para restablecer el sistema, tomando en cuenta que la vida de un equipo o máquina eléctrica esta determinada principalmente por el estado de su aislamiento hay que tomarlas en cuenta y saber que tipo de sobretensión predomina al hacer el cálculo de aislamiento de cada componente. Pueden aparecer; entre fases o entre distintos circuitos, son llamados de modo común y modo diferencial, entre los conductores activos y una masa, o la tierra.

Las sobretensiones transitorias que ocurren en un SEP pueden ser de origen externo o bien, se generan internamente, ya sea por las operaciones de maniobra o por perturbaciones en la red, como se explica más adelante. En general, los

transitorios en los sistemas de transmisión se originan debido a cualquier cambio repentino en las condiciones de operación o configuración de los sistemas. Los tres tipos de sobretensiones que se pueden dar en un SEP son:

- a) Sobretensiones de frecuencia fundamental o temporales.
- b) Descargas atmosféricas.
- c) Sobretensiones por maniobra.

El carácter variado y aleatorio de las sobretensiones las hace difícil de caracterizar y sólo autoriza una aproximación estadística en lo que concierne a su duración, sus amplitudes y sus efectos, a continuación se describen cada una de estas sobretensiones, dando a conocer su origen y sus causas.

2.5.1. Sobretensiones de frecuencia fundamental

Esta es una sobretensión tipo interna y dentro de este grupo están aquellas sobretensiones de larga duración (varios milisegundos, segundos a minutos y con factores de 1.3 p.u o aun mayores), poco amortiguadas y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación, llamadas también sobrevoltajes temporales. Ejemplos de sobretensiones temporales son las debidas a un cortocircuito entre una fase y tierra, rechazo de carga o a un problema de ferorresonancia. Estas sobretensiones tienen su origen en las elevadas tensiones, que caracterizan a los sistemas de extra y ultra alta tensión y los cambios de configuración que suelen ocurrir en los mismos, en particular cuando hay bote de carga o reducción de la misma. La clasificación de estas sobretensiones se lleva acabo por medio de la frecuencia de oscilación que las caracteriza en grupos.

2.5.1.1. Grupo A

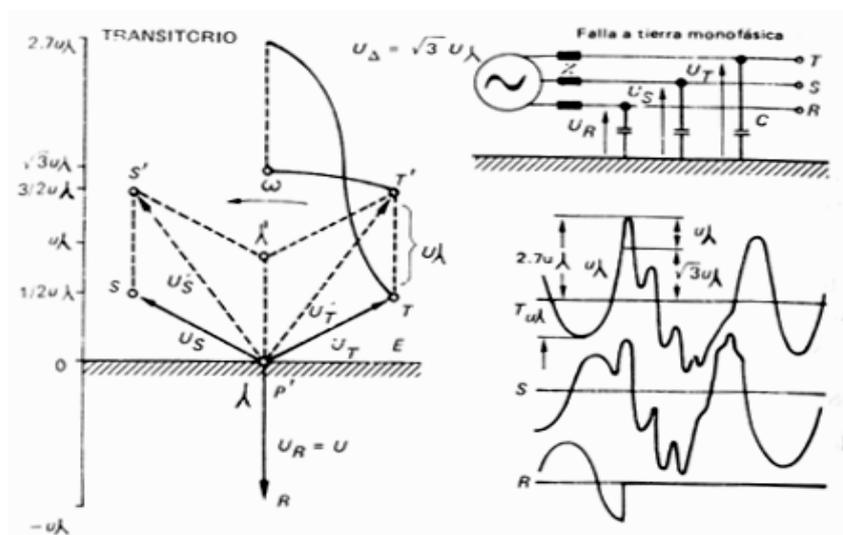
Dentro de este grupo se encuentran las sobretensiones con una frecuencia de oscilación idéntica o muy cerca a la frecuencia de régimen (50 o 60 Hz) y que cuya onda se asemeja a la senoidal. Como ejemplos se pueden describir las más comunes

como el transitorio después de una maniobra en el sistema, en uno de los contactos de un interruptor de potencia de 420 kV después de energizar una línea sin carga, otra causa de sobretensiones temporales en sistemas lineales corresponde a las fallas que pueden ocurrir en el mismo, siendo la más común de ellas la falla a tierra monofásica con el neutro flotante, se ilustra en la Figura 33. Mientras la fase afectada registra tensiones inferiores a la nominal, las fases sanas pueden asumir valores elevados, en función del tratamiento que se le haya dispensado al neutro del sistema. El neutro asume entonces la tensión de fase a tierra, la cual viene siendo la amplitud del fenómeno oscilatorio. Suponiendo que el valor pico de esta tensión coincida con el pico de la frecuencia de régimen, la sobretensión alcanzaría el valor teórico de:

$$V_s = (\sqrt{3} + 1)V_f = 2.73(V / \sqrt{3})\sqrt{2}$$

Es posible que se manifiesten sobretensiones temporales de origen no lineal como la de transformadores de potencial, conectados en estrella a las fases de una línea corta, la cual se alimenta de un transformador de potencia con el neutro aislado de tierra (neutro flotante).

Figura 33. Sobretensión causada por falla monofásica a tierra con neutro flotante



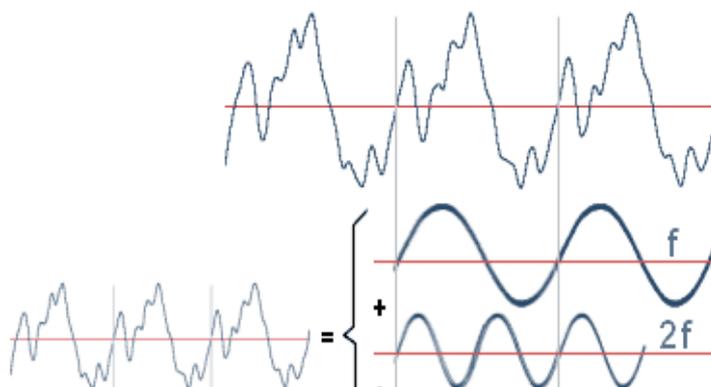
Adaptado de: Luis A. Sieguert, Alta tensión y sistemas de transmisión. p347.

Si no se adoptan medidas preventivas en los sistemas de extra y ultra alta tensión, las sobretensiones en cuestión pueden llegar a valores comprendidos entre 1.8 a 2.0 p.u. Sin embargo, la tendencia actual es limitar estos valores a un margen comprendido entre 1.2 a 1.5 p.u, siendo 1.0 p.u. la tensión nominal máxima.

2.5.1.2. Grupo B

Son todas las sobretensiones temporales con una frecuencia de oscilación mayor que la frecuencia de régimen y abarca todas aquellas sobretensiones temporales cuya amplitud y valor pico dependen de los excesivos valores superpuestos a la onda fundamental que pueden alcanzar los armónicos de orden par o impar. Estos armónicos tienen su origen en las características no lineales del sistema (núcleos magnéticos, rectificadores, etc.). La amplitud de los armónicos que se le superponen a la onda fundamental es determinante, no así la constelación de frecuencias asociada al fenómeno. En la Figura 34 se ilustra un oscilograma de las tensiones de línea (400 kv) afectadas por la segunda armónica, las cuales exceden a los valores máximos permitidos.

Figura 34. Segunda armónica afectando a un sistema de 400 kV



El análisis matemático de estas sobretensiones no es sencillo. La característica no lineal de los equipos con núcleo magnético, como transformadores de potencia, de medición, reactores hasta los mismos rectificadores existentes en el sistema, se suele estudiar descomponiendo al sistema en una parte lineal y en otra no lineal.

2.5.13. Grupo C

En este grupo se encuentran las sobretensiones temporales con una frecuencia de oscilación inferior a la de régimen, que raras veces se manifiestan entre las fases y tierra, pero sí frecuentemente a través de condensadores en serie.

Esto obedecerá a que el rango de interés, donde se pueden generar peligrosas sobretensiones temporales, está comprendido entre 6 y 18 Hz para una frecuencia de régimen de 60 Hz (5 y 15 para 50 Hz). Esta baja frecuencia no logra provocar caídas de tensión apreciables en la reactancia a tierra del sistema, pero sí en los bancos de condensadores en serie, además, pueden ser causadas por los siguientes mecanismos:

Por acoplamiento de un elemento magnético con característica no lineal suministra la potencia de transferencia tanto para el modo subarmónico como para la misma onda fundamental.

Y por un acoplamiento dado por máquinas giratorias. Cuando el rotor gira a una velocidad mayor que la que le corresponde (operación asincrónica, motor de inducción), ocurre una transferencia de potencia que alimenta al modo subarmónico. La frecuencia queda entonces determinada por la resonancia entre el condensador en serie y la inductancia del sistema, en este caso dada por la misma máquina. Aquí se suele hablar de *resonancia subsincrónica* y el temor que se le tiene obedece más a daños mecánicos, en las mismas máquinas, que a daños dieléctricos en el sistema.

2.5.2. Sobretensiones atmosféricas

Estas sobretensiones son de origen externo al SEP, ya que son producidas por los fenómenos atmosféricos denominados descargas electro-atmosféricas o rayos sobre las líneas de transmisión, el fenómeno de sobretensiones atmosféricas es de corta duración a un menor que las provocadas por maniobra y muy fuertemente

amortiguadas actualmente se simula mediante ondas de impulsos tipo rayo normalizada en 1.2 a 50 μ s.

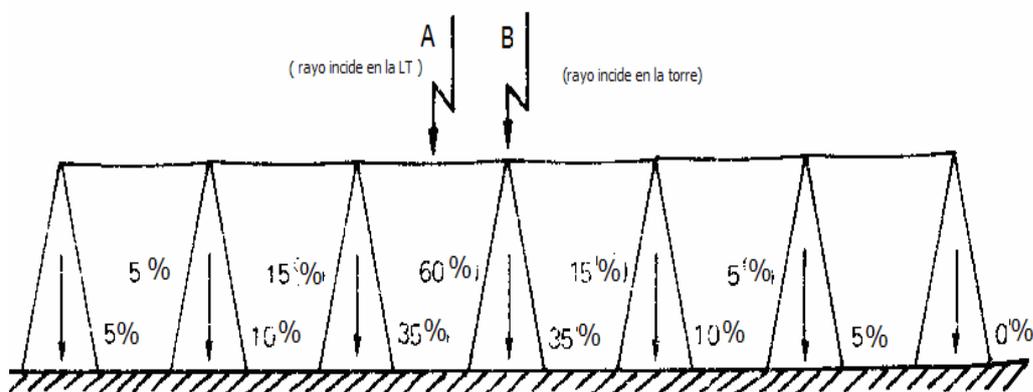
La aparición de una sobretensión de origen atmosférico en una línea aérea puede ser debida a uno de los mecanismos siguientes:

- La descarga cae directamente sobre un conductor de tierra o una torre metálica o lo que viene hacer los mismo, sobre un cable de guarda (puesto a tierra, este cable enlaza los vértices de la torres, y está destinado a proteger los conductores activos de los rayos directos), también se le denomina *descarga retroactiva*. En ambos casos una parte de la corriente del rayo termina propagándose a tierra donde originará sucesivas reflexiones que pueden dar lugar a una tensión superior a la rigidez dieléctrica del aislamiento entre la torre y alguno de los conductores de fase.
- La descarga cae sobre un conductor de fase o en la cercanía de una línea, ha este fenómeno se le denomina también como *sobretensiones atmosféricas inducidas*, no es sencillo de analizar ya que se deben de considerar las cargas que el rayo induce al acercarse al sistema, sin haber llegado aun a tierra, debido a un apantallamiento insuficiente del cable de tierra o a la inexistencia de éste; se produce una falla si la onda de tensión supera la rigidez dieléctrica del aislamiento. Las sobretensiones inducidas por el rayo en el sistema no alcanzan valores muy peligrosos, pero sí las *tensiones de paso y de toque*, consultar [14], en la proximidad del sitio de incidencia suelen ser muy elevadas afectando particularmente a los cuadrúpedos (vacas, caballos, perros, etc.) y también al hombre.

En la Figura 35, se ilustran los dos casos, El primer caso corresponde a la incidencia a mitad de vano, mientras que el segundo en la torre con sus valores en porcentaje arriba de los del primer caso, es decir que la torre deriva un 60 % de la corriente para el segundo caso.

La importancia de las sobretensiones atmosféricas crece conforme disminuye la tensión nominal de los componentes afectados por el rayo. El valor de las sobretensiones que se pueden producir en una red de distribución originada por un rayo es tan elevado frente al valor de la tensión nominal de la red que tanto el nivel de aislamiento de los componentes como la selección y coordinación de protecciones se realiza teniendo en cuenta el efecto de las sobretensiones atmosféricas.

Figura 35. Mecanismos de incidencia de rayo



2.5.2.1. Efectos del rayo

“Las principales consecuencias del rayo en el sistema de transmisión afectado se pueden resumir de la siguiente manera”, ver ref. [4]:

a) *Efecto dinámico:*

El rayo se caracteriza por corrientes de hasta 400 kA, las cuales en caso de reflexiones desfavorables pueden ascender a 800 kA. En un conductor eléctrico la corriente ejerce una fuerza, la cual se obtiene directamente de la ley circuital de Ampere, $F = B \cdot l \cdot I$, donde B es la inducción magnética, I la intensidad de corriente del rayo y l la longitud del conductor. La fuerza que ejerce un rayo en conductores en paralelo es por lo general superior a la que

se da en caso de un cortocircuito, por lo tanto es imperativo tomarla en cuenta para previsiones.

b) *Efecto térmico:*

Toda intensidad de corriente, al pasar por una resistencia, produce calentamiento descritos por la ecuación: $P=I^2 \times R$, el calor disipado es proporcional a la intensidad de la corriente. La energía disipada en el tiempo esta descrita por: $dW=U \cdot I \cdot dt$ [cal]. El tiempo de acción de un rayo no rebasa los $120\mu s$, en los pararrayos es de ayuda considerar las calorías para diseñar la masa de cobre requerida para las conexiones a tierra.

c) *Efecto Químico:*

En el recorrido de la descarga atmosférica se encuentra aire, metal y tierra. En el aire se forma ozono, ácido nítrico y ácido nitroso, los cuales se utilizan como fertilizantes, en el metal la reacción química de importancia es una ligera corrosión, la cual no conduce a una inutilización del pararrayos y en la tierra, mas en la zona metal-tierra, se podría desgastar teóricamente el hierro o la cubierta galvánica anticorrosiva.

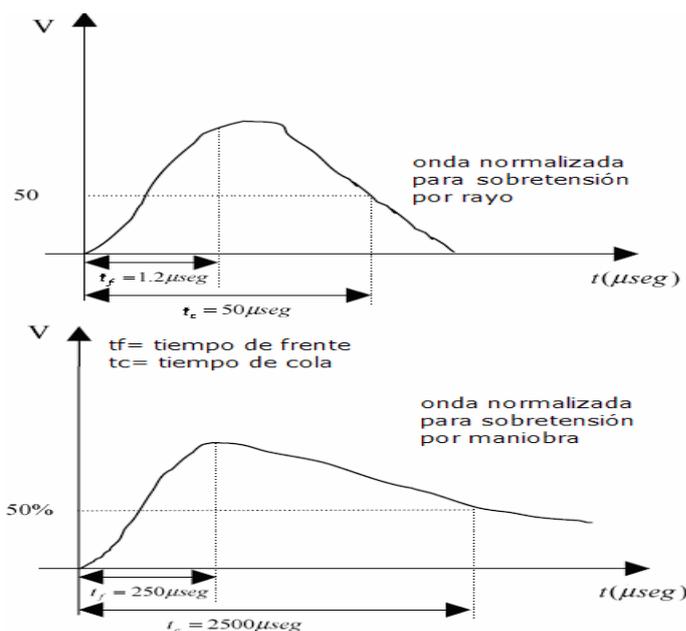
Los rayos son siempre un potencial de peligro para los equipos de los sistemas de potencia, pero las operaciones de maniobra pueden también causar su daño. Para voltajes hasta de 230 kV, el nivel de aislamiento de las líneas y del equipo está determinado por las sobretensiones por rayo. En los sistemas con voltajes de más de 300 kV pero menor de 700 kV, las operaciones por maniobra son de gran relevancia y los rayos en pequeña proporción comparados con las maniobras en lo que respecta potencialmente refiriéndose a los daños provocados en los aislamientos. Para sistemas mayores de 700 kV los sobrevoltajes por maniobra son el factor que determina el nivel de aislamiento de todos los equipos.

2.5.3. Sobretensiones por maniobra

Las sobretensiones que se han analizado anteriormente están asociadas casi siempre a las operaciones de maniobra (se abre o se cierra un interruptor), por ejemplo una falla monofásica a tierra iniciada por una descarga atmosférica, rechazo de carga, resonancia armónica, etc.

Esta sobretensiones son tipo interno al sistema al igual que las temporales, solamente que esta sobretensión es directamente proporcional al voltaje del sistema, en cuanto a las debidas a rayo permanecen más o menos constantes. Además tienen, por lo general, alto amortiguamiento y corta duración, la onda normalizada para este tipo de sobretensión es de 250/2500 μ s, según la IEC en su publicación 60-2 del año 1973, como se muestra en la Figura 36. En consecuencia las variaciones por rayo son menos importantes para la transmisión arriba de 300 kV ya que arriba de esta tensión, es decir para niveles de extra y ultra alta tensión, las sobretensiones por maniobra de interruptores, pueden tener frentes de onda del orden de varios microsegundos y durar varios ciclos de la frecuencia industrial y esto las convierte en el factor limitante para la coordinación de aislamiento.

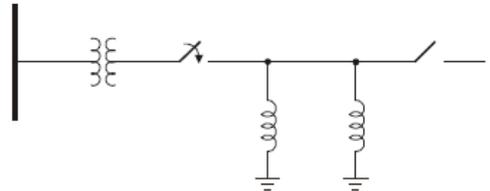
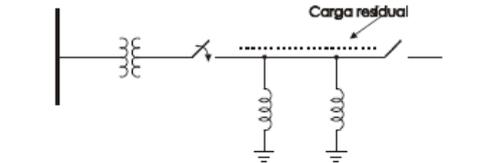
Figura 36. Ondas normalizadas para sobretensiones



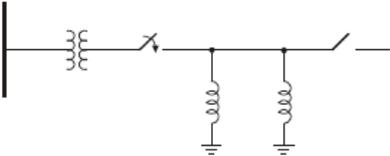
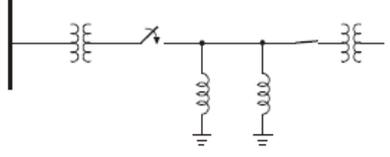
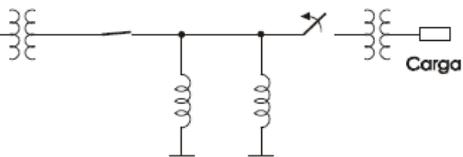
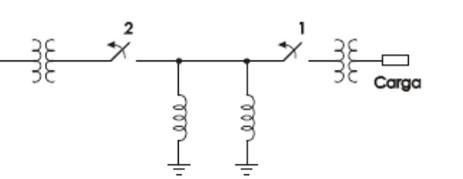
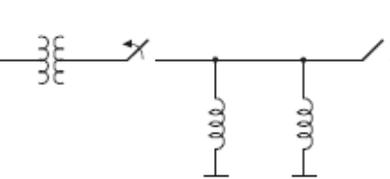
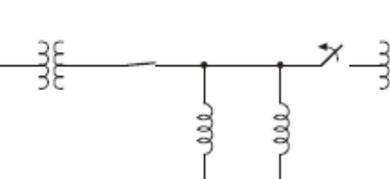
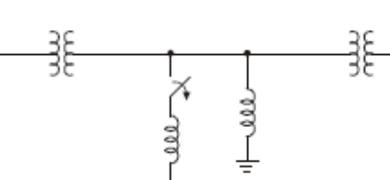
Las ondas normalizadas son contempladas para realizar pruebas con sobretensiones a tiempos diferentes, se aplican en forma consecutiva un número determinado de veces, para así obtener un comportamiento probabilístico en el caso de los cálculos de aislamiento, en el caso de las sobretensiones por maniobra, por ejemplo, pueden ser generadas con la ayuda de un generador de impulsos o excitando la cascada de corriente alterna en el primario.

En este capítulo se hace una descripción de las operaciones de maniobra más comunes en la Tabla VIII, que pueden ocasionar un nivel de sobretensión elevado al momento de realizarse la maniobra en un interruptor de potencia ya sea de conexión, desconexión o la transición abierto-cerrado. En la posición de cerrado el interruptor de potencia debe conducir una cantidad de corriente sin exceder el valor total estandarizado por el conductor y la estructura del aislante. Mientras esta cerrado, el sistema esta completamente aislado y es continuamente resaltado por una frecuencia de voltaje sinusoidal, y también por sobrevoltajes causados por un rayo, los cambiadores y sistemas de cambio, si el dispositivo esta en posición abierto el aislante que cruza por los contactos acentúa la condición de aislamiento adherido al aislante a tierra, algunas ondas de voltajes transitorios pueden producir incrementos en los voltajes acentuados al lado del dispositivo.

Tabla VIII Maniobras que pueden ocasionar sobretensiones en el sistema

Operación de maniobra	Diagrama Básico
1. Energización de líneas	
2. Energización de líneas con carga residual (recierre).	

Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobras en sistemas eléctricos de potencia mayores de 300 kV

<p>3. Energización de una línea por el lado de la fuente.</p>	
<p>4. Energización de una línea terminada en un transformador en vacío.</p>	
<p>5. Rechazo de carga al final de la línea.</p>	
<p>6. Rechazo de carga al final de la línea seguido de una apertura en la misma.</p>	 <p style="text-align: center;">1 y 2 son el orden de apertura</p>
<p>7. Interrupción de una línea en vacío.</p>	
<p>8. Desconexión de un transformador en vacío.</p>	
<p>9. Desconexión de transformadores con reactores conectados en el terciario.</p>	
<p>10. Desconexión de reactores.</p>	

2.6. Características para el análisis sobretensiones

Las características de los problemas de análisis de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos son las siguientes:

- Gran complejidad, ecuaciones, modelos integro diferenciales multivariantes muy diversos para los distintos componentes, gran cantidad de componentes, gran cantidad de vínculos, muchas condiciones iniciales y de contorno. Los sistemas sencillos permiten soluciones analíticas, pero cuando el sistema se complica la solución analítica se hace imposible.
- Alinealidades, que se producen especialmente en los modelos integro diferenciales de los componentes.
- Variabilidad en el tiempo, tanto de ciertos parámetros de los modelos de componentes como de las ecuaciones de vínculo.
- Efectos de frecuencia, que afecta la respuesta de los componentes.
- Numerosas variantes a analizar, para cada caso de estudio, modificando tanto los parámetros de los componentes, como las ecuaciones de vínculo o las condiciones iniciales y de contorno.
- Difícil "internalización" del modelo completo, se hace difícil comprender la esencia del problema, es difícil para el analista adquirir sensibilidad para prever las respuestas razonables en las diferentes variantes.
- Precisión limitada, por la dificultad de conocer muchos de los parámetros físicos reales, por las variaciones aleatorias, por las simplificaciones inherentes en los modelos matemáticos.

La evaluación y análisis de sobretensiones en los sistemas eléctricos se puede hacer en distintas formas, todas interactúan y tienen sus ventajas a continuación se mencionan algunas:

- Métodos empíricos, que presentan muchas dificultades de realización, algunas cosas no se pueden hacer, otras no se permiten, en algunos casos se teme.
- Experiencia de operación, es un método eminentemente empírico, que muchas veces no cuenta con suficiente apoyo de documentación, registros etc.
- Mediciones de campo, particularmente interesante por los resultados que puede brindar, pueden ser:
 - a) Registros especiales de largo plazo, que con continuidad suficiente, y gran esfuerzo pueden considerarse experiencia de operación. Son insustituibles para convalidar modelos de simulación, permiten mejorar el modelo de simulación, para nuevos diseños no son aplicables, se deben hacer extrapolaciones.
 - b) Pruebas puntuales, que se desarrollan sobre un fenómeno individualizado.
- Métodos de simulación.
- Modelos matemáticos, que presentan todo el espectro de posibilidades
 - a) Solución analítica, aplicable solo en problemas muy simples, es muy limitante útil solo en casos muy sencillos.
 - b) Calculadora diferencial analógica o híbrida, en la que se plantean y resuelven ecuaciones diferenciales, se debe conocer la naturaleza del fenómeno a estudiar.
- Analizador de transitorios (ATP), modelo físico especial con el que se construye el sistema simulado. El más aplicado ya que se puede modelar cada elemento del sistema, muy complejo dependiendo del sistema, se pueden tomar las alinealidades por frecuencia, flexible ya que es fácil considerar las variantes, sensible, buena precisión y rapidez comparado con los casos anteriores.

3. ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA

El análisis de sobretensiones por maniobras generalmente se realiza con el objetivo de definir las sollicitaciones dieléctricas sobre los equipos en redes de transmisión de extra y ultra alta tensión, es decir mayores de 300 kV, ya que las sobretensiones por maniobras generadas por la energización y la desenergización a alta velocidad de líneas de transmisión por interruptores, introducen esfuerzos dieléctricos produciendo envejecimientos prematuros en el aislamiento de los equipos, dando un factor importante en el diseño del mismo. El estudio de estas sobretensiones se puede realizar mediante los diferentes casos de acción del interruptor, es decir, ya sea en estado de: energización (cierre) o desenergización (apertura), como se enumera en la tabla IX.

En realidad existen dos formas para interrumpir el flujo de la corriente en una línea de transmisión: reduciendo a cero el potencial que lo genera o separando físicamente el conductor del flujo de corriente mediante un interruptor. Esta última, es la más utilizada para lograr dicha interrupción, ya que en SEP una misma fuente alimenta a varias líneas de diferentes zonas y en ocasiones solo se desea liberar a algunas o una de ellas.

Antes de continuar con el estudio de estas sobretensiones es fundamental conocer lo que es un interruptor de potencia, siendo este la fuente de las sobretensiones transitorias por maniobra ya que conforme a su estado se generan, además cambia las propiedades del circuito en el que opera tal y como se describió en el apartado 2.1. Haciendo saber al lector que solo será descrito lo más relevante del interruptor de potencia para el caso de sobretensiones por maniobra, en todo caso se recomienda para mayor información consultar las fuentes [8] y [21].

Los estudios de sobretensiones por maniobra se realizan mediante simulaciones con el ATP, o algún otro paquete que tenga características similares, y requieren información de la capacidad de cortocircuito del sistema, características de la línea de transmisión y su longitud, el tipo de interruptores y resistencias de apertura, entre otros.

Tabla IX. Clasificación de maniobras de interruptores de potencia

CASO	TIPO DE MANIOBRA
<p>ENERGIZACIÓN (CIERRE) →</p>	<ul style="list-style-type: none"> *Línea de transmisión en vacío. *Línea con transformador en vacío. *Banco de capacitores. *Banco de transformadores. *Banco de reactores. *Arranque de motores. *Falla trifásica *Falla monofásica *Banco de transformadores cargados con reactor en el neutro. *Pérdida súbita de carga.
<p>DESENERGIZACIÓN (APERTURA) →</p>	<ul style="list-style-type: none"> *Línea de transmisión en vacío. *Falla kilométrica. *Líneas de transmisión con carga atrapada. *Reactores de compensación. *Sistemas fuera de fase. *Banco de transformadores cargado. *banco de capacitores.

3.1. Interruptor de potencia en el punto de conexión

El interruptor es un dispositivo, cuya función es asegurar el flujo continuo de corriente en una red eléctrica bajo condiciones normales de operación e interrumpirlo cuando se presentan condiciones anormales o fallas. Se utiliza para controlar el flujo

de corriente y como medio de protección para el personal y el equipo. Se conecta en serie con el circuito que se va a proteger y entre otras cosas es capaz de:

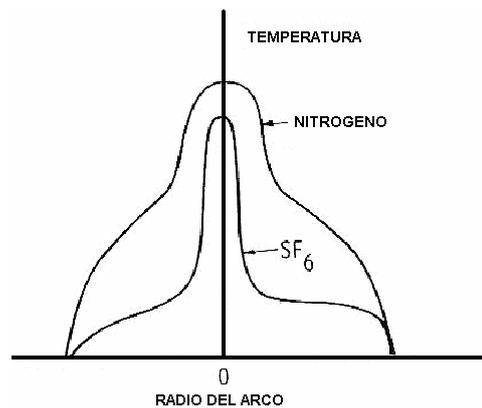
- Interrumpir: (a) cualquier nivel de corriente que circule por sus contactos, desde unos cuantos amperes, hasta su capacidad de corto circuito, ambas simétricas y asimétricas, a las tensiones especificadas en la norma IEC-62271-100 y (b) hasta el 25 % de su capacidad de corto circuito al doble de su tensión nominal entre fases.
- Cerrar con la corriente máxima de corto circuito a la tensión nominal entre fases y al 25 % de la corriente máxima de corto circuito al doble de su tensión nominal entre fases.
- Conectar y desconectar corrientes inductivas, capacitivas (línea, cable y banco de capacitores) y corrientes de reactores sin generar sobretensiones excesivas que sobre-esfueren las capacidades dieléctricas del sistema de transmisión o distribución.
- Efectuar operaciones de cierre apertura cuando sea requerido y
- Conducir su corriente nominal sin sobrecalentar sus componentes.

Un interruptor tiene cuatro componentes principales: medio interruptivo (que puede ser gas SF₆, vacío, aire o aceite), cámara interruptiva, aisladores y mecanismo de operación.

La extinción del arco eléctrico (fenómeno que se presenta en el instante en que se separa los contactos del interruptor), en corriente alterna difiere del de corriente directa por una sencilla razón: cada vez que la corriente pasa por cero (120 veces por segundo en un sistema de 60 Hz) el arco se extingue por sí solo, es por eso que muchos autores la relacionan con el cruce por cero de la corriente. La desionización o recuperación de la rigidez dieléctrica del entrehierro, inicia en el momento en que el arco se extingue (cuando la corriente cruza por cero). La rigidez crece linealmente en función del tiempo, hasta alcanzar su estabilización. La complejidad del comportamiento del arco durante el proceso de interrupción, ha provocado el desarrollo de modelos que describen este proceso. Los primeros modelos estaban

concentrados en la región de corriente cero y los modelos recientes se enfocan en calcular el diámetro del arco en la corriente máxima. Estos modelos son una aproximación del fenómeno de interrupción.

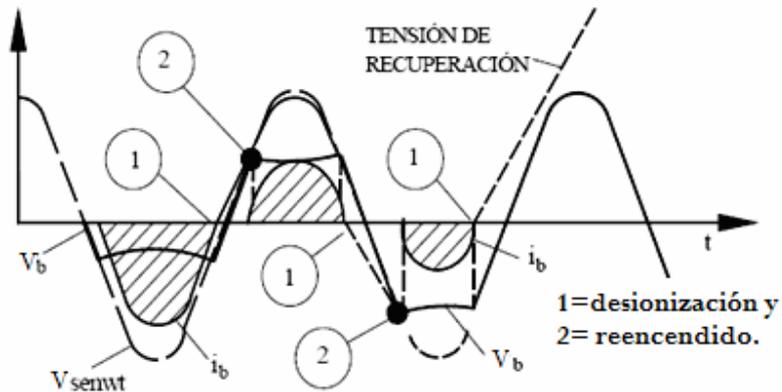
Figura 37. Temperatura del arco como una función de radio



“Si la tensión en el interruptor (V_{senot}) en algún instante excede a la tensión de recuperación V_r (*Recovery voltage*, tensión que aparece en los contactos del interruptor en el primer intervalo o cuando la maniobra está en pleno apogeo) ocurre un reencendido. En caso contrario, si la tensión de recuperación V_r se incrementa más rápidamente que la tensión en el interruptor, no se produce el reencendido. Este fenómeno se ilustra en la Figura 38. El comportamiento anterior varía si se considera un circuito inductivo o capacitivo. Estos circuitos son muy importantes, porque los sistemas de transmisión de energía suelen tener reactores en derivación o bancos de capacitores en serie. Además, la desconexión de un transformador operando en vacío representa una inductancia” [5].

En los circuitos inductivos o capacitivos, el cruce por cero de la corriente coincide, según el caso, con el valor máximo de la tensión. En este tipo de circuitos es común que se presenten reencendidos. Esto se debe al extinguirse el arco al cruzar la corriente por cero, la tensión del circuito excede a la tensión de recuperación. La tensión transitoria tiende a oscilar y puede alcanzar a la tensión de recuperación. Sin embargo, la mayoría de las veces se logra la desionización del entrehierro y, por lo tanto, la interrupción exitosa.

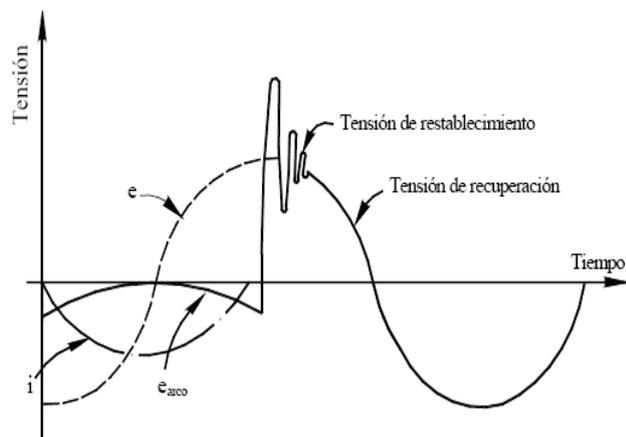
Figura 38. Tensiones durante el proceso de interrupción



Adaptado de: Comisión Federal de Electricidad / CTT. Manual de interruptores de potencia. p3-11.

El funcionamiento de los interruptores en la interrupción de las corrientes de cortocircuito depende de varios factores que se consideran como condiciones severas. La corriente y la tensión de cortocircuito (ver Figura 38) muestran que al efectuarse la interrupción al cruce por cero de la corriente, la tensión que aparece en las terminales del interruptor tiene una influencia importante en su funcionamiento. De hecho, la interrupción exitosa de la corriente depende de esta tensión.

Figura 39. Ondas de la tensión de restablecimiento y recuperación



Esta tensión en las terminales después de la interrupción de corriente, como se ve en la Figura 39, tiene dos componentes: la primera (inmediatamente después de la interrupción), llamada tensión transitoria de restablecimiento TTR, que se discutió

brevemente en el apartado 2.1.4, y la segunda (después de que se amortiguan las oscilaciones) que alcanza la tensión de 60 Hz, llamada tensión de recuperación. Estos fenómenos se presentan inmediatamente después de la extinción del arco. La tensión del arco entre los contactos normalmente es baja, mientras que la tensión del sistema está en su valor máximo o cerca de este.

Las características más importantes de la tensión transitoria de restablecimiento (TTR) y que influyen en el funcionamiento del interruptor son:

a) Factor de amplitud:

Se define como la relación del valor máximo de la tensión transitoria al valor máximo de la tensión del sistema, es decir:

$$S = \frac{V_R}{E\sqrt{2}} \quad (3.1)$$

Donde:

$$V_R = SE \sqrt{2}$$

$$S = \text{Factor de amplitud}$$

$$E\sqrt{2} = \text{Valor eficaz de la onda fundamental}$$

Teóricamente, puede alcanzar el valor de 2; pero por lo regular, en la práctica, no suele exceder de 1.5. Se tienen básicamente dos posibilidades para evitar el reencendido del arco:

- Disminuir la razón de crecimiento de la TTR.
- Acelerar la regeneración dieléctrica del entrehierro.

b) Razón de crecimiento de la tensión transitoria de restablecimiento:

Es una indicación de la severidad del transitorio y se define como la tangente de la curva de la tensión transitoria de restablecimiento conocida comúnmente por sus siglas RCTTR. Se expresa en Volts por microsegundo. Se obtiene dividiendo la

amplitud máxima de la oscilación entre el tiempo en que ésta se presenta. En la práctica, la operación de un interruptor es más rigurosa cuando se usa en una red de frecuencia natural alta, que en una red de frecuencia natural baja, porque la RCTTR es mucho mayor en el primer caso. La frecuencia natural varía según el punto de la red en que se produce el cortocircuito. Por lo tanto, para seleccionar un interruptor, además de especificar el valor de la potencia máxima de corto circuito, también se requiere especificar el factor de amplitud de la TTR y la velocidad de restablecimiento de la tensión:

$$\frac{dV}{dt} 2SEfo\sqrt{2} \quad kV / \mu seg \quad (3.2)$$

También hay que tomar en cuenta que al aumentar la tensión del sistema aumenta inevitablemente la separación entre los contactos del interruptor, en vista de lo cual también es necesario aumentar las velocidades de separación de los contactos, es decir, disminuir el instante de la maniobra.

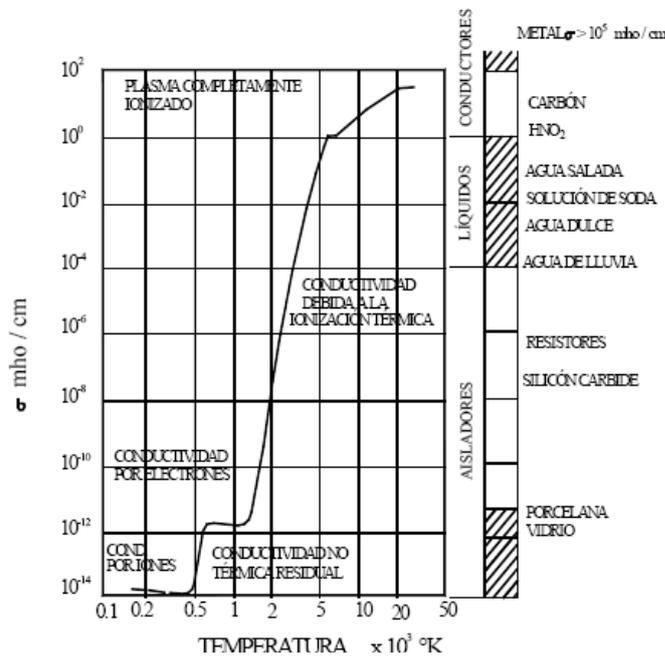
3.1.1. Operaciones en un interruptor

Las operaciones de cierre apertura o recierre de los contactos de los distintos tipos de interruptor que se emplean en extra y ultra alta tensión se realiza por medios mecánicos o mejor dicho siempre existe un límite desde el punto de vista mecánico. Cuando los contactos se separan se forma un entrehierro entre ellos, constituido de un medio dieléctrico e interruptivo (aire, gas SF₆, vacío, aceite). En este medio se forma el arco eléctrico, a través del cual la corriente fluye de un contacto a otro. En este entrehierro es donde el circuito es vulnerable a ser interrumpido, ya que la corriente abandona su trayectoria original (contactos) para formar un arco en el medio aislante e interruptivo, cuando se logra disminuir la conductividad de esta trayectoria hasta extinguir el arco, la corriente deja de fluir. “Por lo tanto, la interrupción de un circuito eléctrico comprende dos pasos consecutivos:

En el primero se consigue intercalar un entrehierro a la trayectoria original, y el segundo, consiste en eliminar la conductividad del entrehierro. El principio fundamental de este proceso es la velocidad de restablecimiento del medio dieléctrico en el entrehierro”, ver ref. [5].

Para un entrehierro con un medio aislante gaseoso, el gas es semiconductor a altas temperaturas y en función de su enfriamiento se vuelve aislante. Por ejemplo, el aire cambia de un buen conductor (10 mho/cm), a un aislador confiable (10-12 mho/cm), solamente con variar la temperatura de 10,000 a 1,000 °K, véase la siguiente figura.

Figura 40. Conductividad eléctrica vs temperatura del aire a presión atmosférica

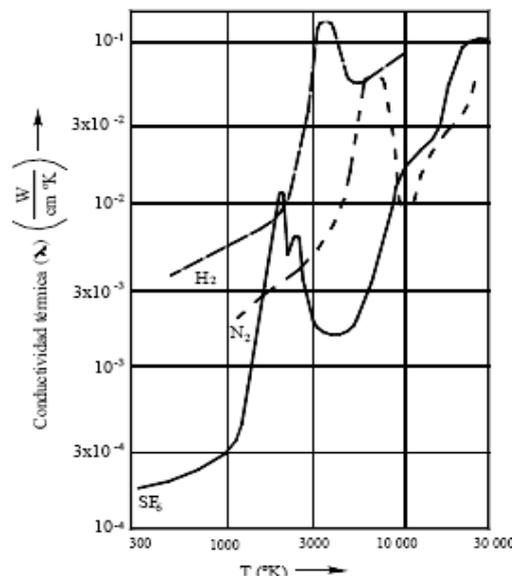


Adaptado de: Comisión Federal de Electricidad / CTT. Manual de interruptores de potencia. p3-22

Exceptuando los sistemas que utilizan materiales semiconductores de sople magnético y vacío, todos los interruptores trabajan bajo el principio de la descarga de alguna clase de gas. La Fig. 41 muestra la conductividad térmica de los gases SF₆, nitrógeno e hidrógeno en función de la temperatura; se puede ver que el SF₆ y el hidrógeno no tienen conductividades térmicas mayores a la del nitrógeno hasta los

1,500 °K. El SF₆ y el hidrógeno poseen mejores conductividades térmicas que el aire y el nitrógeno a altas temperaturas, lo que los hacen mejores medios de extinción.

Figura 41. Conductividad térmica de medios gaseosos en función de la temperatura



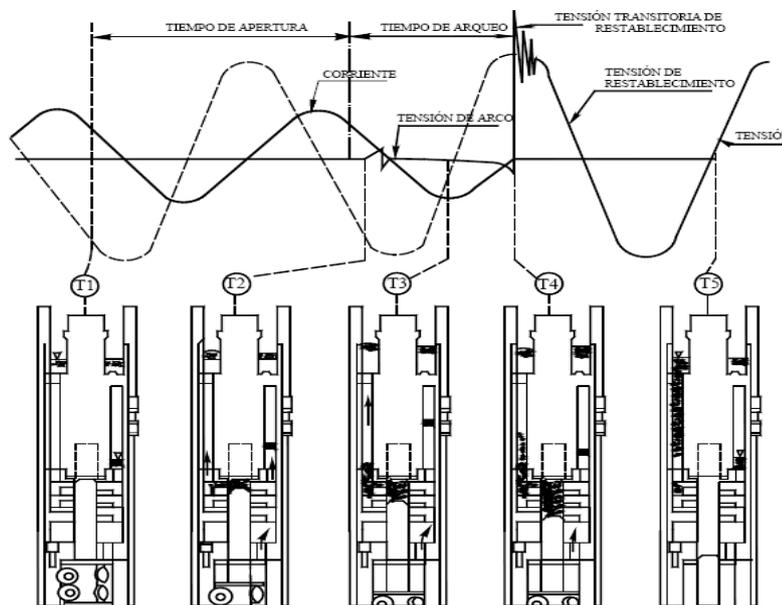
3.1.1.1. Operación de apertura

Esta operación se realiza con el objetivo de desenergizar o interrumpir alguna parte del sistema. Estando cerrado el interruptor se libera el mecanismo de apertura el cual permite que los contactos principales se separen. La separación de los contactos genera el arco eléctrico. En la apertura, el arco cumple con funciones de gran importancia durante la interrupción, dependiendo del tipo de medio de extinción usado, a continuación se describe una operación de apertura:

- T1 El interruptor se encuentra cerrado, recibe una señal de apertura. Se inicia la separación de los contactos, con la ayuda del resorte de apertura.
- T2 El interruptor abre y se forma el arco entre el anillo de arqueado del contacto fijo y el contacto móvil.

- T3 El contacto móvil se desplaza hacia abajo, abriendo aún más. En el cruce por cero de la corriente, se presenta un alto valor dieléctrico.
- T4 El arco se extingue, restableciéndose completamente el dieléctrico.
- T5 El interruptor termina el movimiento de contactos y queda en posición abierto.

Figura 42. Proceso de interrupción de corriente en ca



La interrupción de la corriente consiste en convertir un espacio altamente ionizado en el entrehierro en un buen aislante con el objeto de que la corriente no fluya a través de él. A medida que la corriente senoidal se aproxima al cruce por cero, el medio aislante ionizado pierde rápidamente temperatura con lo que recupera sus condiciones aislantes. En esta última condición aparece la tensión del sistema en las terminales del interruptor. La velocidad de transición del medio aislante depende de los parámetros eléctricos de la red.

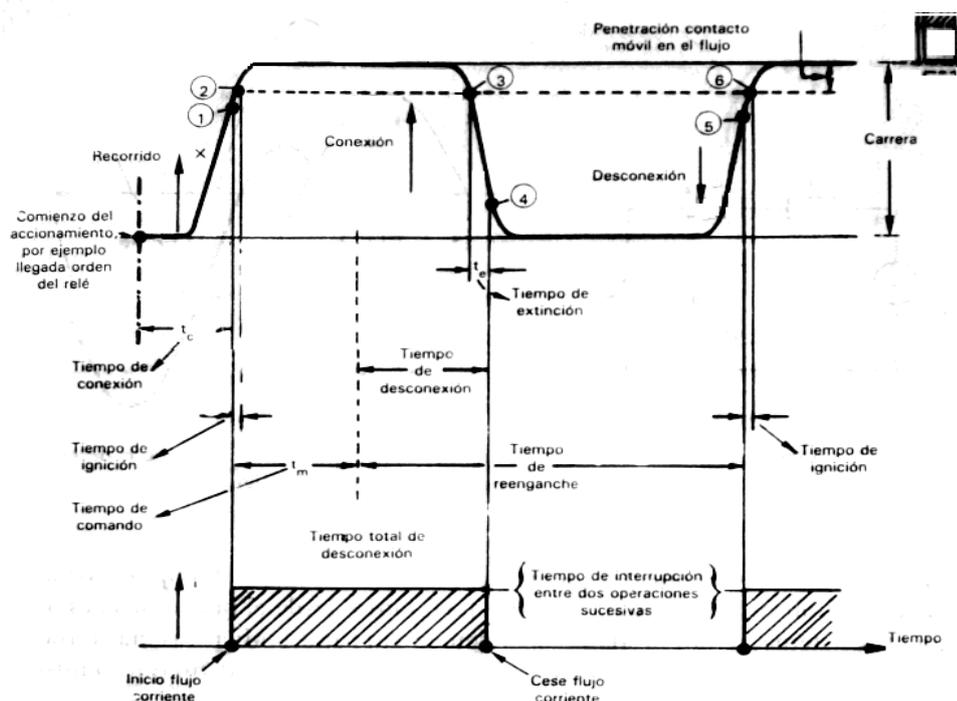
3.1.1.2. Operación de cierre

Esta operación se realiza para energizar alguna parte del sistema, cuando el interruptor está abierto, la tensión en sus terminales es la tensión del sistema, a esta

tensión se le denomina “tensión de cierre”. Al valor máximo de la corriente que fluye al cerrar el interruptor se le llama “corriente de cierre”. La “potencia de cierre” es el producto de la tensión de cierre por la corriente de cierre.

El tiempo de cierre de un interruptor es el que transcurre desde el momento de energizar la bobina de cierre hasta la conexión física de los contactos principales, como se observa en la Fig. 43. Durante el cierre, existen esfuerzos eléctricos entre los contactos a medida que éstos se acercan, estableciéndose arcos de preencendido que ocasionan desgaste adicional de los contactos. El caso más crítico se presenta cuando el interruptor cierra en condiciones de falla de máxima asimetría, dando un recierre en algunas ocasiones.

Figura 43. Procedimiento para una operación de recierre



3.1.2. Características nominales

Las características nominales de un interruptor de potencia están establecidas en las normas nacionales e internacionales aplicables. Estos parámetros nominales se

consideran los límites mínimos de funcionamiento que el dispositivo debe cumplir. Tales límites se aplican solamente dentro de condiciones de operación específicas.

Las normas nacionales e internacionales contienen diferentes tablas que listan los valores nominales preferidos. El hecho de que existan tablas o listas con valores preferidos, no excluye la posibilidad de ofrecer otros valores nominales específicos conforme sea requerido, siempre y cuando se cumpla con las normas vigentes y se establezcan de común acuerdo entre fabricante y usuarios.

En la placa de datos de los interruptores de potencia están inscritas las características nominales y otras características, de valor conceptual importante, mencionadas en las normas IEC, ANSI. Estas características, básicamente son los parámetros de tensión y corriente, aunque también se incluyen requerimientos adicionales que son derivados, principalmente, de estos dos parámetros básicos.

Las características nominales más importantes de un interruptor son las siguientes:

- a) Tensión nominal y tensión máxima de diseño.
- b) Corriente nominal.
- c) Frecuencia nominal.
- d) Presión nominal de operación del gas para maniobra e interrupción.
- e) Capacidad interruptiva nominal.
- f) Capacidad de cierre o de conexión nominal.
- g) Corriente nominal de tiempo corto.
- h) Secuencia de operación nominal.

Si requiere más información de ellas consulte el Apéndice C. Asimismo, existen otros parámetros de importancia que pueden ser tomados como nominales para cada equipo. Entre estos parámetros se tienen:

- a) Tensión transitoria de restablecimiento

- b) Corriente capacitiva nominal de interrupción.
- c) Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI).
- d) Niveles de contaminación.

3.2. Energización y desenergización de una línea de transmisión

Una línea de transmisión puede ser energizada o desenergizada no importando el estado de sus terminales del lado de recepción (donde se conecta la carga), como se ve en la Tabla VIII. Esta puede encontrarse en vacío (extremo abierto), con una carga capacitiva o inductiva y pueda darse el caso que se encuentre a tierra en cortocircuito una de sus fases. Pero la sobretensión en cada caso es distinta, solo basta con recordar los apartados 2.1.1 al 2.1.4 para saber que esto sucede. Las características de estos transitorios, no dependen del tipo de equipo de interrupción, sino que precisamente de los parámetros y de la localización de los componentes de la red. En la Tabla X se presentan un gran número de parámetros de la red como del interruptor que intervienen en el valor de la sobretensión en sistemas de extra y ultra alta tensión.

3.2.1. Energización de una línea de transmisión en vacío

Cuando se conecta una línea a una red, se origina una onda de tensión cuyo valor depende de la impedancia característica de la red y de la línea. Si la energización se hace con el extremo en vacío y en el instante más desfavorables, es decir, cuando el generador denota su tensión máxima, se propagan ondas viajeras a lo largo de la línea reflejándose ondas de tensión igual a la incidente, pudiendo alcanzar valores de tensión arriba de los 2.0 p.u., la forma de esta onda reflejada depende mucho del parámetro al final de la línea, ver tabla XXI del Apéndice A.

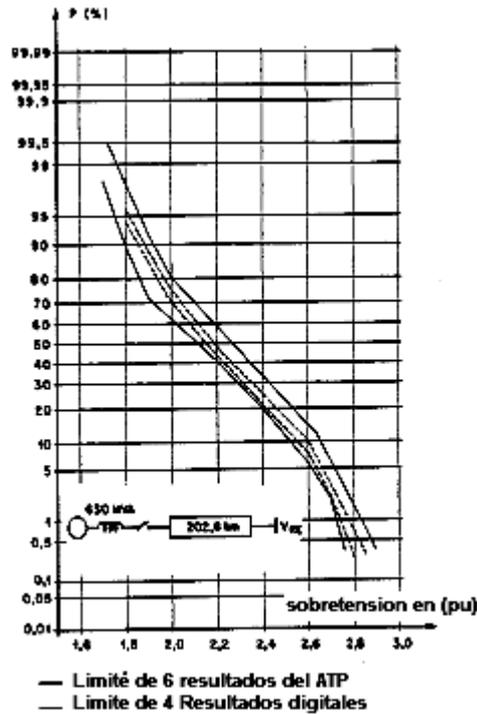
Cuando se habla de la energización de una línea en vacío lo primero que debemos saber es su longitud, ya que la tensión de marcha en vacío de la LT varía con el cuadrado de la longitud y si esta es muy extensa existirá una corriente capacitiva que puede llegar alcanzar valores considerables, además sobretensiones

que pueden llegar arriba de los 2.8 p.u, como ejemplo se ve que para el 1% de 100 operaciones de cierre de una línea en vacío, que tiene una longitud de 202km y es alimentada por una fuente con potencia de cortocircuito de 630 MVA, se tienen sobretensiones de 2.8 p.u. véase en la Figura 44.

Tabla X. Parámetros que intervienen en la influencia de sobretensiones

PARÁMETROS DE LA RED Y DEL INTERRUPTOR QUE INTERVIENEN EN LAS SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DE CIERRE O RECIERRE	INFLUENCIA SOBRE LOS FACTORES DE SOBRETENSIÓN TOTAL		
	Fuerte	Mediana	Pequeña
<p>1. PARÁMETROS DE LÍNEA</p> <ul style="list-style-type: none"> *inductancia, capacitancia y resistencia de secuencia positiva y cero de la línea. *Dependencia de la frecuencia de los parámetros de la línea. *Longitud de línea. *Grado de compensación paralela. *Grado de compensación serie. *Terminación de la línea (abierta o con transformador). *Presencia y grado de carga atrapada en la línea, sin resistencia de cierre o preinserción. *Presencia y grado de carga atrapada en la línea, con resistencia de cierre o preinserción. *Efecto corona. *Saturación de reactores con núcleo magnético. *Amortiguamiento de reactores. 		**	**
<p>2. PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR.</p> <ul style="list-style-type: none"> * Máxima separación entre contactos. * Característica dieléctrica del cierre. *Presencia de resistencia de cierre o preinserción. *Valor de la resistencia de cierre o preinserción. *Tiempos de inserción de la resistencia de cierre. *Ángulos de fase en el instante de la maniobra. 	**	**	**
<p>3. PARÁMETROS DE LA FUENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> * Tensión de servicio. * Frecuencia de servicio. * Potencia total de corto circuito. * Factores de amortiguamiento de trafos y generadores en función de la frecuencia. * Red inductiva compleja. * Línea en paralelo con la línea de maniobra. * Relación de impedancia de secuencia positiva a secuencia cero 	**		**

Figura 44. Energización de una línea en vacío de 202.8 km

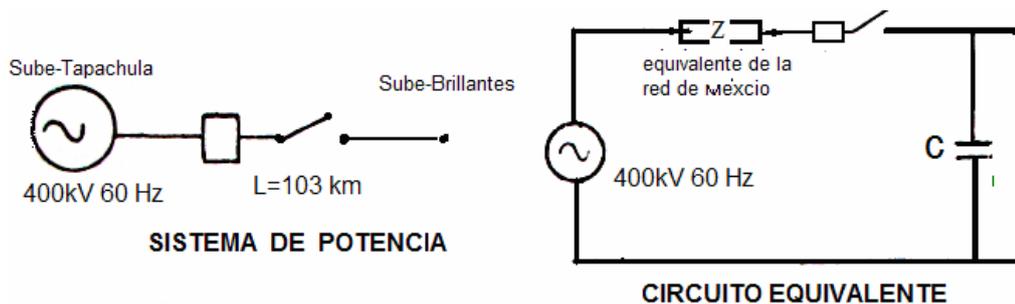


Adaptado de: *Bonneville Power Administration. EMPT Theory Boock. P10-6.*

Las curvas se obtuvieron de la simulación de 100 operaciones de cierre con una distribución estadística de los tiempos de cierre de las tres fases.

Para un ejemplo más claro sobre la energización de una LT en vacío, analizaremos la línea que interconectar a las subestaciones Brillantes-Tapachula, como se muestra en la Figura 45, para luego obtener el factor de sobretensión a la hora de energizar la LT en vacío, todos los valores propios de la red se discuten en la Tabla III-III.

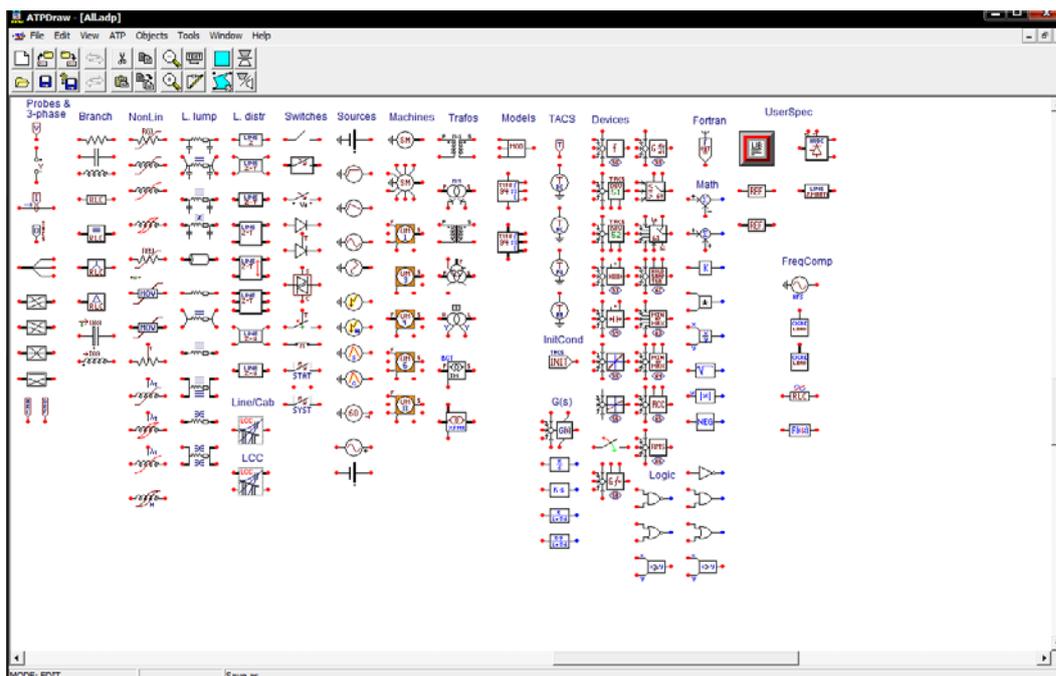
Figura 45. Sistema de potencia y su circuito equivalente



Ahora solo falta modelar este sistema en el ATPDraw. Como ya se mencionó previamente el ATPDraw también se define como un ambiente de trabajo, como el núcleo central donde el usuario puede controlar el proceso de cualquier otro programa, incluyendo el ATP, WINX, Plot XY, MATLAB, entre otros. Esta puede ser considerada como una de las grandes ventajas del ATPDraw presentada para cualquier tipo de usuario, sea él experto o no.

Para ejecutar este programa primero se debe de obtener la licencia, para poder obtenerla visite el sitio Web: (<http://www.iitree-unlp.org.ar/caue/clau/Index.htm>), luego seguir los pasos para su instalación y por ultimo ejecutarlo. Con el programa ATPDraw el usuario puede construir un circuito eléctrico, seleccionando modelos predefinidos, de componentes para los principales elementos de una red eléctrica. Este crea automáticamente el archivo de entrada correspondiente al ATP, en forma de texto. El ATPDraw dispone de aproximadamente 70 componentes de red predefinidos y 28 objetos de TACS. También es posible el uso simplificado de *MODELS* para crear un nuevo modelo. En la Fig. 46 se muestra los modelos predefinidos de elementos de una red eléctrica disponible en ATPDraw.

Figura 46. Modelos predefinidos disponibles en el ATPDraw



El ATP permite también obtener la tabulación estadística de las sobretensiones resultantes a través de la utilización de distintos interruptores (estadísticos y sistemáticos), estos se utilizarán en el siguiente capítulo para obtener la distribución de frecuencias acumuladas de sobretensiones. Además, es posible trabajar simultáneamente en varios circuitos, ya sean monofásicos o trifásicos, con el cambio de información de entre ellos a través del uso de ventanas múltiples. La mayoría de los recursos para editar, cómo copiar, cortar, girar, importar, exportar, contener, deshacer, e imprimir está disponible en ATPDraw. Se recomienda al lector consultar el Apéndice B para tomar en cuenta todos los aspectos a la hora de hacer un modelo en el ATPDraw.

Para elaborar un modelo de una línea de transmisión en vacío hay que tomar en cuenta la mayoría de fenómenos que se presentan en una LT, ver apartado 2.4, para lograr obtener un resultado real o muy próximo en la simulación.

En el modelo a utilizar para la LT es el de onda viajera (Modelo de Clark) el ATPDraw lo identifica como el modelo Bergeron. El modelo de Bergeron se utiliza para el cálculo de sobretensiones, se recomienda ver el Apéndice A. Además se toma para la línea parámetros distribuidos y frecuencia constante, se supone que las líneas no están transpuestas y para la fuente se toman parámetros concentrados. Además se incorpora un LCC para calcular mediante el ATPDraw las componentes de secuencia cero y positiva de la LT. También se toma en cuenta el equivalente de la red de 400 kV del sistema interconectado mexicano visto desde el nodo de Tapachula, ver Figura 47..

El cierre de los interruptores se hace a los 29 ms. La nominación de los nodos del circuito se administra por el ATPDraw, pero el usuario puede dar algunos nombres para localizarlos fácilmente en el circuito bajo análisis. Los datos de la LT bajo estudio son los siguientes:

Tabla XI. Característica de la red bajo estudio

CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA	UNIDADES
Tensión [kV]	400
Longitud [km]	103
Vano [m]	400
Resistividad del terreno [ohm.m]	100
Tipo de cable	ACSR 1113KCM
Radio interior	0.5985
Radio exterior	1.5990
Separación entre ternas	45cm
Resistencia a cd: [ohms/km]	1.463
Hilo de guarda: no. 8	7
Radio exterior hilo de guarda: este cable no tiene radio interior es el núcleo de acero.	0.489 cm

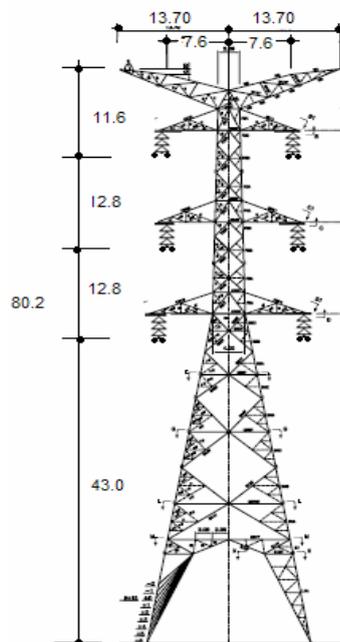
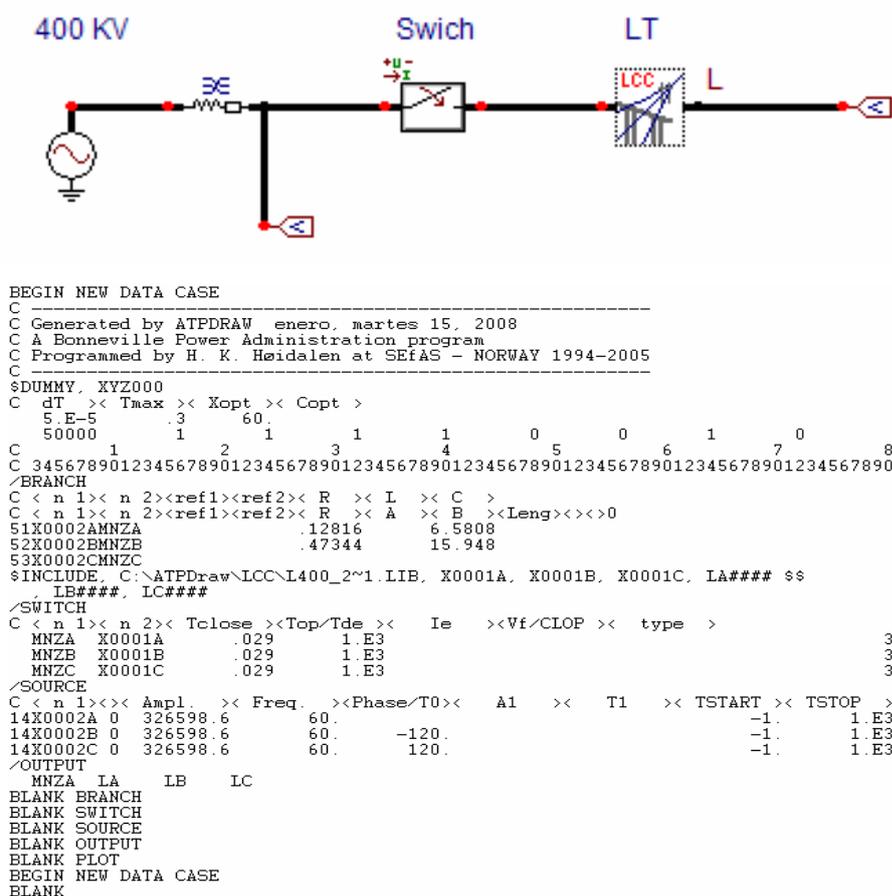


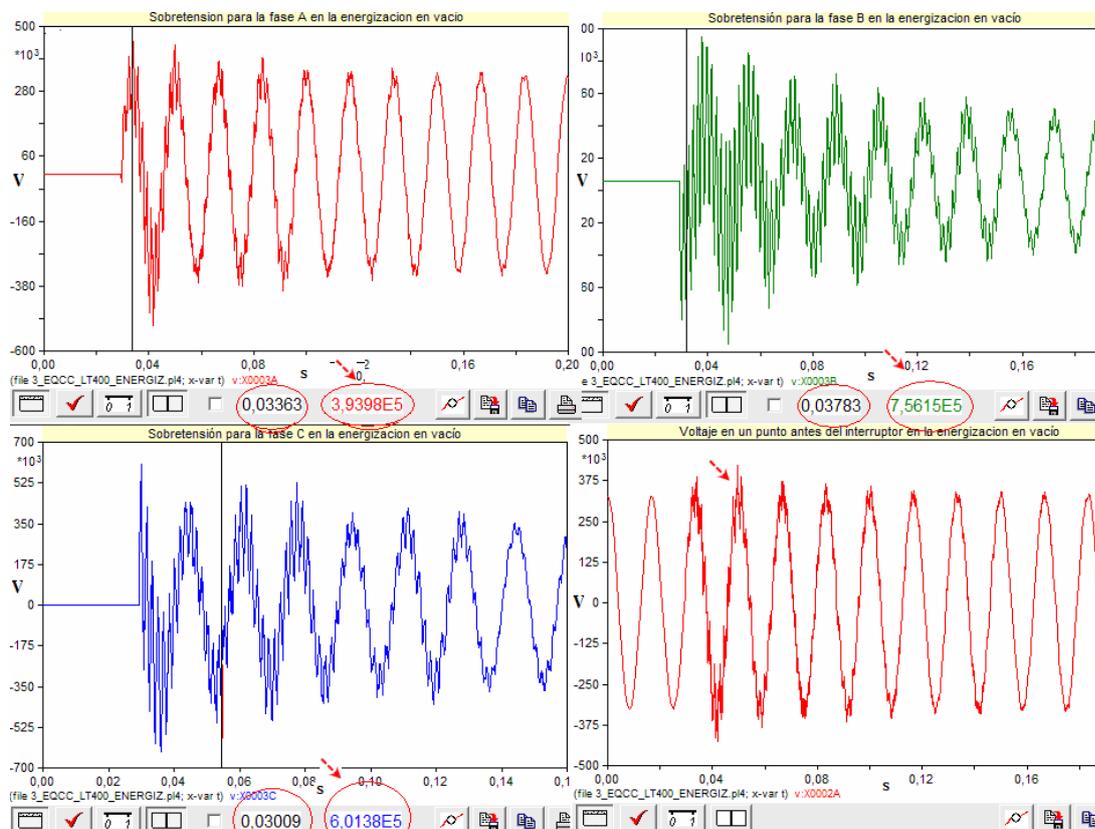
Figura 47. Modelo para LT energizada en vacío



El siguiente paso sería procesarlo y compilar nuestro modelo, para esto solo basta con presionar F2 (*Run ATP*) el ATPDraw crea el archivo. ATP, ver Figura 3.9 se recomienda al lector consultar el Anexo B en donde se da una serie de pasos para la elaboración de un modelo en el ATP.

El último paso sería graficar las salidas, para esto podemos hacer uso de un postprocesador gráfico como el Plot XY, en la Figura 48 se muestran los resultados adquiridos a través del Plot XY para las tres fases de la línea (A, B y C) y por último la de la fuente en donde se ve que hay una pequeña perturbación. Si analizamos previamente estos resultados observaremos que la mayor sobretensión se produce en la fase B con un valor de aproximado de 756 kV y la menor en la fase A con un valor de 394 kV.

Figura 48. Oscilografía para la energización de una LT en vacío



La determinación de las sobretensiones antes indicadas y otras por diferentes maniobras que se mencionarán a continuación, se expresan en por unidad referidos al valor pico de la tensión máxima de operación del sistema a tierra, y cuyos valores están dados en las normas, por ejemplo la IEC-71 (1976) de coordinación de aislamiento de los siguientes valores máximo de fase a fase.

Tabla XII. Tensión máxima de fase

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]
230	245
400	420
500	525
750	765

De manera que para una tensión nominal de 400 kV, con una tensión máxima de 420 kV el valor base para el cálculo en por unidad (p.u.) es:

$$\frac{V_{\max} \sqrt{3}}{\sqrt{2}} = \frac{420 \sqrt{3}}{\sqrt{2}} = 343 \text{ kV}$$

De modo que si el sistema se calculará con un valor de sobretensión de 756 kV, que es el caso de la sobretensión de la fase B, puede decirse que el valor más alto de sobretensión se da en esta fase por el cruce por cero de las corrientes durante el despeje (CBA) ver apartado 3.3.1, ya que la fase B mantiene su valor máximo en ese instante además por el efecto de capacitancia mutua. Este valor solo demuestra una operación de maniobra y es recomendable hacer más de una, como tensión máxima de maniobra de interruptores este valor expresado en por unidad según la ecuación (2.15) del apartado 2.3, queda de la siguiente forma:

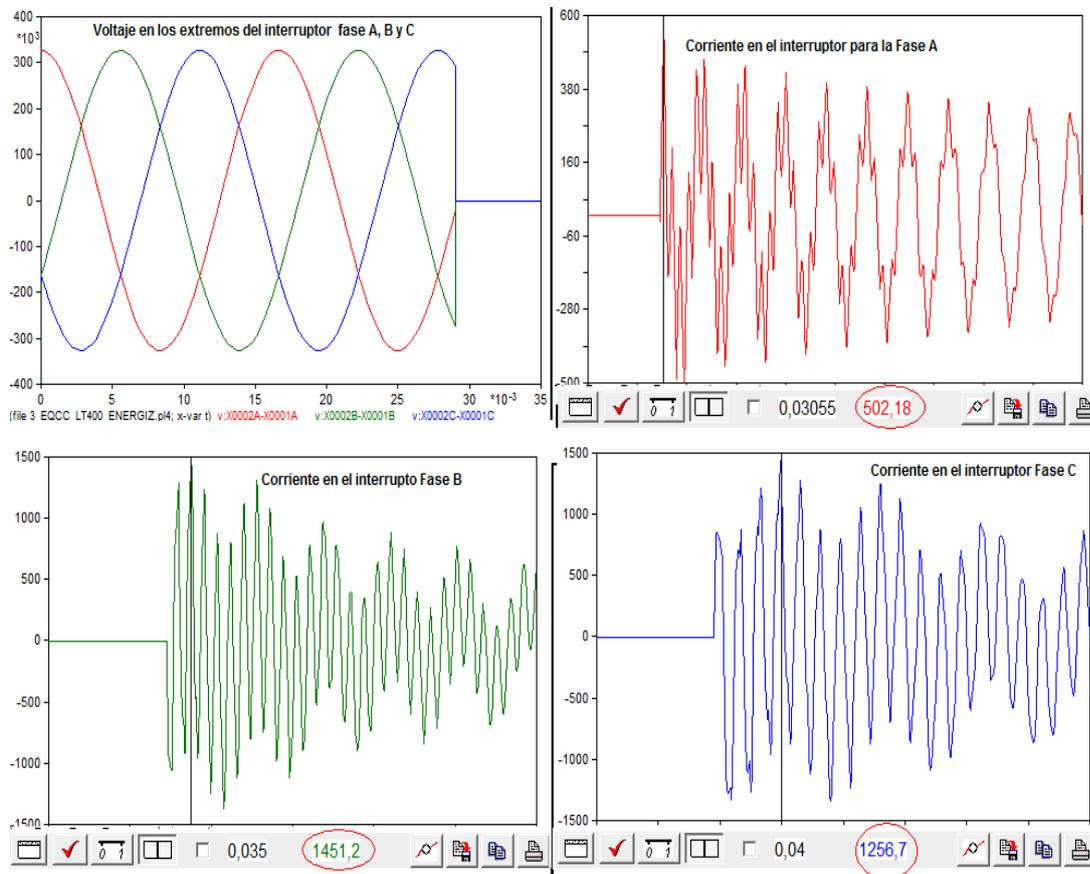
$$756/343 = 2.20 \text{ p.u. a este factor se le denomina "factor de sobrevoltaje"}.$$

En el oscilograma de la Figura 49, para las corrientes que se presenta en esta maniobra, se dan a conocer su comportamiento de las tres corrientes para las fases A, B y C los valores de las corrientes la cual son 502 A, 1451 A y 1257 A respectivamente, además la tensión de las tres fases de interruptor donde se aprecia que se cierran a los 29 ms, y el transitorio en la corriente que empieza desde el cierre hasta los 300 ms.

Brevemente se explica este fenómeno mediante modelos matemáticos, recordemos la ecuación de onda viajera que se estudio en el apartado 2.4.2. Cuando la línea se encuentra en vacío ($Z_c \rightarrow \infty$), la intensidad de corriente en el extremo receptor se hace igual a cero, es decir, $I_2 = 0$, véase la Tabla XXI. Se tiene que La amplitud de la onda regresiva de corriente es igual a la amplitud de la onda progresiva. En vista que ambas se sustraen en el extremo de la línea, el valor resultante es igual a cero, las ecuaciones que determinan el comportamiento de la tensión y corriente de línea son:

$$V_x = V_2 \cos \beta x \quad \text{e} \quad I_x = j \frac{V_2}{Z_L} \sin \beta x \quad (3.6)$$

Figura 49. Corrientes en la energización de una línea de transmisión



Como lo han mostrado la simulación anterior las líneas muy largas pueden denotar incrementos de tensión muy peligrosos, por lo que se importante obtener una longitud crítica en estos niveles de tensión y frecuencia:

$$l_{crit} = \lambda/4 = \frac{\pi}{2\beta}; \text{ donde } \beta = \omega\sqrt{L*C} \text{ para una LT sin pérdidas} \quad (3.8)$$

Teóricamente en la línea se logra establecer una tensión de magnitud infinita, cuando la longitud de la línea alcanza el valor crítico dado por la relación (3.8), si sustituimos los valores de L y C según las ecuaciones (2.32) obtenemos esta última expresión:

$$l_{crit} = \frac{3}{4f} * 10^5 * \frac{1}{\sqrt{\epsilon\mu r}} \quad (3.9)$$

Es decir que para el caso de una línea aérea ($\epsilon_r = \mu_r = 1$) a una frecuencia de 60 Hz la longitud crítica asciende a 1250 km (y a 1500 km para 50 Hz). En la actualidad se limitan estas longitudes a un máximo de 1000 km debido a la inestabilidad que se da en el sistema al energizar una línea de esta longitud en vacío.

3.2.2. Desenergización de una línea de transmisión en vacío

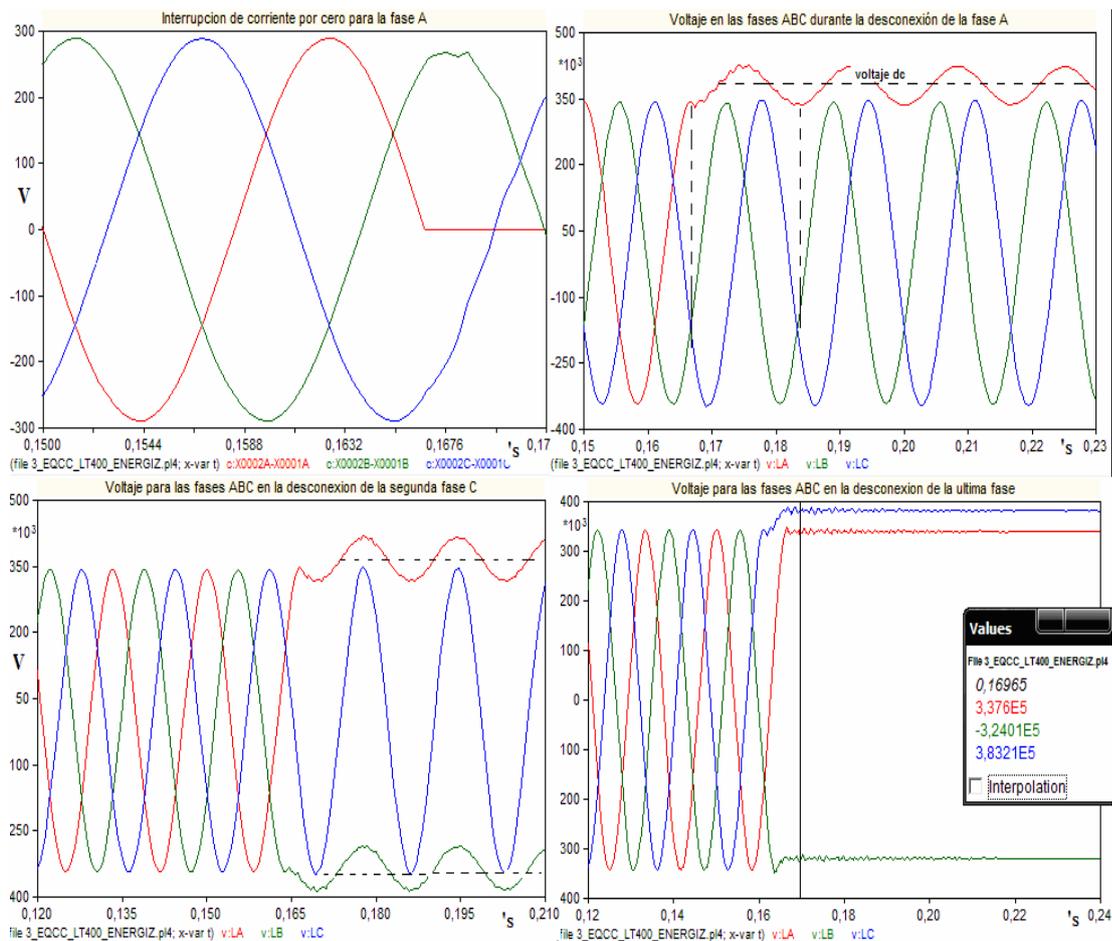
Al ser desconectada la alimentación de la línea de transmisión en vacío, dada la naturaleza prácticamente capacitiva del circuito, las fases A, B y C quedarán con una tensión prácticamente igual al valor pico de la tensión fase-neutro de la fuente, debido principalmente a que en el instante en que ocurre el cruce por cero de la corriente, la tensión se encuentra en su valor máximo.

Para analizar esta maniobra se utiliza el mismo modelo de la LT, que se usó en la maniobra de energización en vacío, y haremos el despeje de las fases una por una para ver detenidamente el fenómeno de *carga atrapada* en una línea de transmisión en vacío, ya que existe una tensión atrapada debido a las capacitancias a tierra por periodos de tiempo que pueden llegar al orden de minutos.

Para hacer de forma simple este ejemplo de desenergización, haremos el despeje trifásico con la secuencia ACB (la corriente de la fase A llega primero al cruce por cero). En el instante en que el polo de la fase A está abierto en las otras dos fases B y C sigue circulando una corriente por efecto de las capacitancias mutuas que existen entre los conductores. Por su parte el capacitor a tierra de la fase A queda cargado a una tensión aproximadamente igual al valor máximo de la fuente acompañado de un voltaje dc, véase la Figura 50, sobre este voltaje dc aparece una componente alterna debido a la corriente a través de las capacitancias mutuas, el voltaje inducido en la fase A se encuentra en fase con la suma de los voltajes B y C, véase la segunda gráfica en la oscilografía de la Figura 50. Cuando se hace el corte de corriente de la segunda fase (C), de manera análoga al caso anterior, los voltajes previos de las capacitancias a tierra de las fases A y C, se suma nuevas componentes

de voltaje alterno, las cuales están en fase. Al hacer la desconexión de la última fase (B) en las capacitancias a tierra de las tres fases queda atrapado un voltaje dc igual a la tensión instantánea que existía en el momento de la apertura de la fase B, todo esto se describe en las siguiente oscilografía.

Figura 50. Desconexión de una línea operando en vacío



En sistemas con neutro efectivamente conectados a tierra se han encontrado sobretensiones de 1.3 para la componente a la frecuencia del sistema y de 1.5 para las componentes de alta frecuencia, lo que da un factor de sobretensión total del orden de 1.99 p.u. , por lo que este tipo de sobretensiones por maniobra no tienen un fuerte interés desde el punto de vista del aislamiento y por lo tanto no se discutirá con mayor detalle, “al menos para redes hasta de 400 kV ya que en redes de 800 kV ó

tensiones mayores en donde los factores de sobretensión no se permite que sean mayores a 1.6 o 1.7 p.u.” , ver ref. [8].

3.3. Maniobras en cargas inductivas

Entre estas maniobras de conexión y desconexión incluimos a los bancos transformadores, banco de reactores y motores. En un sistema de alta tensión, se utilizan reactores para la compensación de reactivos en el sistema. Estos se conectan al devanado en delta de los terciarios de los autotransformadores, mediante interruptores de alta tensión. Los bancos de reactores se operan, en algunas ocasiones, hasta dos o tres veces al día, por lo que los interruptores para esta aplicación deben de operar en forma satisfactoria en un gran número de operaciones. El término “corrientes inductivas” incluye todas las corrientes que no exceden los rangos de corriente que los interruptores absorben por carga inductiva. Los casos más conocidos donde se presenta la interrupción de pequeñas corrientes inductivas, aparte de la energización de bancos de reactores *shunt*, son:

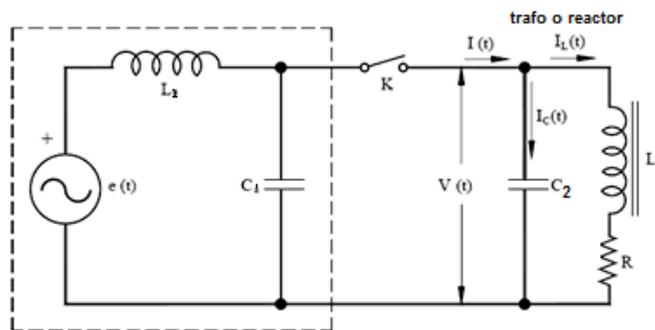
- Corrientes magnetizantes de transformadores sin carga.
- Corrientes de carga de transformadores que alimentan a reactores *shunt*.
- Corrientes de carga de motores de inducción.

En el momento de que se abre el interruptor en un circuito con corriente magnetizante de un transformador sin carga o con corriente (absorbida) de un motor de inducción en vacío, pueden generarse sobretensiones extremadamente altas en el lado de carga del interruptor. Estas sobretensiones pueden generar descargas que, si ocurren sobre los aislamientos, pueden debilitarlos o provocar falla permanente aunque estas se pueden manifestar en maniobras de cierre posteriores.

La Figura 51 muestra el circuito equivalente de un transformador monofásico o un reactor. La corriente $I_c(t)$ a 60 Hz es muy pequeña comparada con $I_L(t)$, lo que significa que la corriente que circula por el interruptor en estado estable, es

prácticamente la $I_L(t)$. El comportamiento de las tensiones y las corrientes senoidales se ilustran en la Figura 3.16.

Figura 51. Transformador o reactor monofásico



Podemos observar que la $I_C(t)$ está en oposición de fases con la $I_L(t)$, véase la Figura 52. Si el interruptor interrumpe la corriente en su cero natural (60 Hz), en ese instante el capacitor C se carga a la tensión máxima y a través de L y C no existe circulación de corriente. Inmediatamente después, el capacitor C se descarga sobre la inductancia L oscilando a la frecuencia $f = 1 / [2\sqrt{LC}]$. El rango de magnitudes de f para el caso de transformadores, está entre 200 a 5000 Hz. Para transformadores de alta relación estos valores de frecuencia se manifiestan bajos. La frecuencia también varía para transformadores de la misma relación de tensión. En realidad f no es constante, ya que L no es constante debido a la saturación del núcleo, como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 52. Voltajes y corrientes durante la desconexión de una carga inductiva

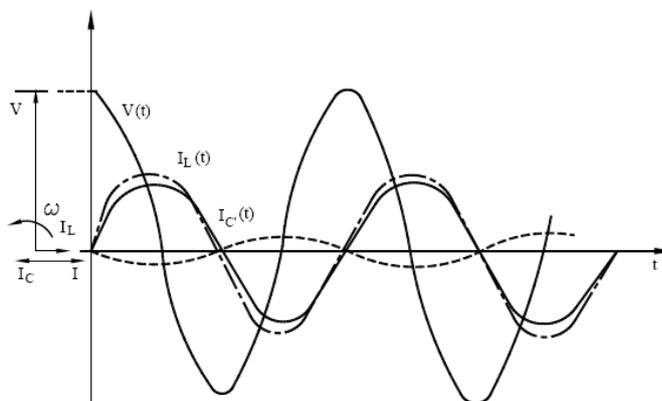
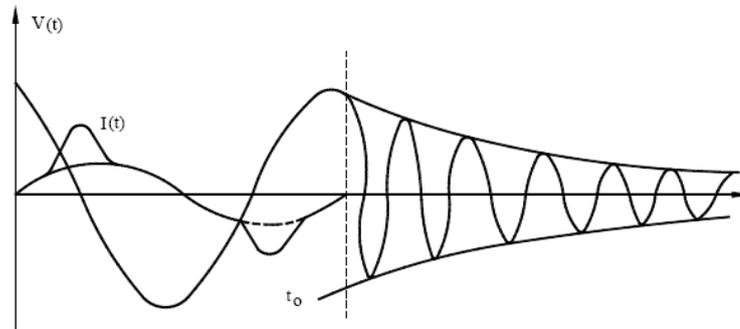


Figura 53. Deformación de la corriente debido a la saturación



3.3.1. Energización de un transformador en vacío

A continuación se describen brevemente los fenómenos que juegan un papel muy importante en la energización de un transformador y que deben de ser analizados antes de proponer un modelo para esta maniobra.

a) Inmediatamente después de que el transformador es activado, se empiezan a cargar las capacitancias del arrollamiento y a circular corriente, primero en la estructura dieléctrica, después en el arrollamiento. El flujo no habrá penetrado en el núcleo ferromagnético antes de que haya transcurrido 1 ms. Las pérdidas en el transformador son debidas fundamentalmente a pérdidas en conductores y dieléctrico.

b) A partir de 1 ms el flujo comienza a penetrar en el núcleo, realizándose la circulación de corriente fundamentalmente a través de las capacitancias. Entre 1 ms y 10 ms se produce la transición entre una característica de núcleo de aire a otra característica saturable. A los 10 ms el flujo habrá penetrado completamente en el núcleo por lo que la inductancia del arrollamiento corresponderá a la de un núcleo saturable, y la corriente circulará a través de la estructura dieléctrica y el arrollamiento.

c) A partir de los 10 ms empieza a “estabilizarse” el comportamiento del transformador. Las pérdidas son ahora originadas en conductores, núcleo

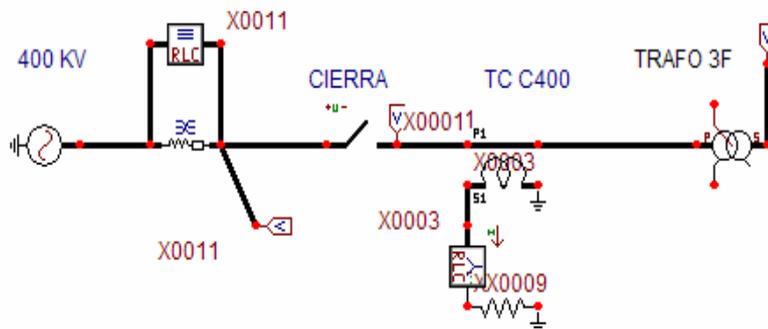
ferromagnético, dieléctrico, y cuba del transformador. Las pérdidas en los conductores incluyen el efecto pelicular y el de proximidad. Las pérdidas en el núcleo incluyen el efecto de las corrientes parásitas. Es muy difícil lograr una representación aceptable de este componente a lo largo de todo el rango de frecuencias presente en el fenómeno transitorio. Para resolver este problema, se pueden utilizar modelos válidos en un rango específico de frecuencias. La Tabla III-V muestra la importancia de algunos parámetros y efectos, de acuerdo con CIGRE 33-02, en la modelización de un transformador dentro de un rango específico de frecuencias.

Tabla XIII. Representación de transformadores de potencia

Parámetro/Efecto	Transitorios baja frecuencia	Transitorios frente lento	Transitorios frente rápido	Transitorios muy rápidos
Impedancia de cortocircuito	Muy importante	Muy importante	Importante	Despreciable
Saturación	Muy importante	Muy importante ¹⁾	Despreciable	Despreciable
Perdidas en el hierro	Importante ²⁾	Importante ¹⁾	Despreciable	Despreciable
Corrientes parásitas	Muy importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Acoplamiento capacitivo	Despreciable	Importante	Muy importante	Muy importante

En el modelo a utilizarse se propone un transformador trifásico, en donde se toma en cuenta su saturación, la impedancia de cortocircuito y las corrientes parásitas, conectado a una fuente trifásica de 400 kV mediante un interruptor, un TC C400 tal y como se presenta en la siguiente figura.

Figura 54. Modelo para la energización de un trafo en vacío



En este modelo no se toma en cuenta la LT mediante un LCC, ya que un transformador se energiza lo más cerca posible de la fuente. Los parámetros del transformador se pueden ver desde el ATPDraw con solo hacer clic sobre el mismo, al hacerlo nos aparecerá una ventana igual a la que se observa en la Figura 55, en ella podemos también obtener la característica de saturación del transformador y obtener la gráfica que describe la misma.

El cierre de los interruptores se hace a los 0.05 s, se puede observar la tensión en los bornes del interruptor para las tres fases en la Figura 57. Al conectar el transformador se produce un proceso transitorio donde el flujo puede llegar a valer hasta $2,5 \Phi_m$ y la corriente alcanzar valores muy superiores a I_0 , del orden de 100 veces I_0 ; es decir, de 5 a 8 veces la corriente nominal I_{1N} , véase la Figura 57.

Figura 55. Características del transformador

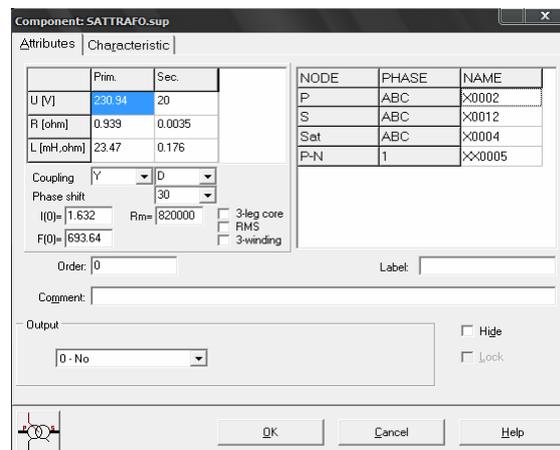
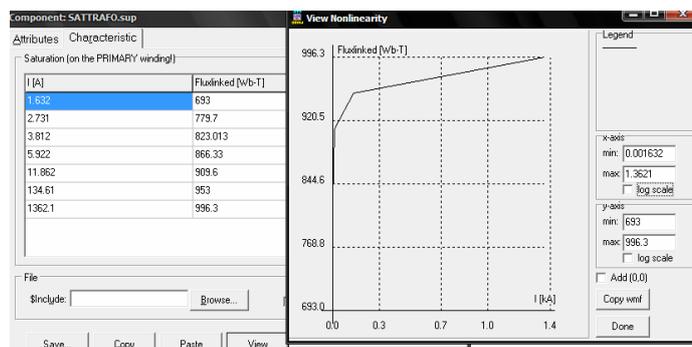


Figura 56. Características de saturación del transformador



Sucede que al conectar el transformador en vacío se dan varios fenómenos pero el más relevante es el de la corriente inrush. La componente transitoria de esta corriente es ligeramente amortiguada, pudiendo durar unos segundos. Se dice que mientras mayor sea el grado de saturación nominal de operación del transformador afectado, mayor aun seria el valor máximo que denote la intensidad de corriente inicial de magnetización, además se tendrán diferentes valores de la corriente para las fases sin importar que el interruptor cierre simultáneamente las tres fases.

Otro fenómeno que se presenta al energizar el transformador en vacío es la “ferroresonancia”, este es un fenómeno creado por la capacitancia del sistema, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético. Este fenómeno se presenta en sistemas de alta tensión en donde se tienen líneas muy largas. La ferroresonancia se presenta también cuando la energización del transformador se hace con poca carga, su contenido de frecuencia dominan la segunda y tercera armónica, las que al fluir por la red producen resonancia, cuando la reactancia inductiva alcanza una igualdad con la reactancia capacitiva. Sin embargo, hay que tener en cuenta el valor máximo que puede alcanzar la corriente de conexión para el diseño de las protecciones del transformador y así evitar que éstas puedan actuar de forma inesperada en el momento de conectarlo e impidan la realización de esta maniobra. Normalmente, las protecciones de corriente del transformador actúan con un cierto retraso para sobrecorrientes del orden de 5 a 8 veces la corriente nominal, con lo que dan tiempo a que la corriente de conexión se amortigüe sin que se produzca su actuación, los resultados de esto que se ha dicho se puede ver en la oscilografía de la Figura 57..

Para seguir analizando este ejemplo pondremos una carga en el transformador para ver el comportamiento de la corriente inrush, los datos de la carga son $R = 14.2 \Omega$, $L = 10.6 \text{ H}$, si observamos la Figura 58, nos daremos cuenta que esta corriente es casi idéntica en magnitud y frecuencia a la de vacío para pequeñas cargas.

Figura 57. Oscilografía de la energización del transformador en vacío

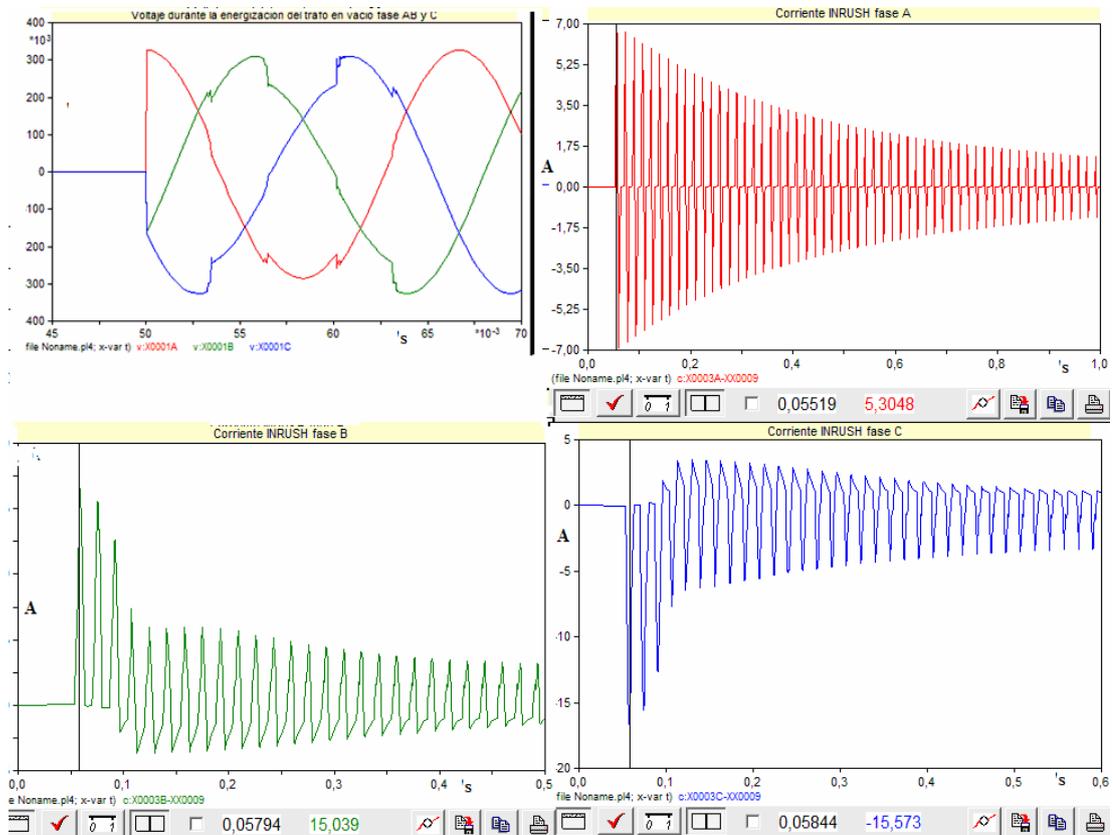
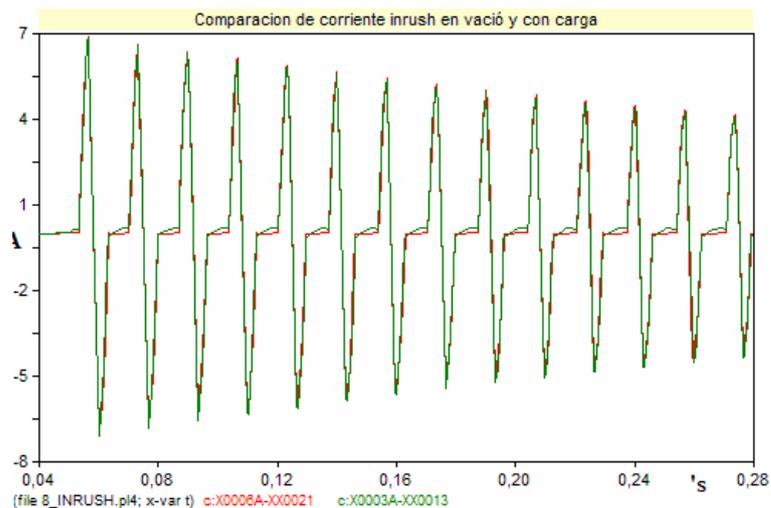


Figura 58. Corriente inrush con carga y en vacío



Efectos parecidos al descritos en este apartado se observan también al conectar un motor eléctrico, aunque el entrehierro existente linealiza la característica magnética, limitando así el valor inicial de la corriente.

3.3.2. Desenergización de transformador en vacío

La magnitud de corriente magnetizante de un transformador es relativamente pequeña y es la que enfrenta un interruptor de potencia, cuando el transformador se encuentra operando en vacío o con muy poca carga. La desconexión de esta corriente, sin reignición o recierre, no es necesariamente fácil para los interruptores cuyo poder de extinción denota una dependencia de la magnitud de la corriente (por ejemplo pequeño volumen de aceite). Los factores de sobretensión alcanzan para este tipo de contingencia el valor de 2.5 p.u. y en muy raras veces 3.0 p.u.

El transformador almacena energía eléctrica a través de su capacitancia e inductancia $(0.5 \cdot i_a^2 L_2 + 0.5 V_a^2 C_2)$, estos parámetros se pueden relacionar con su potencia y voltaje nominal. Para la capacitancia de un trafo con respecto al núcleo se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$C_d = \sqrt{\frac{4P}{V}} * 10^{-9} [\mu F] \quad (3.10)$$

Donde; P es la potencia nominal del trafo referida a su enfriamiento. La inductancia para la espira media:

$$L = \frac{30 * Z\% * V}{P} [mH] \quad (3.11)$$

Donde V es la tensión nominal en kV de fase a fase y Z% la impedancia del trafo en %. Al descargarse la corriente (energía magnética), esta tendrá que transformarse en energía capacitiva $(0.5 V_{2max}^2 C_2)$, la tensión máxima que se observa entonces en la capacitancia del transformador esta dada por la siguiente relación:

$$V_{2max} = \sqrt{V_a^2 + \frac{L_2}{C_2} * i_a^2} \quad (3.12)$$

Esta tensión decae a cero con la siguiente frecuencia oscilatoria:

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{C_2}{L_2}} \quad (3.13)$$

Este sería el fenómeno del lado derecho del interruptor, al cual se encuentra conectado el transformador. Del lado izquierdo se observa, en forma análoga, un fenómeno oscilatorio parecido:

$$V_{1\max} = \sqrt{V_a^2 + \frac{L_1}{C_1} * i_a^2} \text{ , y su frecuencia } f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{C_1}{L_1}} \quad (3.14)$$

Por ejemplo para calcular la capacitancia y inductancia de un trafo trifásico de 400/230kV ,225MVA Y-D, Z= 4.42%

$$C_d = \sqrt{\frac{4(225MVA)}{400kV}} * 10^{-9} [\mu F] = 2.38 * 10^{-9} [\mu F]$$

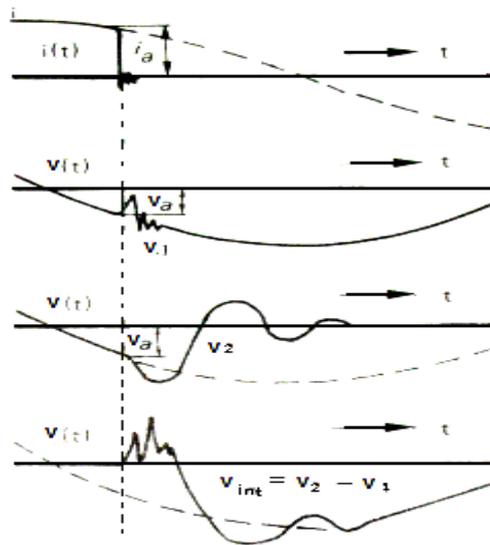
$$L = \frac{30 * 4.42 * 400kV}{225kVA} = 0.23 [mH]$$

$$V_{1\max} = \sqrt{400kV^2 + \frac{0.23 * 10^{-3}}{2.37 * 10^{-9}} * 1600^2} = 639kV$$

Estos dos fenómenos se observan en el siguiente oscilograma de la Figura 59, en donde además se describe la tensión en el interruptor.

En la interrupción de las corrientes de excitación se pueden presentar sobretensiones peligrosas si el transformador se desconecta inmediatamente después de ser energizado en cuyo caso pueden aparecer sobrevoltajes mayores que los que se presentan por interrupción de reactores y las características del interruptor juega un importante factor.

Figura 59. Oscilograma para la desconexión de un trafa en vacío

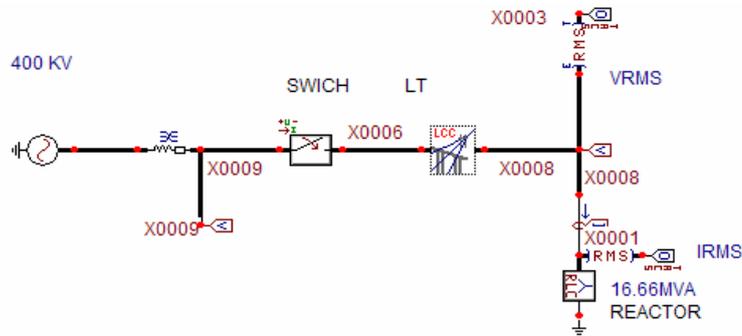


3.3.4. Energización y desenergización de reactores

La diferencia básica entre la interrupción de la corriente de un reactor y la corriente de excitación en un transformador, es que en el núcleo del trafa se da el fenómeno de histéresis, por lo que solo una parte de la energía almacenada en el transformador es liberada, mientras que en un reactor por tener entrehierros relativamente grandes prácticamente no existe efecto de histéresis por lo que es mayor la energía almacenada en el reactor que en el transformador además que la corriente de los reactores es elevada comparada con la fracción de corriente de excitación de un transformador, por todo esto las sobretensiones son mayores en la desconexión de reactores, en el caso de energización se obtiene una ventaja en el abatimiento de la sobretensión si se compara con las sobretensiones de energización de una línea en vacío.

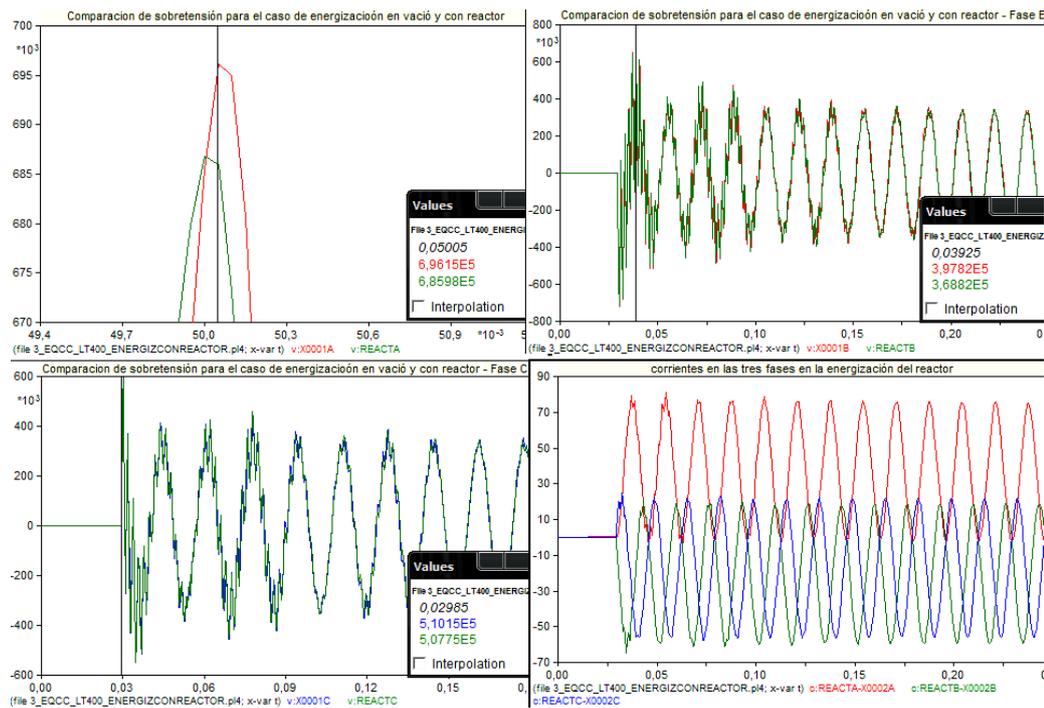
Tomaremos el modelo de la línea para energización en vacío, midiendo los valores RMS de las sobretensiones y agregaremos un reactor al final de ella, tal como en la Figura 60, las características del reactor para las 3 fases son: 400 kV, 16.66 MVA, $L=8,466$ H, $R=3.0$ Ω y núcleo de aire.

Figura 60. Modelo para la energización de un reactor



Al comparar esta sobretensión con la maniobra de energización de una línea en vacío al simular ambas, nos daremos cuenta que existe un abatimiento de la sobretensión en unos 10 kV para la fase A, de 30 kV para la fase B y de unos 3 kV para la fase C, tal y como lo demuestra la siguiente oscilografía, pero recordemos que como se dijo en el apartado 1.3.4.1 los reactores reducen en cierto porcentaje las sobretensiones pero no son el medio idóneo para limitar las sobretensiones, sino se utilizan primordialmente para el control en estado estable del voltaje, para ello se suelen utilizar resistencias de preinserción.

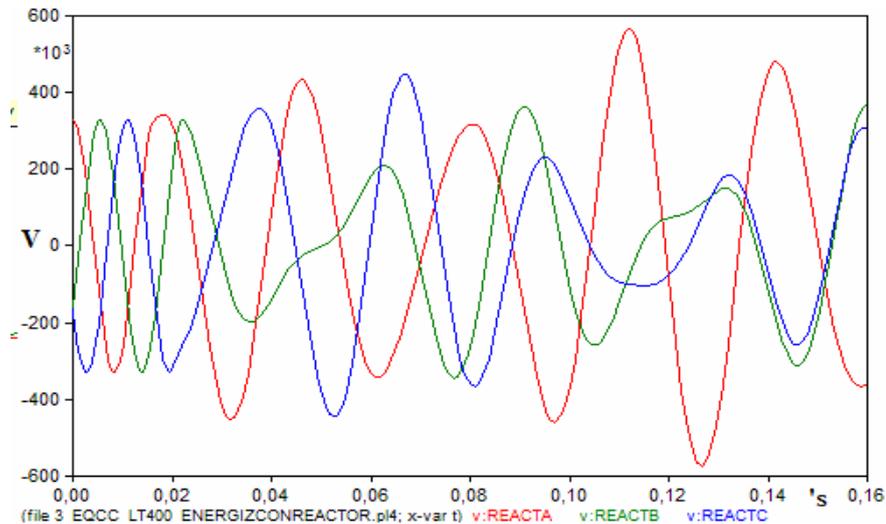
Figura 61. Comparación de energización de LT en vacío y con reactor



Al desenergizar este dispositivo pues como se mencionó anteriormente habrá una sobretensión mucho más elevada que la que se produce ante la desconexión de un trafo en vacío, ya que por medio de un inductor se puede almacenar mayor cantidad de energía sin ningún efecto como la saturación en un trafo. Véase la Figura 62, para ello utilizamos el mismo modelo de la Figura 60, solamente variando los tiempos del apertura del interruptor, la sobretensión alcanza un factor de 1.5 p.u. para el caso se la fase C además la frecuencia varia. El transitorio dura un corto tiempo manteniendo una oscilación de carga y descarga por el fenómeno de capacitancia y inductancia de la línea.

La maniobra de apertura de un reactor shunt puede imponer solicitaciones críticas a su aislamiento entre espiras, particularmente si el reactor es del tipo de núcleo de aire.

Figura 62. Desenergización de un reactor fases A B y C



La reducción de estas sobretensiones por maniobra de cargas inductivas, se logran por dos medios como medida de protección: Por medio de resistencias de preinserción en el interruptor o por mediante el uso de apartarrayos, como se discute en el capítulo posterior. En general, la energización y desenergización de reactores está asociada con la interrupción de “corrientes inductivas” de magnitudes pequeñas que pueden causar el fenómeno conocido como interrupción prematura (*chopping*) y

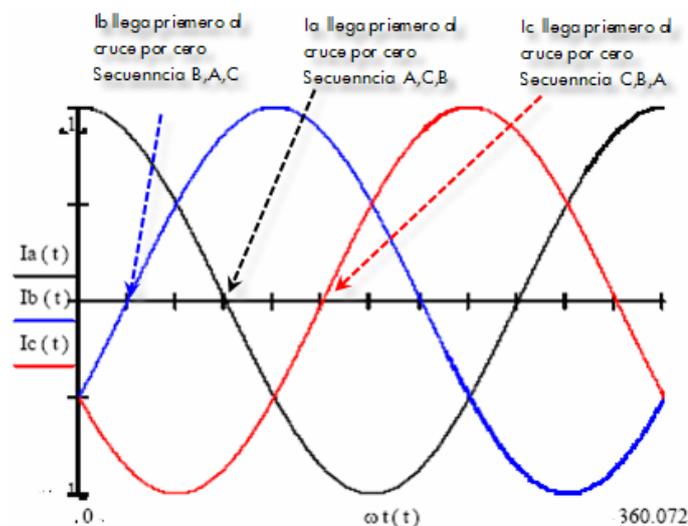
reencendidos múltiples durante el proceso de interrupción, que consecuentemente generan sobretensiones transitorias de gran magnitud con frecuencias grandes. Por lo tanto, es probable que en situaciones donde los reactores están conectados, las sobretensiones resultantes pueden exceder los límites de diseño de los interruptores.

3.4. Despeje y reconexión por Fallas

Como se mencionó en el capítulo anterior, las fallas están acompañadas siempre de una maniobra de interruptor y está origina sobrevoltajes de valores muy altos, que son un factor de gran importancia en el diseño de aislamiento del sistema y la estabilización del mismo. Una breve introducción de estas perturbaciones que se dan en la red se presenta a continuación, ya que este tema es muy amplio y complejo, se recomienda la fuente [3] y [25].

Para las sobretensiones por reconexión trifásica el factor de sobretensión crece de una manera abrupta, alcanzando valores de hasta 3.0 p.u. El despeje trifásico se puede hacer a través de 3 posibles secuencias, imaginemos el instante en que están las tres corrientes de las fases A, B y C, ver Figura 63, se observa que las corrientes de línea A, B y C presentan una fase de 90° , -30° y -150° respectivamente.

Figura 63. Corrientes de una línea de transmisión

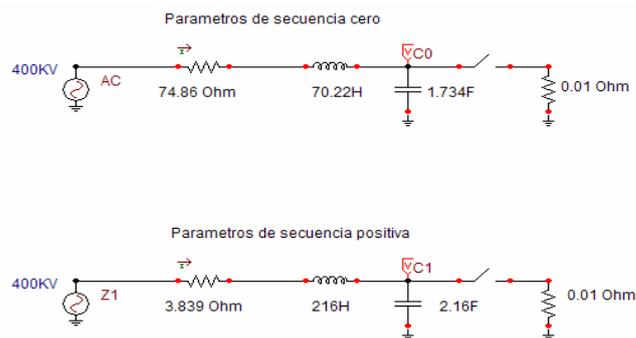


Suponiendo que el despeje de cada polo del interruptor se hace efectivo en el momento en el que la corriente que circula por él tiene un cruce natural por cero (asumiendo que no hay reencendido), es obvio que existe una discordancia entre los polos aunque la señal de apertura llegue al mismo tiempo para las tres fases.

Si la señal de apertura llega en un instante de tiempo en el cual su producto con la velocidad angular está en el rango entre cero y treinta grados, la primera corriente que pasa por cero es la de la fase B, ver Figura 63, sesenta grados después lo hace la de la fase A y finalmente la de la fase C una vez transcurridos sesenta grados. Es decir, la secuencia de despeje es BAC. Si la señal es en el instante en que la velocidad angular está en el rango entre treinta y sesenta grados el despeje será ACB y analizando de la misma forma, finalmente la última posible secuencia sería CBA.

Empezaremos el análisis con una falla en el extremo de una línea monofásica, tomando en cuenta para su modelo, los parámetros de secuencia positiva y cero, ver Figura 64, los tiempos para el interruptor es de 0.029 s y 0.1 s para cierre y apertura respectivamente.

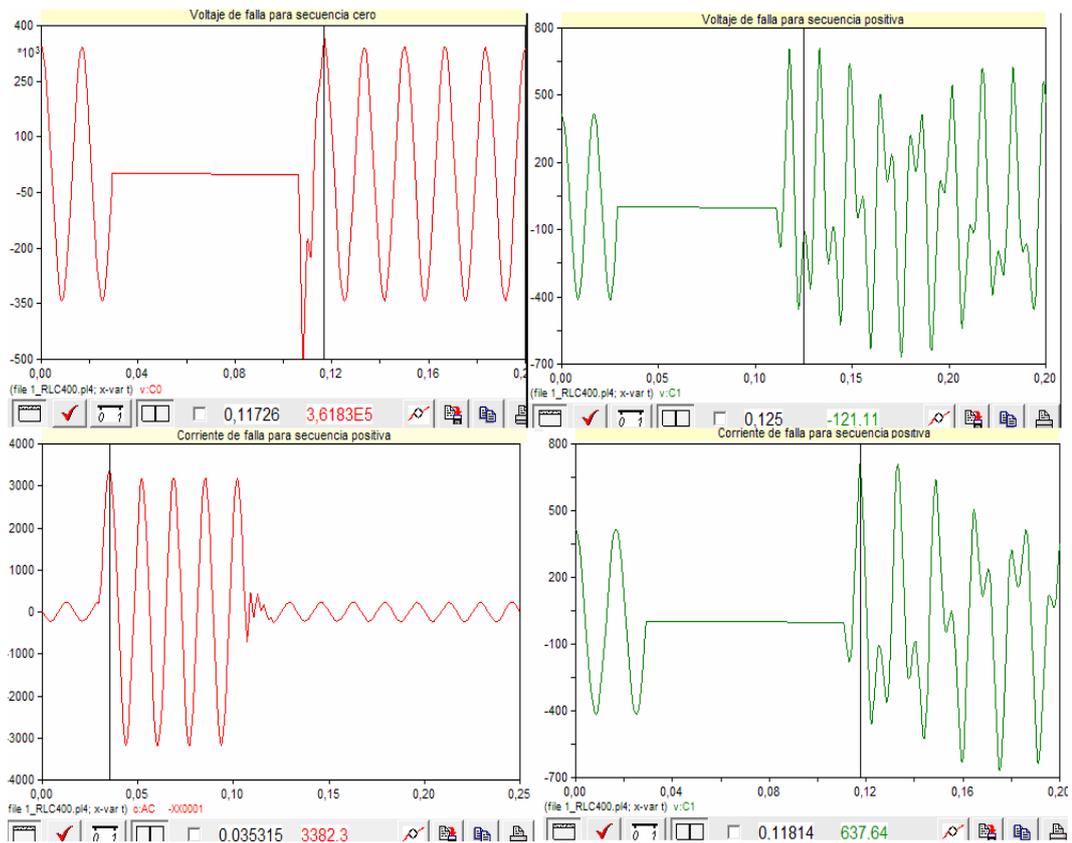
Figura 64. Ejemplo para una falla en el extremo de una LT de 400kV



Al procesarlos y obtener las salidas de tensión y corriente para los dos casos (secuencia cero y positiva) se observa un abatimiento significativo de voltaje al lado del interruptor monofásico y luego un transitorio acompañado de sobretensiones. Además podemos ver que previo al cierre del interruptor se tiene el voltaje nominal

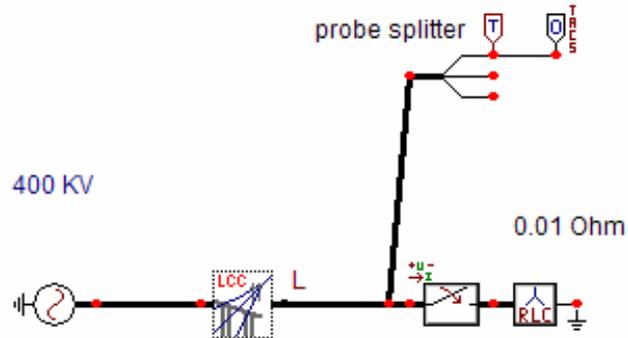
y aparece una sobrecorriente de 3,618 A, a través de la resistencia durante el periodo de 29 a 100 ms, todos estos resultados se pueden ver en la siguiente oscilografía.

Figura 65. Respuesta para una línea monofásica durante una falla



Si volvemos a analizar este sistema, solo que ahora utilizando el modelo que se ha propuesto anteriormente para el análisis de maniobra de energización de una línea trifásica con parámetros distribuidos, transpuesta analizada mediante el modelo de Bergeron, ver Figura 54. Simulando que existe una falla monofásica a tierra en la fase A con un tiempo de cierre de 29 ms y liberación de falla a los 100 ms para el interruptor con una resistencia a tierra de 0.1Ω , las fases B y C permanecen cerradas sin falla en toda la simulación (la secuencia de despeje que corresponde estudiar es ACB), además incorporaremos el uso de una opción *probe splitter* para separar un nodo y un *TACS* (acciones de control) para detectar el cambio de estado del interruptor para la fase A, ver Figura 66.

Figura 66. Modelo para simular una falla monofásica a tierra en una LT trifásica



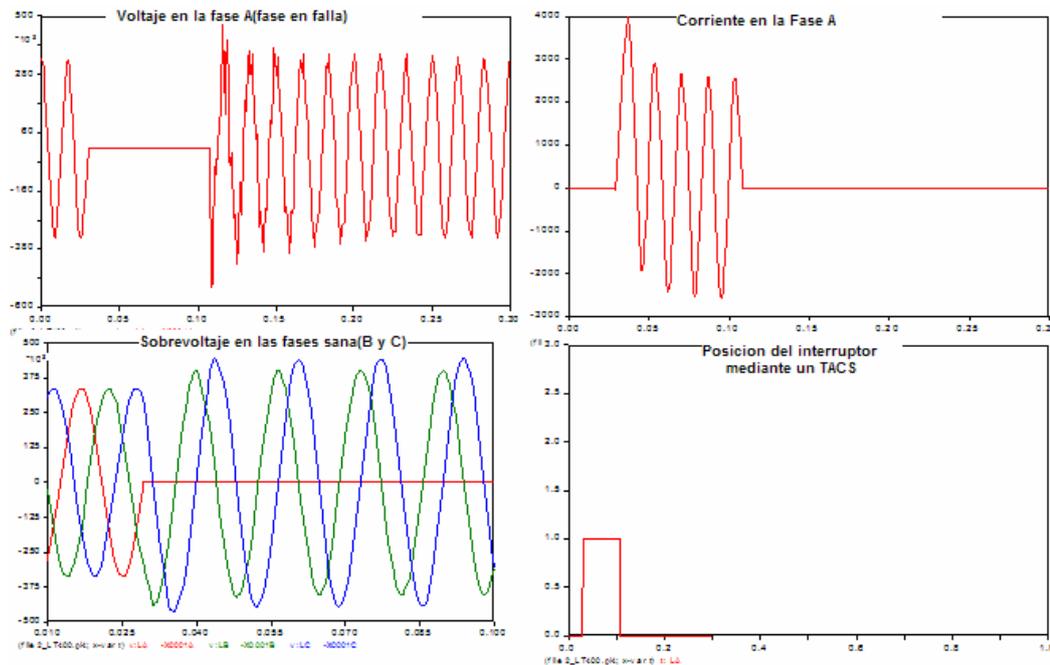
Al procesar este modelo y obtener las salidas mediante el Plot XY, se puede observar en el momento en que se hace efectiva la falla el voltaje de la fase A se hace cero y sobretensiones en las otras dos fases sanas debido al voltaje inducido. Además un transitorio de sobrecorriente de la fase A, acompañado de una componente dc por la asimetría de la onda.

La magnitud de las sobretensiones en cada fase son: 399kV, 440kV para las fases B y C, obteniendo un factor de sobretensión de 1.3.p.u. y para la corriente una magnitud de 391 amperios, la sobretensión en la fase A ocurre ya que en el instante de desconectar la alimentación de la falla, en la línea permanece una carga atrapada.

En el momento en que se hace efectiva la apertura para liberar la falla de la fase A se da una leve sobretensión en las fases A, B y C con unos valores aproximados de 475 kV, 445 kV y 510 kV respectivamente. Todo esto se describe en la siguiente oscilografía.

La magnitud de las sobretensiones debidas a liberación de falla monofásica depende mucho del factor de la conexión a tierra del centro de la estrella del sistema, “a medida que la impedancia de tierra disminuye se reduce el valor de las sobretensiones, no exceden de 1.5 p.u. en sistemas con neutro flotante se pueden presentar sobretensiones de hasta 2.7 p.u. en las fases no falladas” [6].

Figura 67. Respuesta de voltaje y corriente durante una falla monofásica a tierra



3.4.1. Falla evolutiva en una interconexión

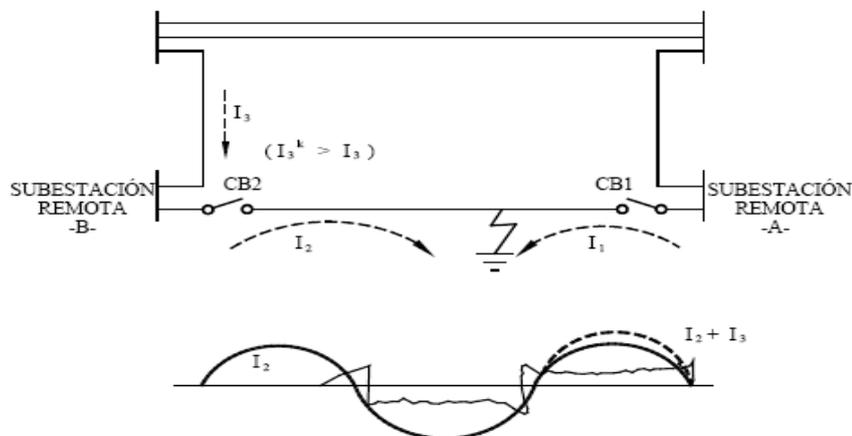
Este tipo de falla es particularmente frecuente en las redes altamente interconectadas, refiriéndose a la Figura 68, se debe considerar los dos interruptores CB1 y CB2 al inicio y al final de una línea que interconecta dos subestaciones, la primera de ellas es relativamente más potente.

En el caso de una falla en línea, como se representa en la Figura. 68, el interruptor CB1 abrirá primero la falla, teniendo en cuenta que la corriente I_1 seguramente será la más grande, ya que la falla está más cerca de la subestación A.

El interruptor CB2 iniciará la apertura de la falla con una corriente I_2 , que será prácticamente la misma que I_3 que proviene del resto de la red. Al momento de la interrupción de CB1, se tiene un recomodo de las corrientes de cortocircuito y aparecerá una corriente I_3_k diferente de I_3 formada por la aportación de corrientes que formaban a I_1 , sólo que invertido su flujo hacia la subestación B. El interruptor

CB2, por lo tanto, inicia la interrupción con una corriente I_2 , lo que representa un esfuerzo muy severo para el interruptor. En caso de un recierre con falla, el interruptor CB1 encontrará abierto el interruptor CB2 y, por consiguiente, la corriente de falla será mayor a la I_1 inicial, lo que provocará un esfuerzo mayor muy peligroso para el interruptor.

Figura 68. Ejemplo de una falla evolutiva



Este tema se analizará para el caso de cierre monopolar o recierre tripolar en el capítulo posterior, aunque se deja para posibles trabajos de investigación la influencia de fallas kilométricas (falla a una distancia menor de 5 km del interruptor) ya que la liberación de ellas debe seguir un protocolo para la liberación de esta falla. Este tipo de fallas no se pueden indicar mediante valores o cifras, simplemente se suele expresar *el factor de gravedad G*.

3.5. Datos importantes para la coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento se ha venido mencionando brevemente en todos los capítulos anteriores y en el presente, su definición más acertada se encuentra contenida en una publicación de SEV (Asociación de Ingenieros Electricistas Suizos) del año 1947, cuya traducción puede formularse en el siguiente término: “se entiende como coordinación de aislamiento a todas aquellas medidas que tienen como finalidad evitar fallas en los sistemas como consecuencias de las

sobretensiones que se generan en el mismo, al igual que la circunscripción de estas sobretensiones en aquellos sitios del sistema donde causen el menor daño, siempre y cuando se económicamente viable y tratando en lo posible de que el suministro de energía no se vea interrumpido”.

Una de las primeras ayudas y fundamentales para la coordinación de aislamiento de LT mayores de 300 kV la proporcionan los analizadores transitorios de redes, en nuestro caso se aplica el ATP, ya que es primordial, verificar los niveles de sobretensión por maniobra, mediante tipo de estudios como el presente, antes de que los equipos entren en operación dinámica y comercial de la energía eléctrica.

“En cuanto a las sobretensiones normalizadas (véase apartado 2.5.3), a la coordinación del aislamiento se le plantean las siguientes exigencias”, ver ref. [7]:

- Garantizar que el aislamiento soportará todas las sollicitaciones dieléctricas, tanto anormales como normales.
- Que exista una derivación a tierra, en forma inofensiva, de las sobretensiones que afectan al sistema ya que, por consiguiente, ponen en peligro el aislamiento del sistema.
- Garantizar que las rupturas dieléctricas ocurran hasta donde sea posible en el aislamiento externo y no en el interno.
- Si no es posible cumplir con las exigencias anteriores, entonces tratar que las fallas sucedan en aquellos sitios del sistema donde causen el menor de los daños

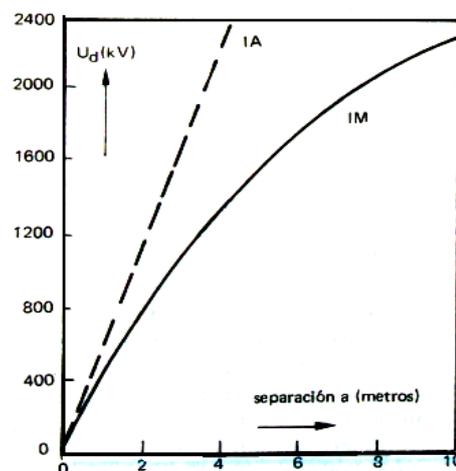
3.5.1. Métodos probabilísticos

Existen algunos tipos de aislamientos en el SEP, que pueden ser sujetos a variaciones y casualidades de orden estadístico, tal es el caso para los aislamientos autorrestaurables (son aquellos que después de una descarga disruptiva recuperan totalmente sus propiedades dieléctricas) ya que se prestan para un caso de una

distribución uniforme o gaussiana de varias sobretensiones de ensayo o prueba. En un aislamiento no autorrestaurable no se pueden hacer varias pruebas sucesivas de sobretensiones ya que no tienen la propiedad de recuperarse de estas.

El primer estudio de coordinación de aislamiento para un SEP de 500 kV se hizo a comienzos de la década de los 60', sometiendo a estos primeros sistemas a pruebas con impulsos atmosféricos (rayos). En la Unión Soviética se reconoció rápidamente que el impulso causado por una maniobra en el sistema, dando origen a sobretensiones de igual nombre, conducía en el aire a descargas en configuraciones electrónicas que habían sido diseñadas para soportar impulsos atmosféricos.

Figura 69. Comparación de la rigidez del aire ante impulso atmosférico (IA) contra el impulso por maniobra (IM)



Esta discrepancia se observa en la figura anterior, donde se ve que la rigidez dieléctrica del aire, ante impulsos de maniobra, es inferior a la de impulso atmosférico. Por lo que el diseño de torre, pórticos, etc. se han influenciado por las sobretensiones de maniobra en los sistemas arriba de los 400 kV.

3.5.2. Nivel básico de aislamiento

El nivel de básico de aislamiento al impulso (NBI) es quien fija el valor la resistencia aislamiento que debe tener un equipo eléctrico para soportar

sobretensiones de diferentes procedencias. Para calcular el NBI se deben de realizar las pruebas como el impulso por rayo o impulso por maniobra. Para los aislamientos autorrestaurables los niveles básicos de aislamiento se pueden encontrar de la siguiente ecuación:

$NBI = (TCF(1.0 - 1.3 * \sigma))$; donde σ es la desviación estándar o típicas para el rayo ($\sigma = 3\%$) y maniobra ($\sigma = 6\%$) y TCF es la tensión crítica por flameo.

Los valores normalizados según la IEC (Publ. 71-1/1976) para el grupo C, correspondiente a tensiones mayores de 300 kV, se describen en la siguiente tabla.

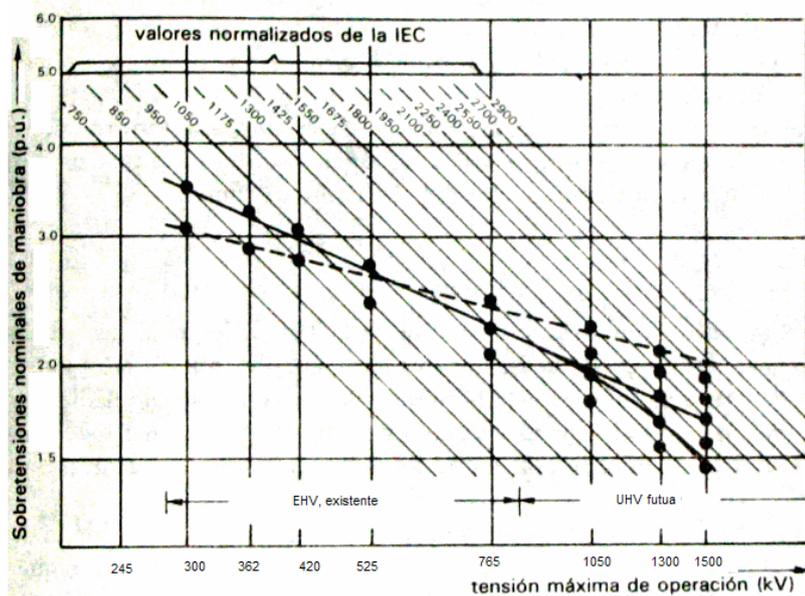
Tabla XIV. Nivel básico de aislamiento para tensiones $V_{max} > 300$ kV

Tensión máx. a frecuencia de régimen. Valor eficaz V_{max} kV	Tensión máx. fase-tierra. Valor pico $V_{y-max} (1)$ kV	Impulso de maniobra. Fase a tierra ² Valor cresta.		Impulso atmosférico. Fase a tierra ² Valor cresta.	Impulso de maniobra. Fase a fase ³ Valor cresta.		
		kV	p.u.(1)		kV	kV	p.u.(1)
300	245	750	3.06	850; 950 950; 1050	1175	4.80	
		850	3.47			1300	5.31
362	296	850	2.86	950; 1050 1050; 1175	1300	4.39	
		950	3.21			1425	4.81
420	343	950	2.76	1050; 1175; (1300) 1175; 1300; 1425	1425	4.15	
		1050	3.06			1550	4.52
525	429	1050	2.45	1175; 1300; 1425 1300; 1425; 1550	1675	3.90	
		1175	2.74			1800	4.20
765	625	1300	2.08	1425; 1550; 1800 1550; 1800; 2100 1800; 1950; 2400	2250	3.60	
		1425	2.28			2400	3.84
		1550	2.48			2550	4.08

Para que las sobretensiones no rebasen el NBI, se debe de coordinar el aislamiento y limitar las sobretensiones ha valores aceptables aplicando diferentes técnicas, como las que se han venido estudiando. Las sobretensiones por maniobra deben ser combatidas o limitadas por medio de técnicas adecuadas para ello se muestra la siguiente tabla con valores máximos de sobretensión considerables para las diferentes técnicas para limitar las sobretensiones.

Exciten procedimientos dados por la IEC para la selección de aislamiento de los sistemas de extra y ultra alta tensión, se recomienda consultar las normas IEC para el calculo de coordinación de aislamiento, y se fundamentan en un aislamiento autorecuperable en la siguiente figura se exponen los valores recomendados por la IEC para el NBI del aislamiento en p.u. de la tensión nominal máxima.

Figura 70. Determinación según IEC de los niveles de aislamiento considerando únicamente las sobretensiones por maniobra



La línea gruesa continua de esta figura representa la rigidez dieléctrica estadística del aire seleccionado con base en la ley proporcional. Los puntos de intersección de las sobretensiones nominales con esta línea determinan los valores normalizado por la IEC. La curva discontinua se refiere al aislamiento interno de los equipos y considera la presencia en el sistema de pararrayos más sofisticados para tensiones cada vez mayores. Si se observa que hasta los 400 kV esa línea se encuentra por debajo de la otra, mientras que a partir de los 525 kV esta por encima. Esto explica que no hay razón económica, al aumentar la tensión de transmisión, para disminuir el aislamiento interno que aun no este saturado. Se espera que los futuros sistemas de ultra alta tensión permitan afinar este concepto.

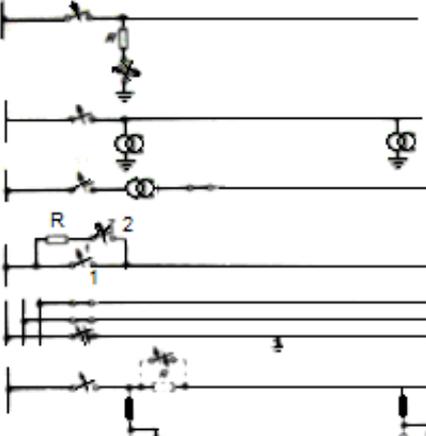
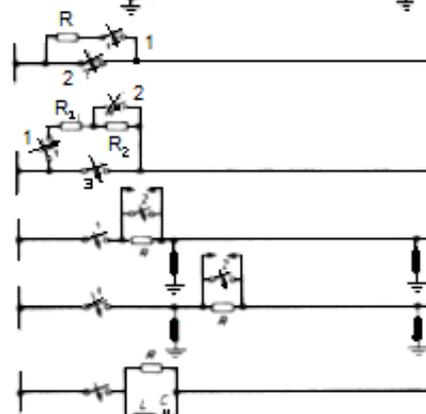
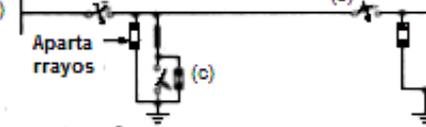
4. TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA

Se ha observado que en los sistemas eléctricos, por distintas causas se presentan sobretensiones, y que el aislamiento debe ser elegido económicamente, dimensionándolo para soportar las solicitaciones que sin duda se presentarán. Recordemos que las sobretensiones que se presentan dependen de factores externos a la red, de las características de los componentes de la red, y de características de diseño de la red. Los equipos sufren esfuerzos dieléctricos por las sobretensiones durante todo el funcionamiento de un sistema eléctrico y en efecto estas solicitaciones para el aislamiento de los equipos deben ser minimizadas, para permitir una gran confiabilidad aceptable para la operación del sistema. En el capítulo anterior se han estudiado las maniobras más comunes y representativas en las sobretensiones por maniobra, se ha analizado únicamente el cierre tripolar en todas las maniobras sin utilizar dispositivos para limitarlas, en este capítulo se tiene como objetivo lograr la caracterización determinística y estadística de las sobretensiones por maniobras vistos en el capítulo anterior, a través del paquete ATP, tomando en cuenta que en cualquier proyecto de un sistema de potencia se deben de considerar todas las exigencias de aislamiento para las líneas, cables, centrales y otros. Además de esto se abordarán las técnicas más utilizadas para evitar, minimizar y suprimir los efectos de los transitorios por sobretensiones en los sistemas eléctricos mayores de 300 kV, ya que al controlarlas se obtienen diferentes beneficios tanto para el cálculo y costo del aislamiento del equipo que está conectado a la red como para la evaluación técnico – económica del sistema ante el costo de las posibles salidas contra el costo de los elementos necesarios para mantener estas sobretensiones en niveles convenientes.

Se puede hacer un listado de las diferentes maneras para amortiguar el transitorio y limitar el factor de sobretensión por maniobra, todas se enumeran en la Tabla XV. De todas estas, se hará un análisis de las técnicas más importantes que se

son utilizadas actualmente en sistemas de alta tensión, el dispositivo o base que utilizan todas estas técnicas son: la resistencia de preinserción, cierre controlado, recierre monopolar, uso de reactor en el neutro y el apartarrayos.

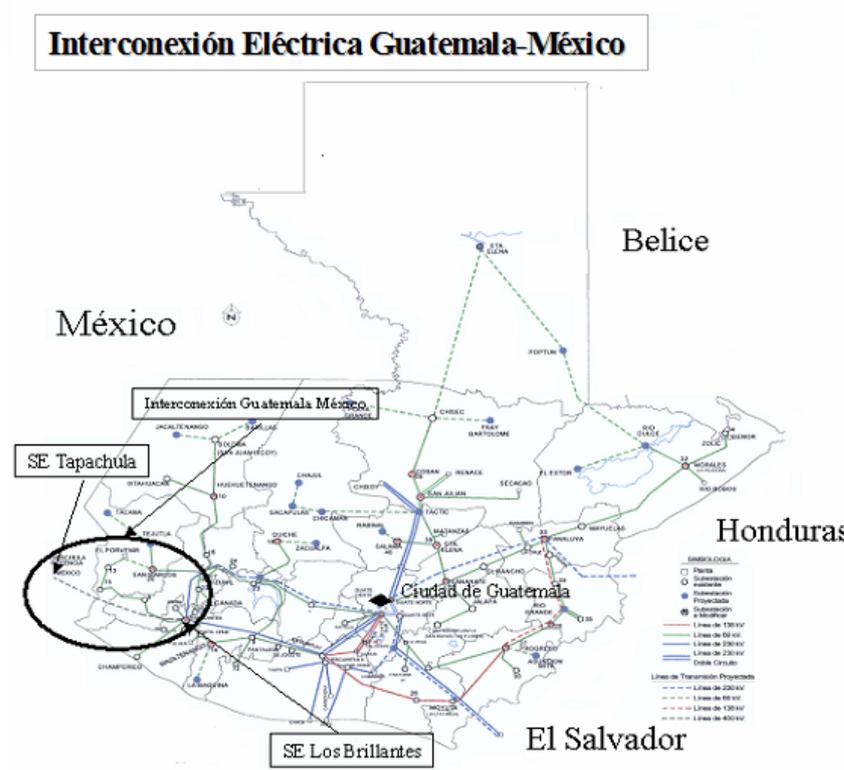
Tabla XV. Técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra

<p>a. Conexión de reactores en derivación (reactor shunt) en las líneas para reducir las sobretensiones a frecuencias de régimen.</p>	
<p>b. Eliminación o reducción de la atrapada mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Puesta en shunt de la línea. • Descarga de la línea mediante trafos potenciales magnéticos. • Desconexión en baja tensión. El lado de alta nos somete a ninguna maniobra. • Resistencia de apertura. • Reengancho o cierre monofásico • Amortiguamiento de las oscilaciones de tensión con la ayuda de resistencias ohmicas. 	
<p>c. Amortiguamiento de las oscilaciones transitorias de las sobretensiones de maniobra:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inserción de la resistencia de cierre en una sola etapa. • Inserción de la resistencia de cierre en varias etapas. • Resistencia de cierre en línea entre el interruptor del circuito y la reactancia shunt. • Resistencia de cierre en la línea en la parte de la reactancia en paralelo • Absorción de la sobretensión con un circuito de resonancia 	
<p>d. Interrupción en momentos favorables:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cierre sincronizado. • Nuevo cierre a tensión mínima de una pulsación a través del interruptor. 	
<p>e. Cerrado simultaneo en ambos extremos de la línea.</p>	
<p>f. Limitación por un Apartarrayos cuando: se conecta la línea en ausencia de carga (a) se conectan transformadores con carga (b) se desconectan las reactancias de HT. (c) secuencia de interrupción= 1,2,3</p>	

4.1. Descripción del sistema bajo estudio

El sistema bajo estudio será la LT que interconectará a los países de Guatemala y México, consiste en: una línea de transmisión de energía eléctrica de 103 km de longitud a 400 kV, en donde 71 km están dentro del territorio guatemalteco y el restante en territorio mexicano, Con esto se realiza la expansión de dos subestaciones, una en Tapachula (México) y la otra en Los Brillantes, en Retahuleu (Guatemala). La capacidad inicial del enlace se estima en 200 MW en la dirección México a Guatemala y de 70 MW en la dirección inversa.

Figura 71. Ubicación geográfica de la red bajo estudio



Esta obra dará beneficios a países centroamericanos y al propio país mexicano ya que al expandir un SEP, se obtienen mayores beneficios, como por ejemplo, menos oscilaciones en la frecuencia ante disturbios, en otras palabras un SEP entre más se expanda tendrá mayor capacidad de soportar un disturbio y mejor regulación, y otro beneficio sería los intercambios de energía y potencia entre países.

Se cuenta con un banco de transformadores de 4 unidades con transformación de 400/230 kV (uno de reserva), un banco de 4 reactores (uno de reserva) con tensión nominal de 400 kV con una capacidad de 16.66 MVA c/u, se utilizará cable de guarda con 36 fibras ópticas, (ya que con esta nueva tecnología de fibra óptica se ha obtenido varios beneficios como aumentando la seguridad en la recepción y transmisión de datos, para las protecciones, además se proporcionan diversos servicios en comunicación aprovechando la infraestructura de transmisión, aproximadamente la CFE cuenta con 13,481 km de Fibra Óptica) y por último una línea con características que se han dando anteriormente en la tabla XI.

Los valores de la red equivalente se tomaron de los valores de cortocircuito editados por cada unidad de ingeniería especializada de cada país. Del lado de Guatemala se tienen los siguientes valores para el equivalente de la red vistos desde el nodo de Brillantes:

$$R=0.01698, X =0.06310, \text{secuencia positiva}$$

Del lado de México se tienen los siguientes valores para el equivalente de la red troncal de 400 kV vistos desde el nodo de Tapachula:

$$R= 0.31252, X = 9.94608 \text{ secuencia positiva}$$

Ambos fueron calculados considerando generación máxima, a través de software que se utiliza actualmente, como el ASPEN que es el utilizado por la CFE.

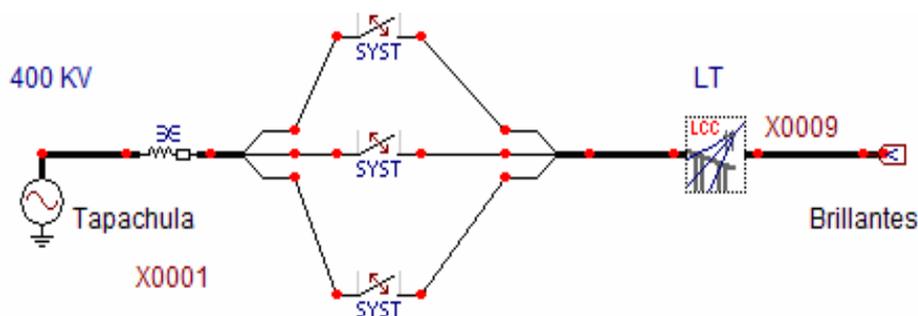
4.2. Distribución acumulativa de sobretensiones por maniobra de cierre

Para obtener el comportamiento de las sobretensiones para varias maniobras de cierre se debe efectuarse una cantidad apreciable de simulaciones de tales maniobras, con diferentes tiempos de actuación de interruptores, para considerar las distintas condiciones de la operación con respecto al ciclo de la onda de tensión, para esto se utilizan las simulaciones de maniobras determinísticas y estadísticas. Para ello el

ATP dispone de un mecanismo de actuación sobre los interruptores de forma tal que en un solo archivo de datos es posible operar un interruptor con tiempos aleatorios, con un valor promedio y una desviación normal o uniforme dada. Estas simulaciones son parte del estudio que se deben de hacer para la coordinación de aislamiento por maniobra en líneas de extra alta tensión, de ellas se obtiene información para elaborar la distribución acumulativa de sobretensiones por maniobra y encontrar la peor situación de sobretensión.

Para el análisis de las maniobras determinísticas, se utiliza el interruptor “sistemático”, con función independiente, para realizar de manera automática y completa la siguiente simulación: se realizan varias maniobras variando los tiempos de cierre de los interruptores entre 0 y 16 ms con pasos de 2 ms empezando en la combinación $t=0, t=0, t=0$ y así establecer todas las combinaciones, como el número de combinaciones es muy grande (729), solo se presentan las mas convenientes. El tiempo de simulación es de 100 ms con una delta de tiempo de 100 μ s.

Figura 72. Esquema para cierre monopolar para maniobras determinísticas



Al procesar nuestro modelo, se debe de buscar el archivo .lis que se encuentra en la carpeta C:\ATPDraw\Atp. En este archivo se presentan todos los valores de sobretensión que se presentan en toda la simulación, además presenta tablas que contienen el resumen estadístico de todas las sobretensiones para las tres fases, como ejemplo de la lista que despliega el ATP se presenta la Tabla XVI, no se da a conocer toda la tabla ya que es muy extensa. Se realiza otra simulación de la misma manera que la anterior solo que se energiza en el lado de la subestación Brillantes, así se logran obtener las graficas de la Figura 73.

Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobras en sistemas eléctricos de potencia mayores a 300 kV

Tabla XVI. Resultado de los sobrevoltajes para la fase A dados por el ATP

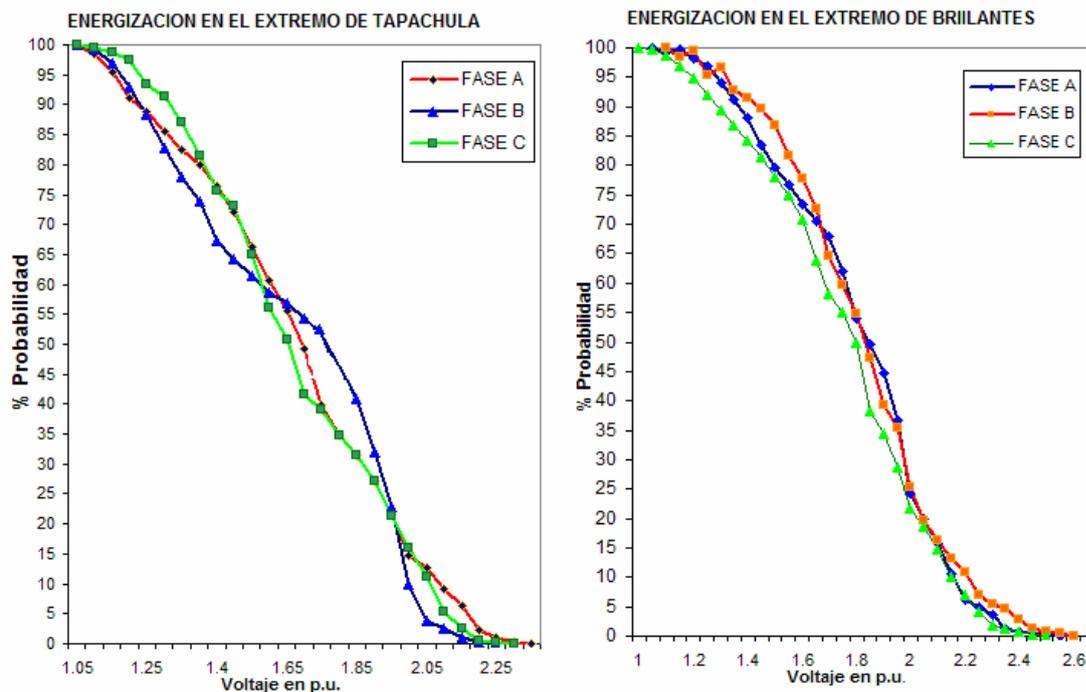
LÍNEA EN VACÍO ENERGIZADA DESDE TAPACHULA-EXTREMO DE GUATEMALA

Statistical distribución of peak voltage at node "X0009A". The base voltage for per unit printout is V-base = 3.26598600E+05

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
22	1.1000000	3.59258460E+05	0	0	100.000000
23	1.1500000	3.75588390E+05	12	12	98.353909
24	1.2000000	3.91918320E+05	21	33	95.473251
25	1.2500000	4.08248250E+05	31	64	91.220850
26	1.3000000	4.24578180E+05	17	81	88.888889
27	1.3500000	4.40908110E+05	25	106	85.459534
28	1.4000000	4.57238040E+05	22	128	82.441701
29	1.4500000	4.73567970E+05	19	147	79.835391
30	1.5000000	4.89897900E+05	25	172	76.406036
31	1.5500000	5.06227830E+05	32	204	72.016461
32	1.6000000	5.22557760E+05	42	246	66.255144
33	1.6500000	5.38887690E+05	41	287	60.631001
34	1.7000000	5.55217620E+05	36	323	55.692730
35	1.7500000	5.71547550E+05	47	370	49.245542
36	1.8000000	5.87877480E+05	69	439	39.780521
37	1.8500000	6.04207410E+05	37	476	34.705075
38	1.9000000	6.20537340E+05	24	500	31.412894
39	1.9500000	6.36867270E+05	31	531	27.160494
40	2.0000000	6.53197200E+05	40	571	21.673525
41	2.0500000	6.69527130E+05	50	621	14.814815
42	2.1000000	6.85857060E+05	16	637	12.620027
43	2.1500000	7.02186990E+05	26	663	9.053498
44	2.2000000	7.18516920E+05	20	683	6.310014
45	2.2500000	7.34846850E+05	30	713	2.194787
46	2.3000000	7.51176780E+05	8	721	1.097394
47	2.3500000	7.67506710E+05	7	728	.137174
48	2.4000000	7.83836640E+05	1	729	

Summary of preceding table follows: Grouped data Ungrouped data
 Mean = 1.72644033E+00 1.72499944E+00
 Variance = 9.19106973E-02 9.14507864E-02
 Standard deviation = 3.03167771E-01 3.02408311E-01

Figura 73. Densidad de probabilidad acumuladas de sobretensiones de la línea en vacío Tapachula-Brillantes



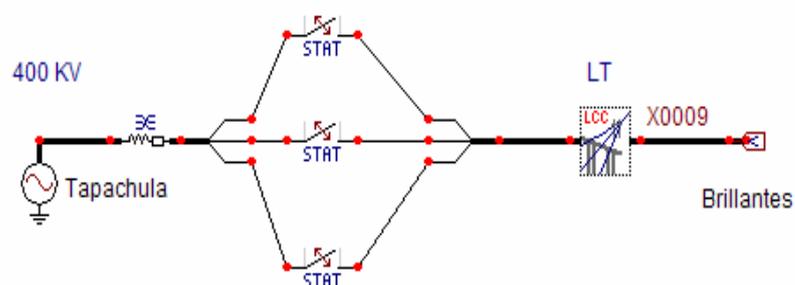
De la tabla anterior podemos obtener la máxima sobretensión para la fase A con un valor de 2.40 p.u. en la última maniobra de las 729, además se puede ver que tiene una probabilidad de ocurrencia de 0.137%, casi cero, es decir que difícilmente pueda aparecer en el cierre de la línea en vacío cuando se energiza del lado de Tapachula.

Ahora observe el gráfico que se encuentra en la Figura 73, en el se tiene que para el 2% de las operaciones de cierre de la línea en vacío energizada del extremo de Tapachula, se presentan sobretensiones de 2.25 p.u. y en el 50% de operaciones se alcanzan sobretensiones con valor de 1.8 p.u o mayores. Todos estos valores se obtienen sin tener en cuenta alguna técnica para limitar las sobretensiones.

En el otro gráfico en la Figura 73 se observa que al energizar la línea en el extremo de Brillantes, se tienen sobretensiones de 2.5 p.u para el 2% de las operaciones de cierre de la línea en vacío y para el 50% de aproximadamente de 2.0 p.u. siendo estas mayores si se da la energización del extremo de Brillantes.

Si utilizamos el interruptor tipo estadístico para realizar 100 maniobras de cierre con el que se pretende simular la operación real de un interruptor en lo que se refiere a los tiempos de actuación y discordancia entre polos, pero no la representación real del proceso de interrupción. Consideraremos que los interruptores tienen una dispersidad de seis (6) ms, es decir que cuando se da la orden de cierre, realmente cierran en un tiempo de $T \pm 3$ ms y una desviación estándar para que se incluya el 98% de los tiempos de acuerdo a la distribución normal.

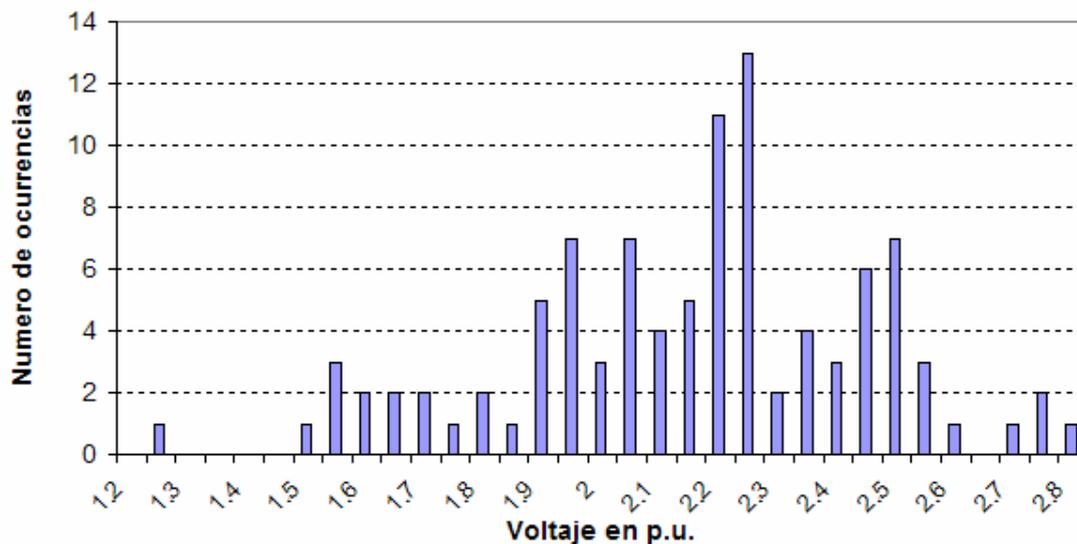
Figura 74. Esquema para cierre monopolar para maniobras estadísticas



La evaluación estadística en este ejemplo se ha realizado teniendo en cuenta para cada maniobra el valor de cresta más elevado en las tres fases, es decir, cada maniobra contribuye con un solo valor a la distribución de probabilidad.

Del estudio estadístico dado por el ATP se obtiene los datos para elaborar el diagrama que se muestra en la siguiente figura, de el es fácil deducir el nivel de sobretensión que puede aparecer con cada tipo de maniobra, para el caso de energización del lado de Tapachula con la línea en vacío, se obtiene del diagrama, que sobretensiones de rango de 2.3 p.u. aproximadamente prevalecen, ya que pueden aparecer en 13 ocasiones de operación de cierre, para las 100 maniobras simuladas.

Figura 75. Distribución de la probabilidad de sobretensiones para la energización de la línea en vacío



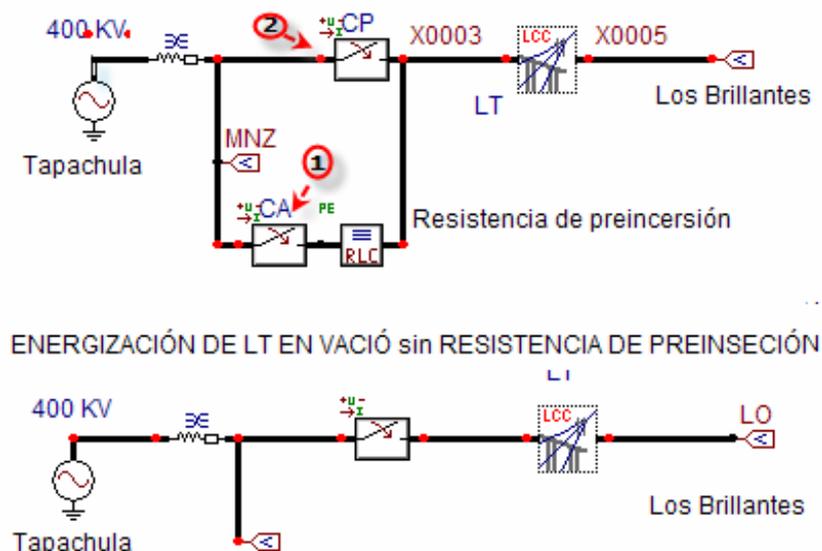
Como objetivo para evitar que el riesgo de falla del aislamiento de los equipamientos perjudique la operación del sistema y que los equipos se dañen con frecuencia, se adoptan dispositivos, o medidas especiales, para permitir un control de las sobretensiones, de manera de reducir las amplitudes máximas y probabilidad de ocurrencia.

4.3. Técnica de cierre con resistencia de preinserción

Una forma de reducir las sobretensiones que se presenta por la energización de líneas en vacío, es proveer a los interruptores de resistencia de preinserción, esta resistencia se conecta en paralelo a los contactos principales del interruptor. Las resistencias de apertura permiten una carga baja en la línea y por consiguiente, que la sobretensión en el recierre y cierre sea reducida. Con esta técnica actualmente se han podido disminuir de una forma considerable las sobretensiones provocadas por cierre y recierre, de tal forma que la energización ahora tiene dos secuencias para el cierre:

1. En la primera las resistencias se ponen en serie con la línea obteniéndose de esta forma una división de voltaje, lo que reduce el voltaje inyectado en la línea.
2. En la segunda etapa las resistencias se ponen en cortocircuito lo que da lugar a otra onda en la línea pero de amplitud limitada, vea en la siguiente figura.

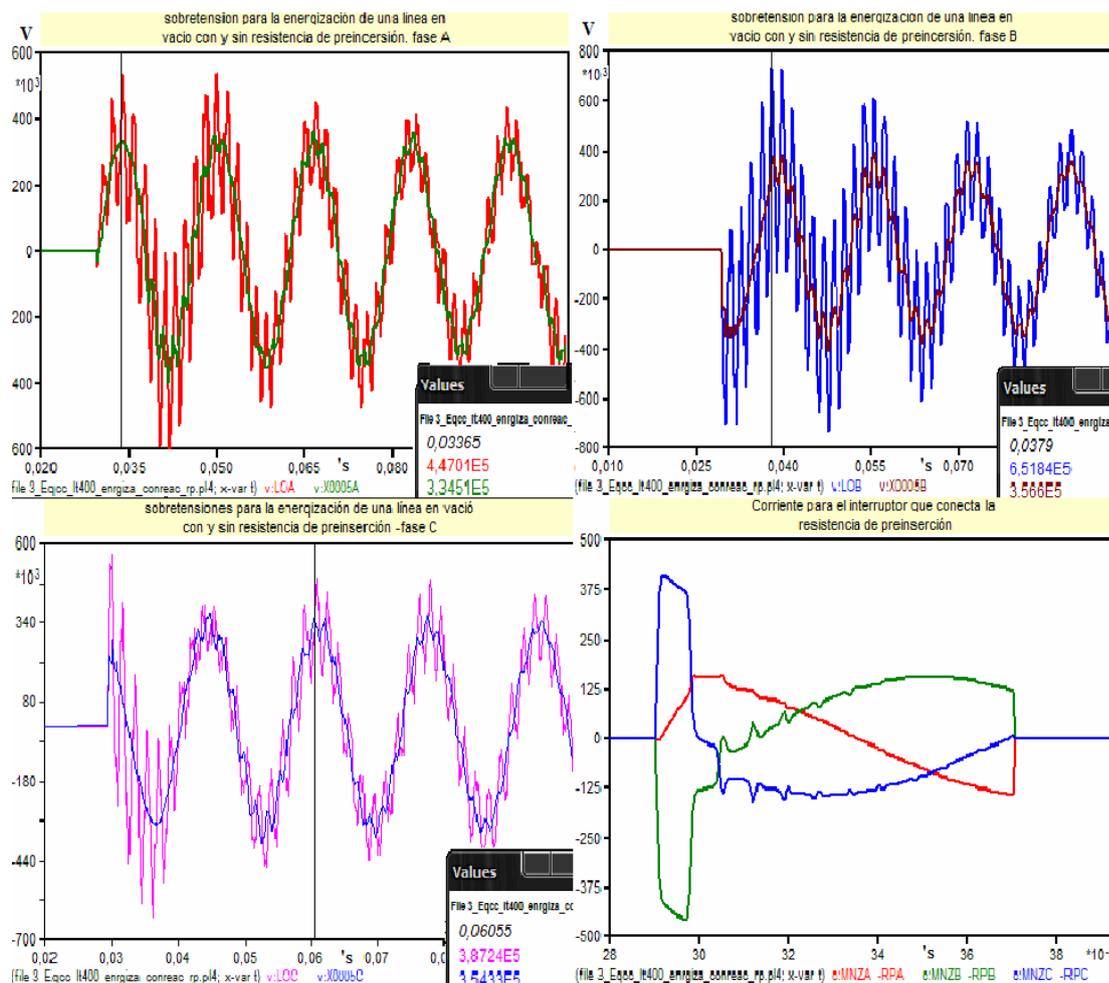
Figura 76. Esquema para cierre con resistencia de preinserción



Se realiza una comparación para una maniobra de energización de una línea en vacío con y sin resistencia de preinserción para obtener el abatimiento de la sobretensión.

El proceso y los datos de la simulación son los siguientes: el interruptor 1 se cierra a los 0.029 segundos, luego el interruptor 2 se cierra a los 0.037 (el tiempo de inserción para la resistencia es de 8 milisegundos), el valor de la resistencia de preinserción es de 400Ω y el tiempo máximo para la simulación fue de 60 ms. Al graficar las salidas de este esquema (ver Figura 76) obtendremos los siguiente valores de sobretensiones para las tres fases.

Figura 77. Comparación de sobretensiones para las tres fases



En la primera oscilografía de la Figura 77, se puede observar la sobretensión para la fase A con y sin resistencia de preinserción así como también para las otras dos fases en las otras oscilografías, existiendo un abatimiento de sobretensión de 112.5 kV en la fase A al utilizar la técnica de resistencia de preinserción comparada con la energización sin resistencia en la energización de una LT en vacío, en la última oscilografía se tiene las corrientes para las fases en el tiempo de inserción de la resistencia. Los valores en p.u. para las nuevas sobretensiones máximas se describen en la siguiente tabla.

Tabla XVII. Valores en p.u para las sobretensiones máximas

Fase	Sobretensión sin resistencia de preinserción [p.u]	Sobretensión con resistencia de preinserción [p.u]
A	1.37	1.06
B	2.00	1.15
C	1.18	1.10

4.3.1. Valor óptimo para la resistencia y tiempo de inserción

Se debe de utilizar un criterio para poder seleccionar un valor óptimo para la resistencia de preinserción, a continuación se describe un método para poder calcularla.

Para empezar se variará el valor de la resistencia manteniendo constante el tiempo de inserción de 8 ms, utilizando resistencias de 100 Ω a 1000 Ω , los valores obtenidos mediante las simulaciones en el ATP, utilizando el mismo modelo de la Figura 76 y el mismo tiempo máximo de simulación, se obtuvieron los siguientes valores descritos en la Tabla XVIII.

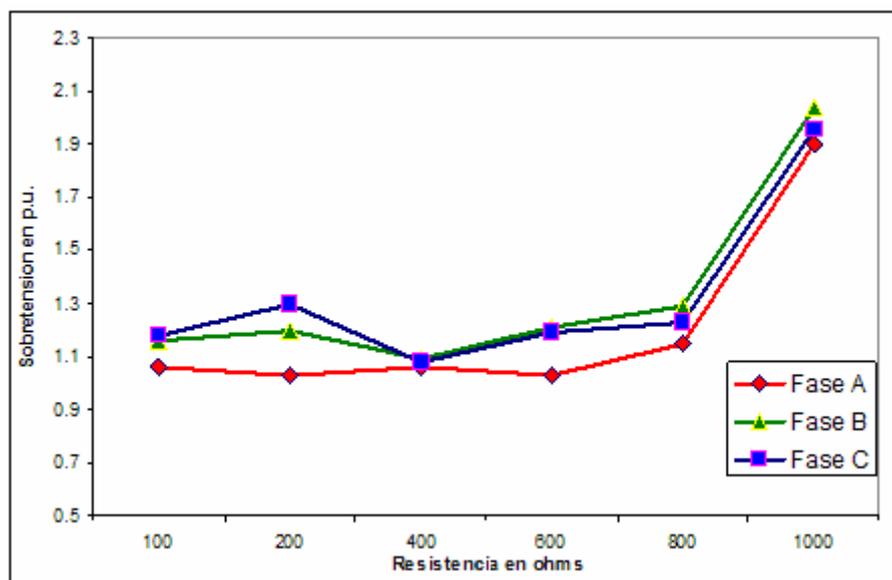
Para tener una mejor visual de los datos tabulados en la tabla siguiente se presenta en la Figura 78 la tendencia de las sobretensiones para las tres fases variando la resistencia de preinserción y manteniendo constante el tiempo de inserción, de esta figura se muestra que precisamente no es el valor mas grande de resistencia el adecuado para un valor óptimo para limitar la sobretensión, ya que una resistencia muy grande la atenuación de la sobretensión sería apreciable pero al ponerla en cortocircuito se engendrarían sobretensiones muy elevadas , se asegura que la resistencia de preinserción para el caso de la línea bajo estudio se encuentra entre los valores cercanos a 400 Ω .

Tabla XVIII. Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción

Resistencia [Ω]	Fase	Sobretensión [p.u]
100	A	1.06
	B	1.04
	C	1.05
200	A	1.03
	B	1.20
	C	1.30
400	A	1.06
	B	1.09
	C	1.08
600	A	1.15
	B	1.21
	C	1.19
800	A	1.90
	B	1.29
	C	1.23
1000	A	1.90
	B	2.04
	C	1.96

El tiempo de inserción para la resistencia también hay que tomarlo en cuenta ya que es un factor muy importante como se menciona en el capítulo anterior, ya que si se elige un tiempo muy prolongado o muy corto no se tendrán los mismo valores de sobretensión, si se realiza ahora el caso que se varía el tiempo de inserción para los valores de resistencia de 100 Ω , 400 Ω ., 1000 Ω para obtener el comportamiento de las sobretensiones.

Figura 78. Tendencia de las sobretensiones variando la resistencia de preinserción

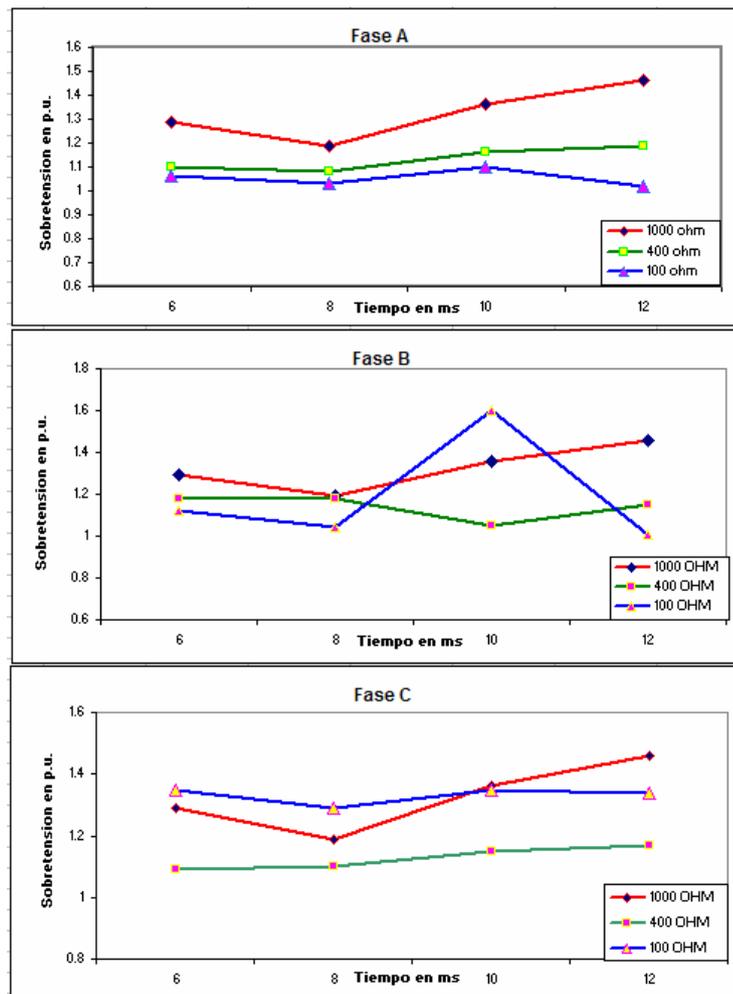


Si se observa la Figura 79, en donde se da a conocer las tendencias para las sobretensiones en las tres fases para el caso de sobretensión contra tiempo de inserción para la resistencia de 100 Ω , 400 Ω y 1000 Ω . En la primera gráfica se muestra las sobretensiones en p.u para la fase A. si observamos vemos que para este caso parecería que la resistencia optima seria la de 100 Ω , ya que hay una pequeña diferencia con la de 400 Ω , pero si vemos la tendencia de la resistencia de 100 Ω para las otras fases veremos que no es la conveniente ya que se da el caso en que al utilizar esta resistencia se podrían dar sobretensiones mayores que las otras dos resistencias(400 Ω y 1000 Ω) al existir un pequeño retraso o adelanto de tiempo en el

cierre(vea para la fase B), por lo que la idea de proponer la resistencia de 100 Ω quede desechada.

Si observamos la tendencia de sobretensiones para la resistencia de 400 Ω , vemos que en este caso no ocurre lo que pasó con la resistencia anterior, tampoco es de decir que tiene un comportamiento constante para los diferentes tiempo de inserción, pero es el más estable comparadas con las demás y el valor óptimo para el tiempo de inserción es 8 ms, ya que en este tiempo es donde se obtiene la menor sobretensión para las diferentes fases. Es así como se propone utilizar resistencias de preinserción con valores de 400 Ω con un tiempo de inserción de 8 ms.

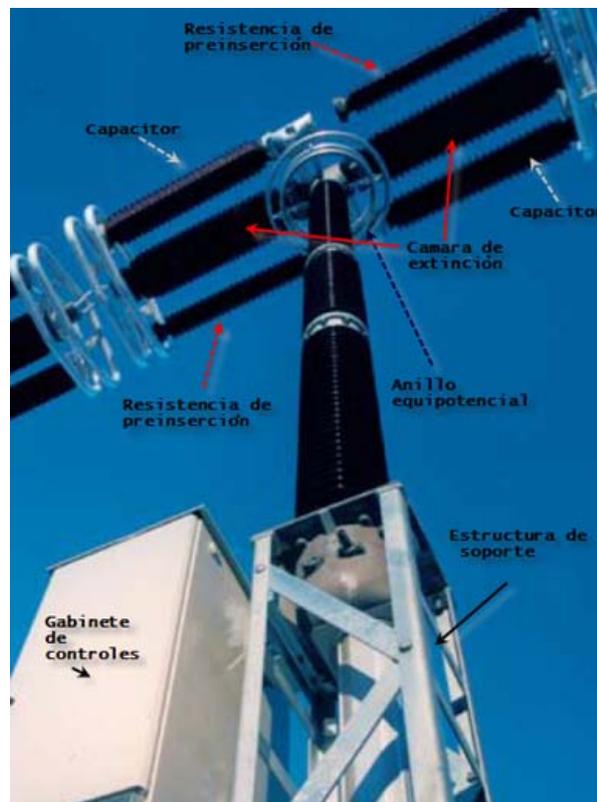
Figura 79. Tendencia de las sobretensiones vs tiempo de inserción



Físicamente la resistencia de preinserción se encuentra conectada paralelamente a la cámara de extinción, en ocasiones se instalan anillos equipotenciales y capacitores al otro costado de la cámara de extinción, los capacitores al igual que la resistencia ayudan a disminuir la tasa de crecimiento de la TTR y además evita que el interruptor se sobre esfuerce, especialmente durante el periodo de recuperación térmica, que ocurre durante los primeros 2 μ s después de la interrupción de corriente. Estos capacitores se conectan en paralelo a los contactos del interruptor o bien de línea a tierra en las terminales del interruptor, los anillos equipotenciales son instalados para controlar la concentración de campo eléctrico.

Para diferencia física entre una resistencia y un capacitor, se puede decir que el capacitor tiene un diámetro mucho más grande que el de la resistencia, véase la siguiente figura.

Figura 80. Interruptor de potencia con resistencias de preinserción

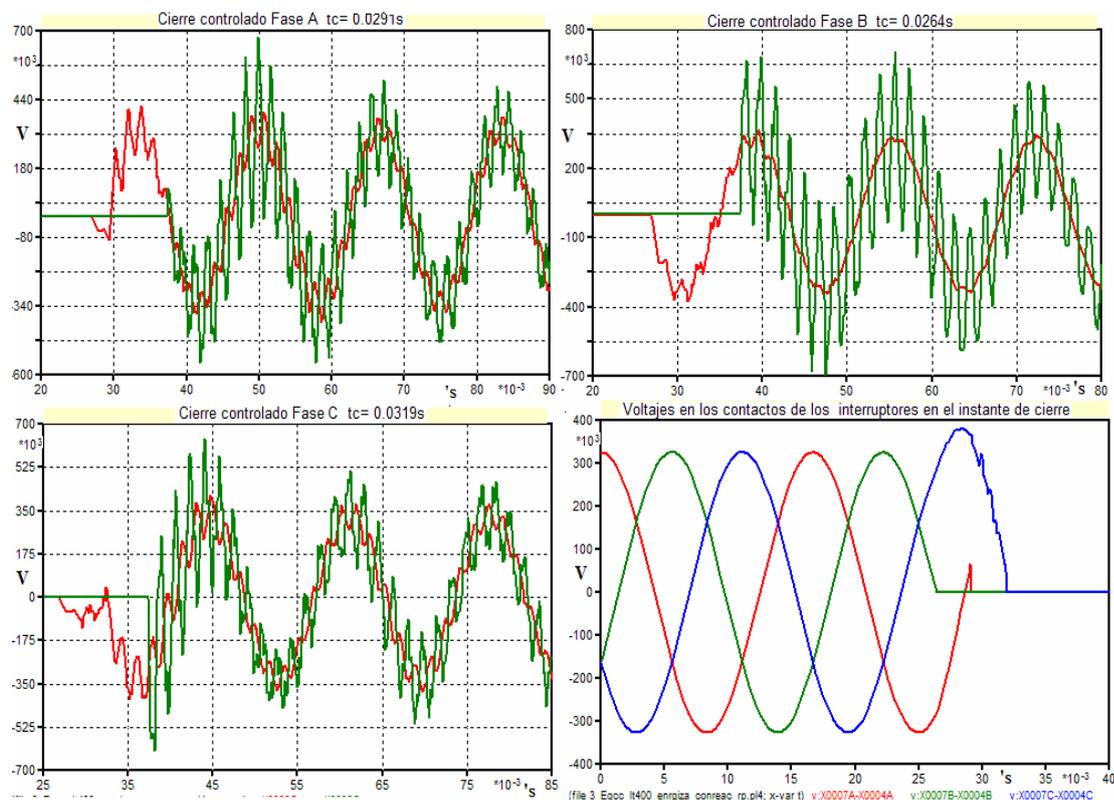


En el caso de la energización de un transformador en vacío no es usual colocar resistencia de preinserción cuando el generador y el transformador forman un solo bloque, es decir ambos se energizan simultáneamente y están separados a una distancia corta.

4.4. Técnica de cierre o apertura sincronizado

Los transitorios producidos por la energización de líneas en vacío o cargas capacitivas, pueden disminuirse a gran medida con un cierre controlado. Este método consiste precisamente en que el cierre del interruptor, que energizará a esta carga capacitiva (línea en vacío), se realice en el instante en que la diferencia de potencial sea cero, para los contactos del interruptor. Es decir que el cierre se realiza cuando la tensión de la fuente y la carga atrapada de la fase a cerrar primero, tienen la misma polaridad.

Figura 81. Oscilografía para la técnica de cierre controlado



Como se observa en la oscilografía, existe un abatimiento considerable para las tres fases y además una pronta recuperación al estado estable (la componente de alta frecuencia de la tensión es prácticamente eliminada), al ser comparada las sobretensiones que se dan con y sin técnica de cierre controlado, para el caso de energización de una línea en vacío, los tiempos de cierre y las sobretensiones se dan a conocer en la siguiente tabla.

Tabla XIX. Sobretensiones para el caso de cierre controlado

Fase	Sobretensión sin cierre controlado [p.u]	Sobretensión con cierre controlado [p.u]
A	1.94	1.20
B	1.67	1.11
C	1.97	1.24

La secuencia de cierre controlado fue el siguiente: BAC, con los siguientes tiempos de cierre, para la fase A se hace a los 0.029 s, para la fase B a los 0.0264 s y para la fase C a los 0.0319 s. Mientras que para el caso sin control se realiza el cierre de las tres fases a los 0.037s.

Para recalcar la operación de cierre sincronizado, el cierre de los contactos del interruptor deberá ocurrir al cruce por cero de la tensión y para el caso de apertura de los contactos, el interruptor debe de abrir exactamente al cruce por cero de la corriente de cortocircuito como se explico en el apartado 3.4 del capítulo anterior.

Una de las desventajas para esta técnica sería que involucra interruptores rápidos, ya que sin una respuesta precisa en tiempo podría darse sobretensiones muy grandes. Pero la ventaja sería que con esta técnica los transitorios por sobretensión son controlados sin necesidad de incluir componentes externos. Esta técnica se puede realizar conjuntamente con la técnica de resistencia de preinserción para obtener aun mejores resultados, el inconveniente es que se tendría que incorporar otro equipo que

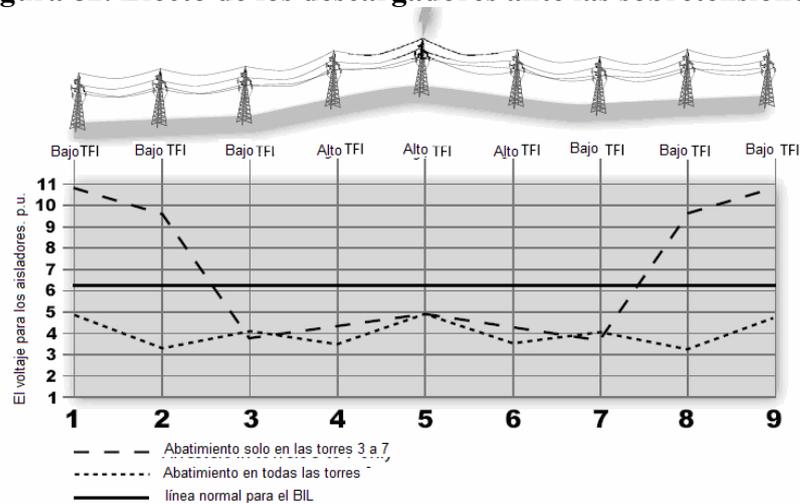
no es recomendable desde el punto de vista económico, ya que con los valores obtenidos para este caso con la técnica de cierre controlado no se obtienen sobretensiones mayores de 1.5 p.u. Aunque es de resaltar que en la mayoría de sistemas que involucran tensiones mayores de 300 kV y líneas largas se deben de hacer este conjunto de técnicas (cierre controlado con resistencia de preinserción) todo depende de la configuración de la red donde se deben de instalar los interruptores, hasta ahora se diría que los interruptores para nuestro caso no necesitan resistencias de preinserción, pero aun falta analizar otros casos que son en definitiva parte para tomar la decisión.

4.5. Técnica con apartarrayos

Los descargadores de sobretensiones o apartarrayos constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas, sobretensiones temporales y de maniobra. Aunque cabe destacar que para un apartarrayo en sistemas de extra alta tensión las maniobras son las que le producen mayor esfuerzo. Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobrecorriente y drenarla a tierra.

Actualmente, para líneas largas en sistemas de extra alta tensión (EHV), con la ayuda de varios estudios se ha llegado a la conclusión que los descargadores se deben colocar en los extremos de las líneas, y en ocasiones se deben de colocar otros en uno o más puntos a lo largo de la línea, por ejemplo en el centro o a 1/3 y 2/3 de la longitud de la línea, limitando así, las sobretensiones transitorias de maniobra y, con ello, los requisitos de aislamiento de línea pueden limitarse sin utilizar resistencias de preinserción. El elemento principal para estos descargadores es el revestido de polímero de silicona sin intersticios, PEXLIM, y que a nivel de industria se les conocen como PEXLINK.

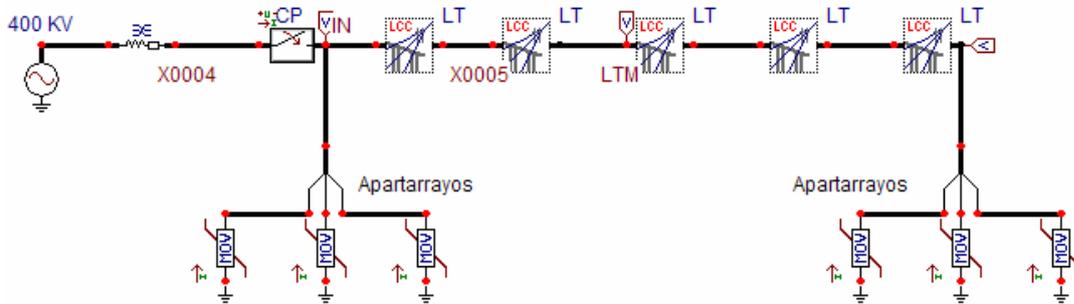
Figura 82. Efecto de los descargadores ante las sobretensiones



En la Figura 82 se ve el efecto del descargador de línea de transmisión (TLA) a lo largo de una sección de línea con alta impedancia de base de torre (TFI). La figura muestra también la necesidad de TLA en las torres con TFI baja, en los extremos de cada sección. En otras palabras se puede utilizar descargadores en distintos puntos a lo largo de la LT, como ya se dijo anteriormente, obteniendo diferentes beneficios como por ejemplo: ante una sobretensión atmosférica sería que al tener descargadores en distintos puntos estos drenarían las sobrecorrientes producidas por rayo en el trayecto de la línea dejando que llegue una pequeña proporción de está hasta los equipos que están conectados a la línea impactada. Refiriéndose a las sobretensiones por maniobra se tiene que no siempre la mayor sobretensión se produce al inicio o al final de la línea, aproximadamente la máxima sobretensión, con descargadores en los extremos de la línea, se encuentra casi a la mitad de la longitud total de la línea, dando así el riesgo de falla en los aisladores de las torres si no se utiliza alguna otra técnica para limitar la sobretensiones por maniobra.

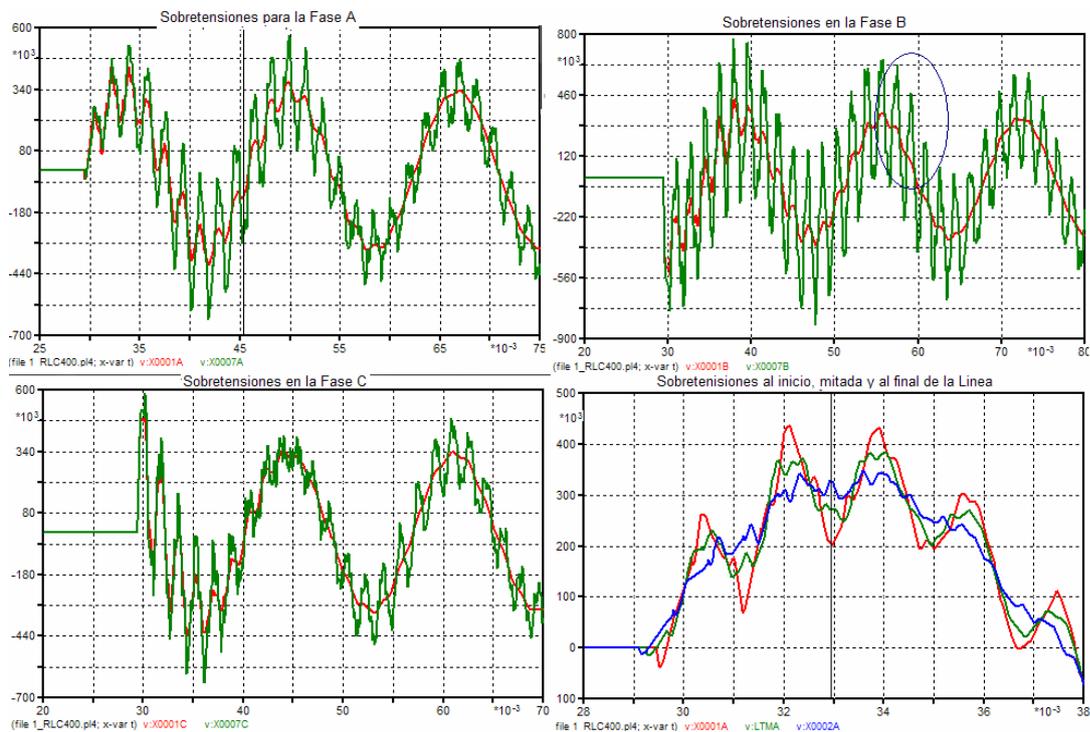
Se realiza el siguiente arreglo en el ATP, para realizar una simulación de energización de la línea en vacío bajo estudio, y obtener los nuevos valores de sobretensión utilizando la técnica de apartarrayos en los dos extremos de la LT.

Figura 83. Técnica de apartarrayos en los extremos de la línea



El tiempo máximo de simulación fue de 80 ms, además se tomo en cuenta las características de los apartarrayos de Zn0, el cierre de los interruptores fue de forma tripolar con un tiempo de cierre de 29 ms.

Figura 84. Sobretensiones con la técnica de apartarrayos



En la oscilografía anterior se observa la comparación para las tres fases de la técnica con apartarrayos en los dos extremos de la línea ante la energización de esta misma sin ningún método para limitar las sobretensiones. En la última oscilografía se

tiene las tres sobretensiones para el inicio, medio y extremo de la línea. Los nuevos valores con técnica de apartarrayo para las tres fases se describen en la Tabla XX.

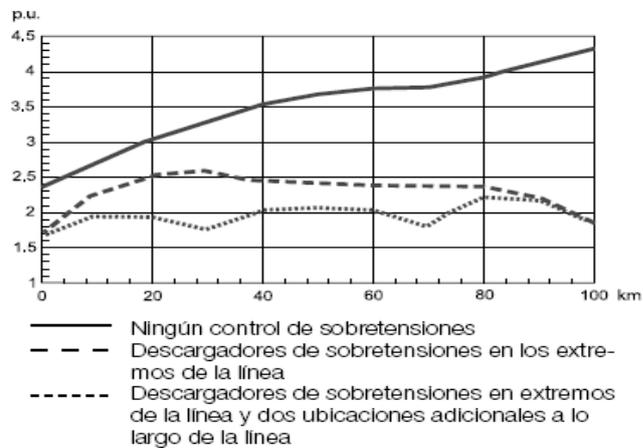
Con esta técnica se han obtenido valores considerables para limitar las sobretensiones sin importar si el cierre es controlado o si el interruptor cuenta con resistencia de preinserción, se tiene un abatimiento de la sobretensión de la fase B de unos 326 kV, entre mayor sea la sobretensión mejor actuará el apartarrayos. Sin duda los descargadores de sobretensiones son una alternativa robusta y eficaz para disminuir las sobretensiones por maniobra. Como se dijo anteriormente, se pueden agregar algunos descargadores en el trayecto de la LT, pero al observar los valores obtenidos para las distintas distancias (inicio, medio y extremo), se ve que no es necesario, aunque para tomar esta decisión se debe de realizar un modelo donde intervengan la mayoría de torres instaladas y tener el valor de la impedancia al pie de cada torre, el cual no fue proporcionado, y así simular sobretensiones atmosféricas y de maniobra para obtener la máxima sobretensión a lo largo de toda la LT..

Tabla XX. Sobretensiones para el caso con apartarrayos en los extremos

Fase	Sobretensión sin apartarrayo [p.u]	Sobretensión con apartarrayo [p.u]
A	1.79	1.10
B	2.34	1.34
C	1.5	1.35

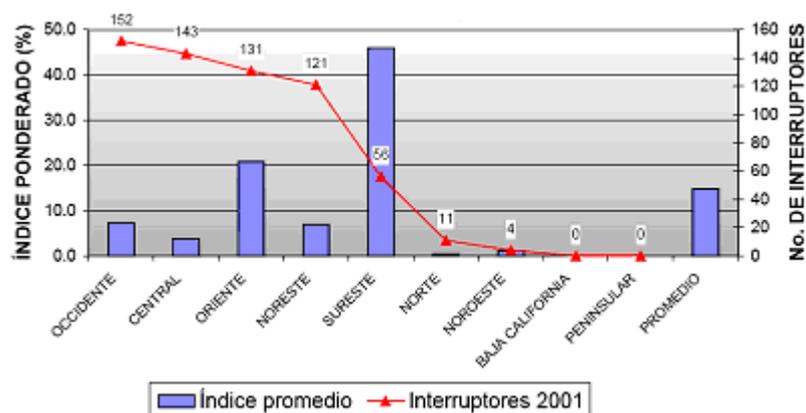
En el diagrama que se muestra a continuación se observa sobretensiones fase-tierra generadas por el recierre trifásico de 550 kV, de una LT de 200 km con una falla a tierra. Para líneas de EHV largas se utilizan tradicionalmente resistencias para limitar las sobretensiones de conmutación aunque con esta nueva técnica se obtienen también buenos resultados.

Figura 85. Comparaciones de técnicas para limitar las sobretensiones



Las fallas en una LT sin duda se hacen presentes siempre, sin importar su origen, para tener una idea se presenta el comportamiento de todos los interruptores instalados en la red troncal de 400 kV de SNI Mexicano.

Figura 86. Índice promedio de fallas en interruptores de 400 kV (1981-2001)



Datos dados por la CENACE para el informe anual de gestión del 2001

Se observa que siempre se mantiene un índice ponderado de falla para los interruptores de potencia de 400 kV, y áreas como el sureste, tienen un nivel muy arriba del 5%. Aunque en los últimos años se ha reducido el incremento de fallas ya que se ha incorporado al SEP de México un sistema satelital de protecciones con GPS, logrando con esto un sistema satelital nacional y mejor confiabilidad en las protecciones logrando reducir estos porcentajes en los últimos días, como ejemplo se menciona que para el 2004 se tuvo un 7.25% y para el 2005 un índice de 2.78%. Por lo que es factible analizar algunas fallas y las maniobras que se involucran al darse este tipo de evento.

4.6. Técnica de cierre y recierre automático

Una técnica utilizada actualmente para disminuir el factor de sobretensión cuando ocurre una falla monofásica, es el recierre automático de las líneas de transmisión, sin duda será aplicada para la línea bajo estudio. El objetivo de esta técnica es regresar al sistema de transmisión a su configuración original con una salida mínima en la línea de transmisión y el menor gasto en mano de obra cuando ocurra una falla.

En líneas de tensiones de 230 a 400 kV, por estadísticas, se puede observar que del 85 al 95% de las fallas ocurridas, se involucra sólo una fase. Si las condiciones de la red lo permiten, la continuidad y la transmisión de potencia pueden mantenerse desconectando sólo la fase fallada, durante un tiempo determinado (tiempo de polo muerto del recierre). Siendo así una de las ventajas del recierre, en sistemas de extra alta tensión para mejorar la estabilidad transitoria y/o aumentar la capacidad de transmisión es el empleo de esquemas de disparo y recierre monopolar DRM.

4.6.1. Reseña histórica del recierre automático

El recierre automático se ha ido cada vez evolucionando, a finales de 1930 la industria inicio con el desarrollo de los interruptores de potencia para transmisión,

con mecanismos de alta velocidad. Las altas velocidades de operación de estos interruptores nuevos, permitieron la reducción del tiempo de eliminación, lo cual dio como resultado un recierre de alta velocidad y una mejoría en la estabilidad del sistema. Así mismo se iniciaron los estudios de probabilidad de flameo en los aisladores para determinar los tiempos mínimos de recierre, que aun permiten un tiempo suficiente para la desionización del arco. Los interruptores de potencia, desde la década de los cuarenta hasta la fecha han sido mejorados en su diseño, la velocidad del mecanismo y la confiabilidad de operación. Estas mejoras, así como, el desarrollo de los relevadores de protección y la complejidad de los esquemas han dado por resultado las aplicaciones del recierre de alta velocidad que se utiliza actualmente.

El recierre automático rápido normalmente se ha hecho para las tres fases o sea que para cualquier tipo de falla en una LT, se abren los tres polos de los interruptores en ambos extremos de la línea después de 2 a 5 ciclos que ocurra y posteriormente con un tiempo muerto que permite la desionización del arco eléctrico de la falla, ambos interruptores recierran regresando el sistema a su condición normal (veá la Figura 43. del apartado 3.1.1.2), si la falla no es permanente.

4.6.2. Cierre monopolar

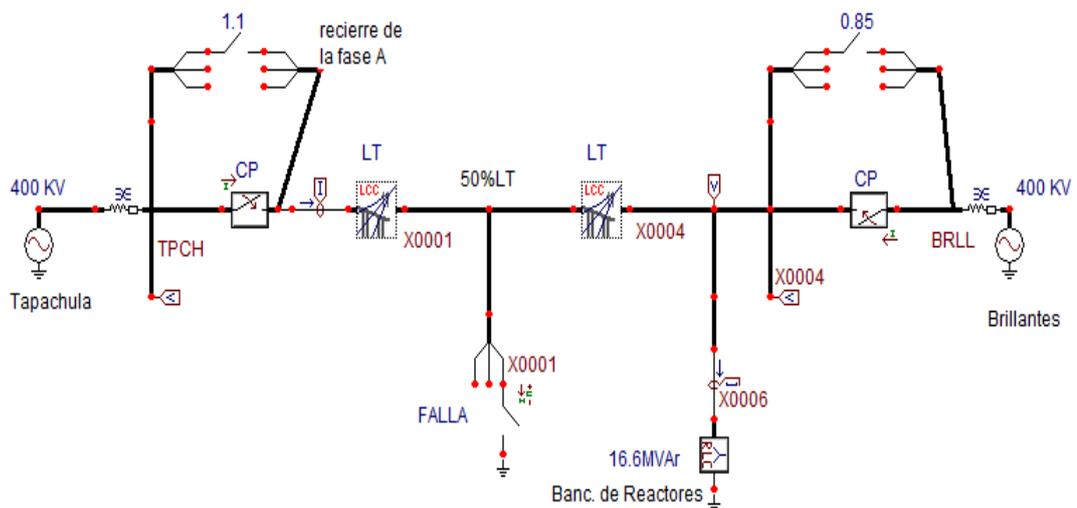
El cierre monopolar es la técnica que se utiliza para los esquemas de control de disparo, donde se desconecta únicamente la fase fallada, es decir las otras dos fases permanecen en servicio, esto con tal de mejorar la estabilidad transitoria. Después de un tiempo muerto se recierran los polos de los interruptores en ambos extremos de la fase fallada quedando totalmente restablecida la transmisión de potencia. Si subsiste la falla o se reinicia, deben dispararse los tres polos de los interruptores.

Se realiza una simulación para una falla para la línea bajo estudio al 50% de la misma, tomando el modelo que se ha venido utilizando para todas las simulaciones, agregando ahora el sistema equivalente de Guatemala vista desde el nodo de la

subestación Brillantes y el banco de reactores trifásico, la simulación seguirá los siguientes pasos:

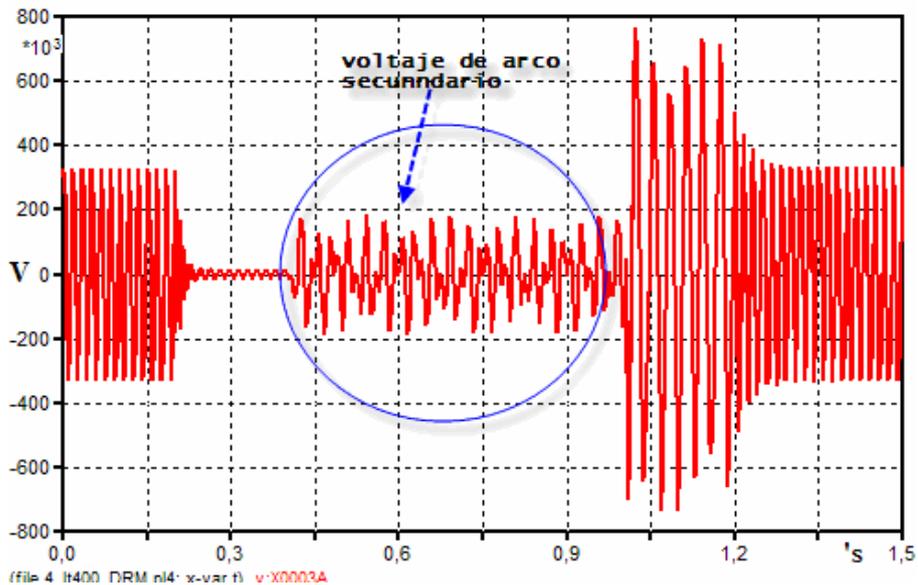
- Primero se tiene que la línea se encuentra ya conectada desde el interruptor de la subestación Brillantes, a los 40 ms se energiza del lado de la subestación de Tapachula.
- Para 110 ms después de la energización de lado de Tapachula se simula una falla para la fase A al 50% de la línea, con un tiempo de 250 ms de duración.
- 50 ms después de haber ocurrido la falla se abre únicamente la fase A para los dos interruptores de los extremos de la línea.
- Se realiza el recierre para esta fase, a los 0.858 s del lado de la subestación Brillantes, después de haber iniciado la falla, y a los 1.1 s en el lado de Tapachula. Tal y como se ve en el siguiente esquema.

Figura 87. Esquema para cierre monopolar durante una falla



Al procesar este esquema se obtendrán muchos valores interesantes, si se observa la siguiente grafica donde se tiene el voltaje a la mitad de la línea de la fase con falla, se obtiene sobretensiones de recierre de aproximadamente de 2.20 p.u.

Figura 88. Sobretensión para el recierre monopolar en la fase A



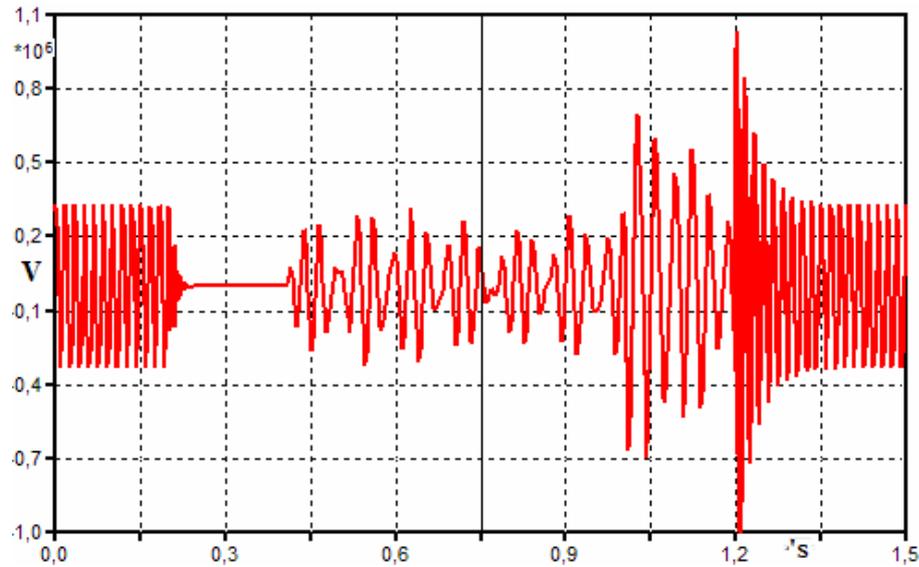
En esta oscilografía también se puede observar que a los 200 ms se abren los interruptores para la fase A, y que la falla desaparece a los 400 ms, luego de esto, aparece una tensión al abrir los polos del interruptor de la fase A, esta tensión es el resultado de la excitación de la capacitancia de esta fase mediante las otras dos (B y C) ya que estas se encuentran energizadas, la cual se le denomina como “voltaje de arco secundario”.

Luego se tiene que para los 1.08 s de la simulación se da el recierre en el lado de Brillantes, Esto se hace ya que primero se da el recierre detrás del nodo de menor generación y luego el recierre en el nodo de más potencia, en este caso Tapachula.

En resumen la técnica del recierre monopolar es la siguiente: Después de haberse percatado de la falla se manda abrir la línea con falla, luego de un tiempo se da la orden de recierre para el interruptor que se encuentra detrás del nodo de menos generación, con este ya cerrado se da un tiempo para comprobar que la línea está libre de falla, de ser así se permite que recierre el interruptor del otro extremo de la línea. Si se hubiera encontrado falla para el recierre, mediante las protecciones, se envía el disparo transferido de la línea (DTL) y se da la orden de disparo tripolar para los interruptores de ambos extremos, aunque con el cierre tripolar se trata de evitar

en lo mas posible en sistemas de EHV por lo peligroso, ya que se obtienen sobretensiones alrededor de 3.0 a 3.8 p.u.

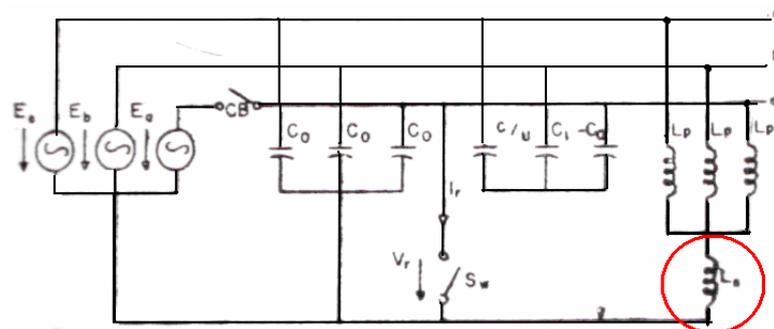
Figura 89. Sobretensión para la fase A en el recierre tripolar para falla en la mitad de la línea



4.6.3. Cierre monopolar con reactor en el neutro

En líneas largas de longitudes mayores a 80 km, equipadas con reactores de compensación, la corriente y el voltaje de arco secundario, pueden no extinguirse solo con un recierre monopolar, ya que el acoplamiento capacitivo de las líneas llega a hacer lo suficientemente fuerte para sostener el arco.

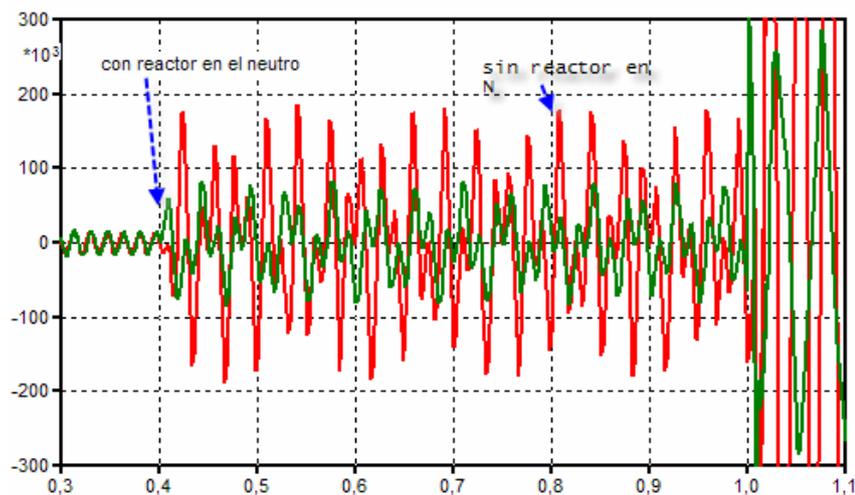
Figura 90. Esquema para la técnica de reactor en el neutro



Adaptado de: Ignacio G. Juárez. Evaluación de métodos para sobretensiones por maniobra. P 35.

Una técnica para limitar estas sobretensiones y corrientes es la compensación capacitiva por medio del uso de reactor en el neutro, a veces se le denomina técnica de los cuatro reactores por la forma del esquema tal y como se ve en la figura anterior.

Figura 91. Tensión de arco secundario con reactor en el neutro

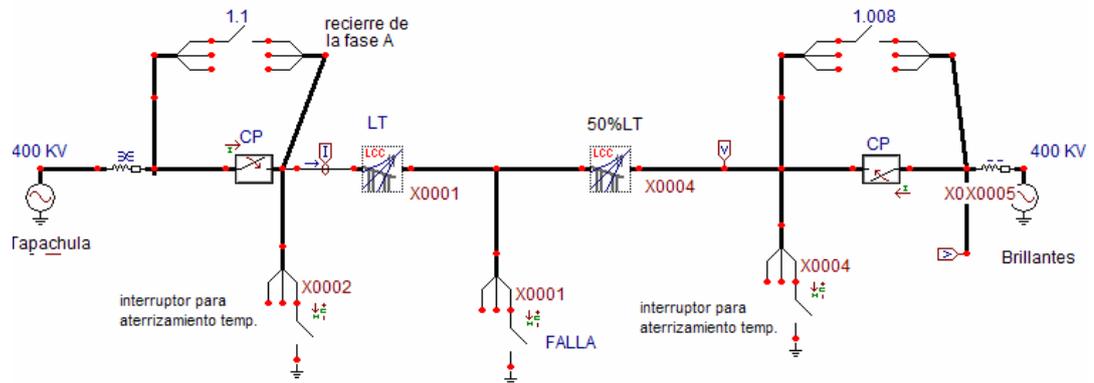


La oscilografía de la figura anterior se obtuvo al realizar una simulación utilizando el esquema de la Figura 88, solo que se agregó un reactor al neutro del banco de reactores con un valor de 700Ω . En esta oscilografía se ve el abatimiento 28% de la tensión de arco secundario al compararla con el esquema sin reactor en el neutro.

4.6.4. Otras técnicas para el cierre monopolar

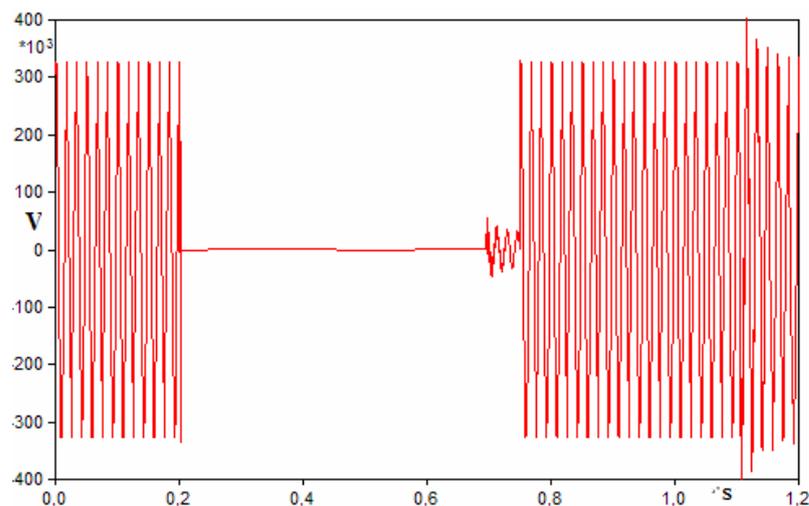
Existen aún otras técnicas pero aplicadas para otra forma de topología de redes o líneas, por ejemplo se puede mencionar el aterrizamiento temporal de la fase fallada para el recierre, este método principalmente se aplica a sistemas con líneas cortas, es decir que no tienen compensación reactiva (banco de reactores) el esquema a utilizarse sería el siguiente:

Figura 92. Técnica de aterrizamiento temporal de la fase fallada



Se colocan nuevos interruptores en los dos extremos de los interruptores de las dos subestaciones, estos entran en acción aproximadamente un ciclo después de que se libera la fase con falla, aterrizando primero el interruptor de lado de menor generación y luego el otro. Estos aterrizan la línea con falla por un tiempo diminuto después con el objetivo de anular el efecto capacitivo de la línea (descargar el voltaje por efecto capacitivo) luego de un tiempo se abren, un ciclo antes de que se de el orden de recierre. Como se ve en la salida para el voltaje de interruptor de la subestación Brillantes, casi desaparece el voltaje de arco secundario, eso teniendo a fuera el reactor de compensación, ya que poniendo la línea de falla a tierra se anula en una gran parte el efecto del voltaje de arco secundario tal y como se ve en la siguiente oscilografía.

Figura 93. Voltaje de arco secundario con aterrizamiento de la fase con falla



Otra técnica para disminuir las sobretensiones por recierre o cierre monopolar que es de mencionar únicamente, ya que el modelo de estos en el ATP es muy complejo y extenso, es la utilización de un compensador estáticos de Vars (SVS, *static var systems*) ya que estos tiene la capacidad de proporcionar la compensación inductiva necesaria para el recierre monopolar, aunque su respuesta depende de los dispositivos electrónicos que lo componen, se dice que el modelo de un SVS, es complejo por que primero habría que definir la función principal de este dispositivo en el SEP bajo estudio, ya que este tiene varias funciones, entre las más relevantes están:

- Mejorar la cargabilidad del sistema.
- Mejorar la estabilidad transitoria.
- Mejorar la estabilidad dinámica.

Es decir, el SVS puede ayudar a limitar las sobretensiones por recierre monopolar pero no así las otras sobretensiones por maniobra, limita de una mejor manera las sobretensiones temporales, tales como, perdida de carga u oscilaciones subsíncronas. Ya que es un soporte dinámico de voltaje en condiciones de contingencia.

Con los conocimientos adquiridos puede concentrarse ahora atención en la denominada coordinación del aislamiento, la cual resume todas aquellas medidas que conllevan a minimizar los efectos de las sobretensiones en el sistema y su confinación en aquellos sitios donde causen el menor daño posible. Aunque los aspectos económicos son los que pasan a primer plano, pues es precisamente ella la que en realidad estipula, en gran parte la inversión para el sistema.

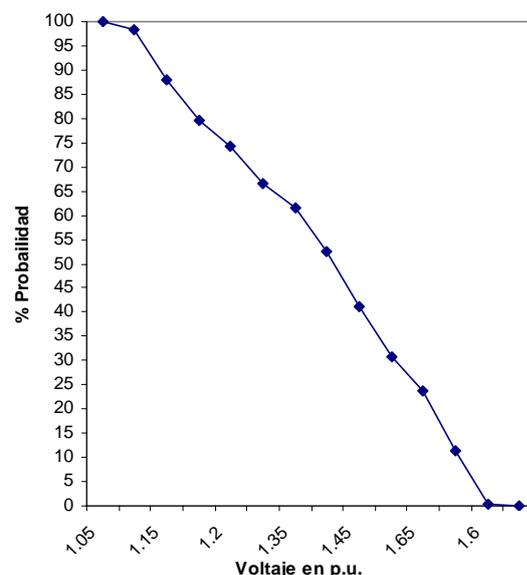
Una de las primeras ayudas y fundamental para la coordinación de aislamiento de LT mayores de 300 kV la proporcionan los analizadores transitorios de redes como el ATP, ya que es primordial, verificar los niveles de sobretensión por maniobra, mediante tipo de estudios como el presente, antes de que los equipos entren en operación dinámica y comercial.

4.7. Evaluación de resultados

Con todos los conocimientos ya adquiridos de las técnicas aplicadas para la LT bajo estudio, se ha comprobado que el caso más crítico donde se da la mayor sobretensión cuando se energiza la línea en vacío sin ningún dispositivo o técnica para que se limite, dando un valor predominante de máxima sobretensión de 2.25 p.u. energizando la línea desde la subestación de Tapachula, ya que es de conveniencia energizar de este extremo por que se tienen menor efecto de sobretensiones, esto por el equivalente de la red.

Se obtuvieron mejoras en la limitación de sobretensiones con la resistencia de preinserción de 400Ω con un tiempo de 8 ms. Pero se obtuvieron también de manera significativa valores de sobretensiones con el uso de cierre controlado y apartarrayos, que debería de ser el más adecuado para la línea bajo estudio, ya que con ellos se tiene buenos resultados en la limitación de sobretensiones por maniobra, si se ve para la densidad de probabilidad ahora con la técnica de apartarrayos en los extremos de la línea, se tienen límites aceptables ya que se tienen sobretensiones de 1.45 o menores con una probabilidad del 50% , para 100 maniobras simuladas.

Figura 94. Densidad de probabilidades acumuladas de sobretensiones de la línea con apartarrayos en los extremos

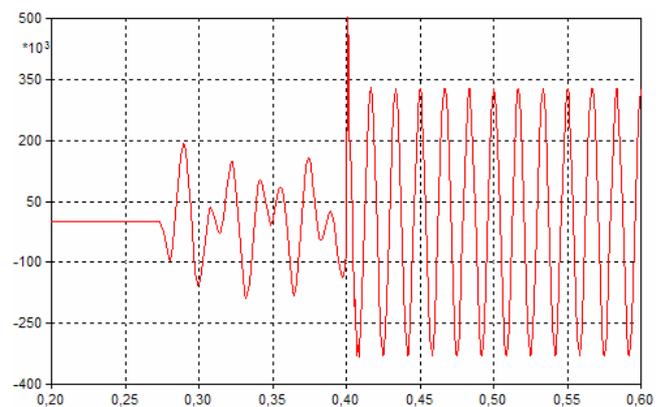


Aunque para el descargador se debe de tomar en cuenta las sobretensiones temporales para determinar si este tiene la capacidad energética o térmica en el caso de energizar con falla en el extremo lejano de la línea, para ello se elabora la siguiente simulación:

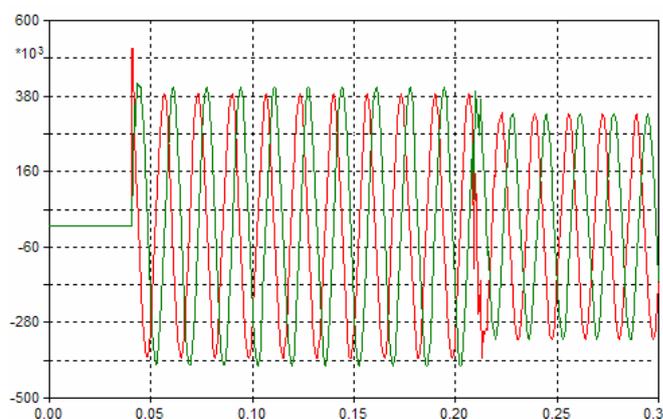
- 0 ms inicio de la simulación sin falla
- 20 ms energización con falla a tierra en el extremo alejado para la fase A (Brillantes).
- 270 ms apertura de la fase dañada.
- 600 ms fin de la simulación

Se obtuvieron los siguientes valores de sobretensión para el nodo de Brillantes.

Figura 95. Sobretensiones para la fase A para falla en el extremo Brillantes

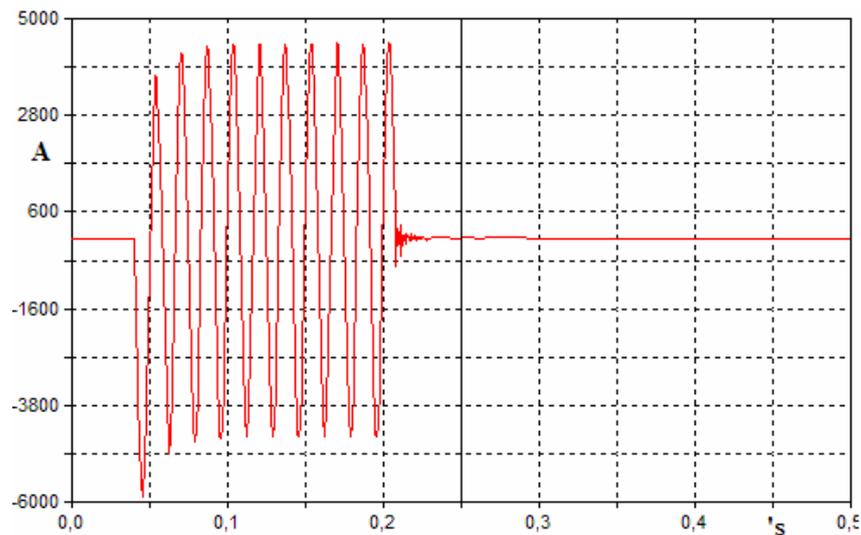


Sobretensión para las fases sanas B y C



Estos valores se obtuvieron tomando en cuenta el banco de reactores al final de la línea en el extremo de Brillantes. Obteniendo sobretensiones en las fases sin falla de 1.58 p.u. y 1.28 p.u. para la fases B y C respectivamente. Conforme a la corriente en la fase A se obtuvo que durante la falla llegó a valor de 4.2 kA tal como se observa en la siguiente oscilografía.

Figura 96. Corriente en la fase A durante la energización con falla



Al ver estos valores se dice que los descargadores tienen la capacidad para atenuar de cierta manera la sobretensión que se dan para el caso de energizarse con falla en el extremo de Brillantes. Un número de sobretensiones temporales implica de igual manera un número elevado de sobretensiones de maniobras de recierre rápido, la contingencia más severa para el apartarrayo, se simulan también el cierre monopolar con y sin resistencia de preinserción par obtener la máxima sobretensión que este debe de soportar.

Se simulan 100 maniobras para el cierre monopolar con falla al 50% de la LT tomando en cuenta interruptores estadísticos con distribución uniforme con un coeficiente de desviación de 6%, esto permite determinar la tensión crítica de descarga con buena exactitud ($\pm 3\%$). Los datos que se obtuvieron para el caso de cierre monopolar con y sin resistencia se dan a conocer en la Figura 97 y 98.

Figura 97. Distribución de la probabilidad de sobretensiones para cierre monopolar sin resistencia de preinserción

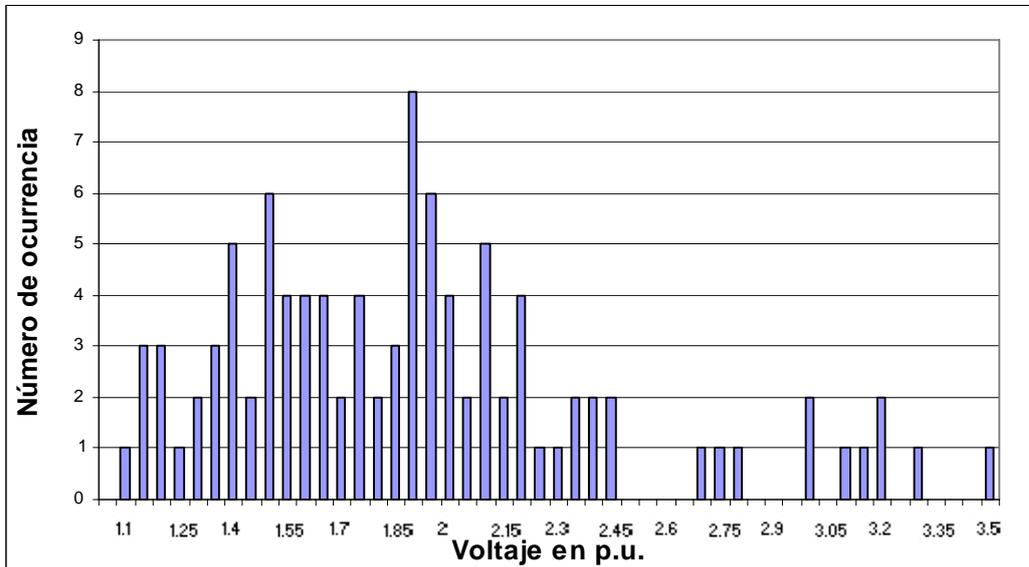
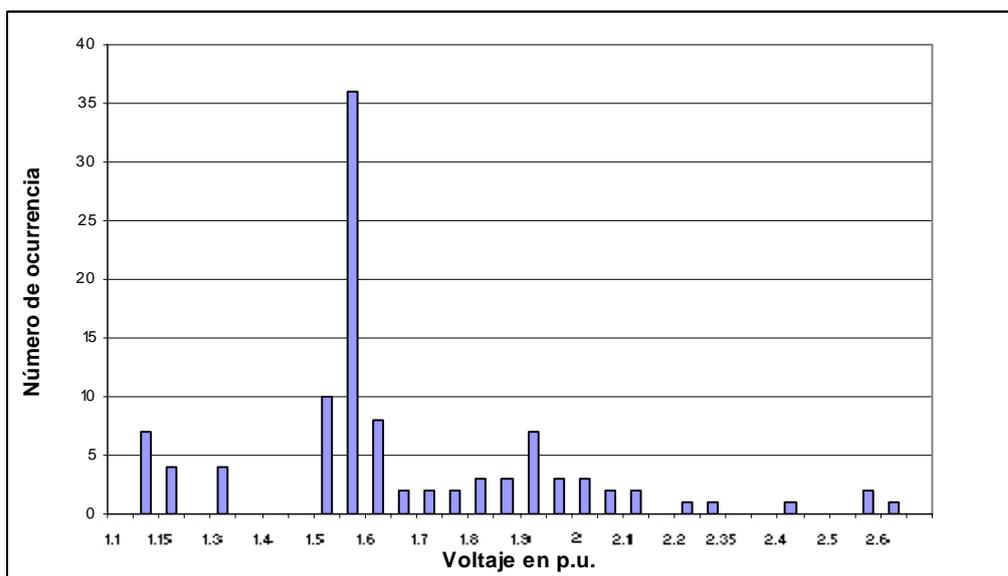


Figura 98. Distribución de la probabilidad de sobretensiones para cierre monopolar con resistencia de preinserción



Por lo que se ve que para el cierre monopolar si no se incluyen resistencias de preinserción se tendrá una máxima sobretensión de 2.0 p.u. y que al incluir estos dispositivos (resistencia de preinserción) a los interruptores se llegara a una máxima sobretensión de 1.55 p.u.

Analizando ahora propiamente el cierre monopolar recordando al lector que en este trabajo para la metodología probabilística no se incluyó la evaluación estadística del fenómeno del arco secundario para los interruptores, es decir la maniobra en función del tiempo muerto para extinguir el arco secundario pero se recomienda consultar las siguientes fuentes para el cálculo del tiempo muerto seguro para garantizar la reconexión y no perjudicar la estabilidad transitoria del sistema [2] y [24].

El cierre monopolar, además de limitar las sobretensiones por maniobra durante una falla, tiene otras ventajas para esta interconexión, según los datos obtenidos en las simulaciones anteriores:

- Estabilidad del sistema: es bien conocido que si la impedancia de transferencia entre dos sistemas de generación es mantenida con valores bajos, la estabilidad síncrona de los mismos, se mejora. Lo anterior se logra manteniendo en dos fases la transmisión de potencia durante el tiempo de polo muerto del recierre, cuando ocurren fallas de una sola fase a tierra. Así mismo, se ve incrementada la capacidad de transmisión a un mínimo costo. Esta ventaja es la que en un inicio le dio origen a la aplicación de DRM (Disparo y Recierre Monopolar), en líneas de transmisión. El hecho de que la aplicación de esquemas de despeje ante fallas homónimas permite transmitir cerca del 55% de la potencia prefalla, en contraste con la reducción del 100% en la potencia transmitida o inclusive la posible desenergización del sistema experimentada al realizar el despeje trifásico
- Estabilidad de carga: Es importante mantener la estabilidad del flujo de carga que alimenta el sistema durante fallas en las líneas. La aplicación del DRM contribuye a mejorar este aspecto. Es obvio que cargas alimentadas por motores síncronos se mantienen al mantenerse la impedancia de transferencia con valores bajos, sucede lo mismo que para generadores síncronos, sin embargo los motes síncronos tienden a presentar problemas de estabilidad mayores, comparados con los generadores síncronos.

CONCLUSIONES

1. Las sobretensiones se propagan en forma de ondas viajeras que se desplazan a través de los conductores y si existen irregularidades transversales o longitudinales ocurre un fenómeno llamado reflexión o refracción. En el caso de la energización en vacío se da que la onda reflejada es igual a la incidente provocando ondas de sobretensiones aproximadamente de 2.0 p.u.
2. Las sobretensiones por maniobra depende principalmente de: el estado del interruptor (cierre, recierre o apertura), de los parámetros de la línea y de algunos parámetros de la fuente.
3. En vista de que el estudio de sobretensiones por maniobra llega a tener un nivel muy compelo cuando se requiere involucrar la mayoría de perdidas de una LT, es mejor analizar las sobretensiones transitorias mediante técnicas de computación como el ATP.
4. Si se energiza la línea en el extremo de la subestación de Tapachula se obtendrá un factor de sobretensión menor comparado con el que se da al energizar del otro extremo, para la energización en vacío se espera que se den sobretensiones de 2.25 p.u. o mayores para el 2% de las operaciones de cierre en el extremo de las subestación Brillantes si no se utiliza ninguna técnica para limitar las sobretensiones.
5. De las técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra se tiene que si se utilizará resistencia de preinserción en los interruptores esta tendría que tener un valor muy cercano a los 400Ω y su tiempo de inserción debería estar en 8 ms.

6. El análisis de sobretensiones por maniobras generalmente se realiza con el objetivo de definir las sollicitaciones dieléctricas sobre los equipos en redes de transmisión de extra y ultra alta tensión, es decir mayores de 345 kV, ya que las sobretensiones por maniobras generadas por la energización y la desenergización a alta velocidad de líneas de transmisión por interruptores, introducen esfuerzos dieléctricos produciendo envejecimientos prematuros en el aislamiento de los equipos, dando un factor importante en el diseño del mismo.
7. Con la ayuda de las técnicas de limitación no solo se logra disminuir el factor de sobretensión si no que también se disminuye el transitorio de esta y las distancias dieléctricas se acortan debido a que se tienen menores sobretensiones.
8. Para energizar la LT de Tapachula a Brillantes se recomienda utilizar la técnica de cierre controlado, apartarrayos en los extremos, que los interruptores cuenten con la capacidad de cierre monopolar y que además se cuente con reactor al neutro. La tensión previa en la barra de energización no deberá ser inferior a 1.0 pu.

RECOMENDACIONES

1. Las sobretensiones por maniobra cubren un tema muy amplio ya que actualmente de alguna manera no se han podido prevenir en su totalidad, por los fenómenos que pueden ocurrir tras el evento como el efecto ferranti en la línea, la ferrosresonancia casos que se deben de realizar un estudio aparte ya que llegan a ser muy complejos.
2. Los apartarayos son los elementos principales para limitar las sobretensiones pero es conveniente también realizar un estudio de falla, para poder determinar las sollicitaciones térmicas para prevenir la explosión de estos equipos durante una falla a tierra o una falla kilometrica.
3. Para sobretensiones de maniobra las distancias eléctricas deberán ser tales que la probabilidad de descarga sea no mayor de 0.001 ó una cada 1000 maniobras. La distribución de frecuencia de sobretensiones de maniobra se obtienen de las simulaciones ATP para el sistema real.
4. Es necesario que se fomente la investigación sobre este tipo de temas y se incremente el uso del ATP empleando modelos donde se involucre el efecto del arco de los interruptores, el estado dinámico del SVS, la acción de las protecciones, la transformada wavelet para obtener mejores cálculos en los transitorios, entre otros. Ya que es de gran importancia para que el sistema sea diseñado adecuadamente y garantice confiabilidad y eficiencia en su operación.

REFERENCIAS

1. Enríquez Harper, Gilberto. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas**. 2ª Edición. México: Editorial Limusa, 2002. p 37.
2. J.A. Martines Velasco, **El paquete de simulación ATP. Nuevas prestaciones**, *Revista Iberoamericana del ATP*, Vol. 2, no. 3, Septiembre 2000.
3. Can/Am Users Group. **ATP Rule Book**, CAUE- Comité Argentino de Usuarios del EMTP/ATP. Argentina, 2000. p.1A-4.
4. Siegert C. Luis A. **Alta tensión y sistemas de transmisión**, Editorial Limusa, México. p267.
5. Comisión Federal de Electricidad. **Manual de interruptores de potencia**. CFE, México, 2005. pag3-21
6. CIGRE *Working group 13.02m Switching overvoltage in HHV y UHV systems with special reference to closing and reenergization studies on lines fed by an inductive source*, *Electra*, No. 32 pag. 17-42, 1974.
7. H.L. Haubrich y G. Hosemann. **Single-phase auto reclosing in EHV Systems**, CIGRE reporte 31-03. 1974.
8. Enríquez Harper, Gilberto. **Técnica de las altas tensiones**. 2ª Edición México: Editorial Limusa, 1990. p 272.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB Power T&D Company Inc. *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 5ª Edición. Raleigh, North Carolina, 1997.
2. A.J. Fakheri, T.C. Shuter, J.M. Schneider, C.H. Shih : *Single phase switching test on the AEP 765 kV system - extinction time for large secondary arc currents*, IEEE TPAS, Vol PAS-102, No. 8, August 1983.
3. Blackburn J. Lewis. *Symmetrical components for power systems engineering*. Editorial Marcel Dekke New York, 1997.
4. *Baskákov S.I. Teoría de circuitos*. Editorial URSS. Rusia, 2007.
5. Bianchi Lastra. Raúl. **ATP para inexpertos**. Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Plata Argentina, 2002.
6. Can/Am Users Group, **ATP Rule Book**, 2000.
7. Checa, Luis Maria. Líneas de transporte de energía. 3ª Edición. México: Editorial Alfomega s.a. 2000.
8. Coordinadora de transmisión y transformación/Comisión Federal de Electricidad. **Manual de Interruptor de potencia**. México, 2003.
9. Comisión Federal de Electricidad. **Coordinación de aislamiento**. México, 1987.

10. Chowdhuri P. *Electromagnetic Transients in Power Systems*, RSP - John Wiley, 1996.
11. Dorf Richard C. **Circuitos eléctricos**. 6 Edición. México: Editorial Alfaomega, 2006.
12. Enríquez Harper, Gilberto. **Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica**. México: Limusa, 2005.
13. Enríquez Harper, Gilberto. **Técnicas de las altas tensiones**. México: Editorial Limusa, 1978.
14. Enríquez Harper, Gilberto. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas**. México: Limusa, 2004.
15. G. Furst, “*Monte Carlo lightning backflash model for EHV lines. A MODELS-based application example,*” *European EMTP/ATP Users Group Meeting*, November 10-12,1996.
16. Grainger, John J. **Análisis de sistemas de potencia**. México: Editorial Mc Graw Hill, 1996.
17. *EEE Color Books. Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Análisis. IEEE Std 399 -1997.*
18. *Irwin J. David, Análisis básico de circuitos en ingeniería*. 6ª Edición. México: Editorial Limusa, 2003.

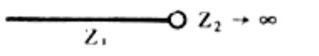
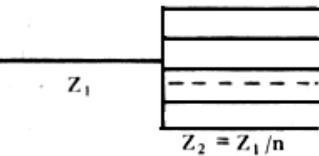
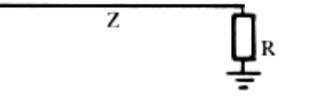
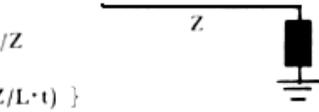
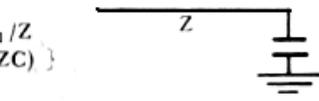
19. J.A. Martínez Velasco, “**Análisis de sensibilidad mediante el ATP,**” *Revista Iberoamericana del ATP*, Vol. 1, no. 4, Diciembre 1999.
20. Luca Marin, Carlos, **Líneas e instalaciones eléctricas**, DF, México: Editorial Alfaomega, 1996.
21. Siegert C, Luis A. **Alta tensión y sistemas de transmisión**, México: Editorial Limusa: Noriega, 1989.
22. Sanjurjo Navarro Rafael, **Teoría de circuitos eléctricos**, España: McGraw-Hill.
23. Santagostino G. “*Discussion on Application of an improved technique for assesing the performance of singlepole reclosing schemes*”, IEEE T-PAS, Vol PAS-103, No. 12, December 1984, pp. 3660.
24. Silva Mauro. **Localización de faltas en LT utilizando la teoría de onda viajera y transformada wavelte**. Tesis Universidad de Sao Paulo. Brazil 2003.
25. Stevenson William D. **Análisis de sistemas eléctricos de potencia**. 2da. Edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1988.
26. Weddy, B.M. **Sistemas eléctricos de gran potencia**. Barcelona, España: Editorial Reverté, s.a. 1982.

APÉNDICE A

Calculo de Sobretensiones

El calculo de los fenómenos electromagnéticos en régimen transitorio, como lo que se presentan en líneas comerciales de extra y ultra alta tensión. Estas sobretensiones se propagan por medio de ondas viajeras donde la propagación de estas se ve afectada por: atraso e propagación (*propagation delay or wave-transient time*), atenuación e impedancia de la onda y las características no lineales de transformadores, reactores y descargadores.

Tabla XXI . Onda viajera para las diferentes conexiones de una LT

Onda reflejada	Onda progresiva	Conexión
$v_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \cdot u_1$	$u_2 = \frac{2Z_2 \cdot u_1}{Z_1 + Z_2}$	
$i_r = -\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \cdot i_1$	$i_2 = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} \cdot u_1$	
$v_r = v_1$	$v_2 = 2 \cdot v_1$	
$i_r = -i_1$	$i_2 = 0$	
$v_r = -v_1$	$v_2 = 0$	
$i_r = i_1$	$i_2 = 2 \cdot v_1 / Z_1$	
$v_r = \frac{1-n}{1+n} \cdot v_1$	$u_2 = \frac{2v_1}{1+n}$	
$i_r = -\frac{1-n}{1+n} \cdot i_1$	$\frac{i_2}{u_2} = \frac{2v_1}{(1+n) \cdot Z_1}$	
$v_r = \frac{R-Z}{R+Z} \cdot v_1$	$u_2 = \frac{2Ru_1}{Z+R}$	
$i_r = -\frac{R-Z}{R+Z} \cdot i_1$	$i_2 = \frac{2u_1}{Z+R}$	
$v_r = v_2 - v_1$	$v_2 = L \cdot di_2 / dt$	
$i_r = u_1 / (Z - i_2)$	$i_2 + (L/Z) (di_2/dt) = 2v_1 / Z$	
y para una onda rectangular	$v_2 = 2v_1 \cdot \exp(-Z/L \cdot t)$	
	$i_2 = 2v_1 / Z \{1 - \exp(-Z/L \cdot t)\}$	
$v_r = v_2 - v_1$	$v_2 = (1/C) \int i_2 \cdot dt$	
$i_r = v_1 / Z - i_2$	$i_2 + (1/ZC) \int i_2 \cdot dt = 2v_1 / Z$	
y para una onda rectangular	$v_2 = 2v_1 \{1 - \exp(-t/ZC)\}$	
	$i_2 = 2v_1 / Z \cdot \exp(t/ZC)$	

El primer método que se empleó para el cálculo de fenómenos transitorios fue el de Bewley, conocido también como el método de celosía (*lattice*). Aproximadamente en la década de los años 50. Bergeron dio a conocer su método para resolver problemas de turbulencia y distribución de flujos de agua en las tuberías de la ciudad de París. Después de unos años el mismo Bergeron adoptó su método para resolver problemas de sobretensiones y ondas viajeras en LT.

El método de Bergeron

A pesar que el método de Bergeron fue desarrollado para los problemas hidráulicos para las variaciones de presión en tuberías de agua. El método en sí no se rige por fundamentos matemáticos, sino que por la intuición y similitud que ofrecen problemas hidráulicos respecto a los eléctricos en LT. El método de D' Alembert, que contempla en todo momento la presencia en la LT de una onda progresiva, que se dirige hacia la carga, y otra regresiva, es el que más se presta para justificar las ideas de Bergeron para la formulación de su método, este método se utiliza actualmente para el análisis de las sobretensiones en los sistemas de 230 y 400Kv.

En vista que existe cierta similitud entre el diagrama de celosía (*lattice*) y este método de Bergeron, es factible obtener de este diagrama de Bergeron los valores de la tensión e intensidad de corriente en el punto de interés. De encontrarse una irregularidad (transversal o longitudinal) en el mencionado punto de intersección, tendrían que tener validez, además de las relaciones anteriores, las condiciones determinadas por la misma irregularidad.

Para entenderlo mejor se explica el diagrama de celosía y luego el método de Bergeron, este diagrama se utiliza para interpretar los efectos de las reflexiones sucesivas y de la acumulación de los voltajes en los puntos de transición, tomando como base la propagación de onda en el espacio y tiempo, el procedimiento para elaborarlo es el siguiente:

- Se parte de un diagrama de disposición de los componentes bajo estudio que tienen distinto valor de impedancia característica, indicando los puntos de transición, las impedancias características y las longitudes de los tramos o secciones.
- Se calculan los coeficientes de reflexión y transmisión.

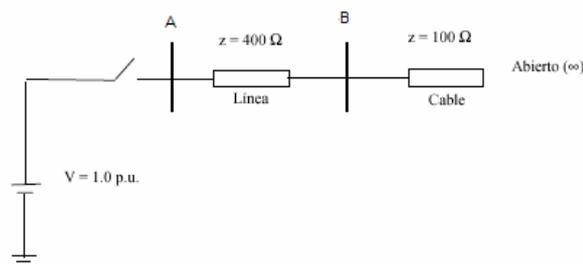
$$\Gamma = \frac{z_T - z_I}{z_T + z_I} \text{ (Coeficiente de reflexión)}$$

$$\lambda = 1 + \Gamma \text{ (Coeficiente de transmisión)}$$

$$\lambda = 1 + \frac{z_T - z_I}{z_T + z_I} = \frac{2z_T}{z_T + z_I} \text{ DIAGRAMAS DE CELOSÍA (LATTICE)}$$

- Se elabora un arreglo o disposición de ejes cartesianos con el eje de ordenadas representado tiempos en microsegundo y el eje de las abscisas los voltajes o criterios en forma espacial, es decir, sus distancias de recorrido.
- Se construye el diagrama de celosía con base en los tiempo de recorrido de las ondas y los coeficientes de reflexión y transmisión.
- Para construir el diagrama de celosía y obtener los coeficientes se debe observar que las fuentes tienen impedancia característica cero y las terminaciones en puntos abiertos tienen un valor infinito.
- El potencial total en cualquier punto y tiempo es la suma algebraica de las ondas que arriban en ese punto.

Por ejemplo para trazar el diagrama de celosía para $t=10s$, para el siguiente esquema:



Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobras en sistemas eléctricos de potencia mayores de 300 kV

Para este caso se toma a la fuente con una impedancia cero y una terminación abierta significa impedancia de valor infinito en el extremo, por lo que se tiene:

Para el punto A

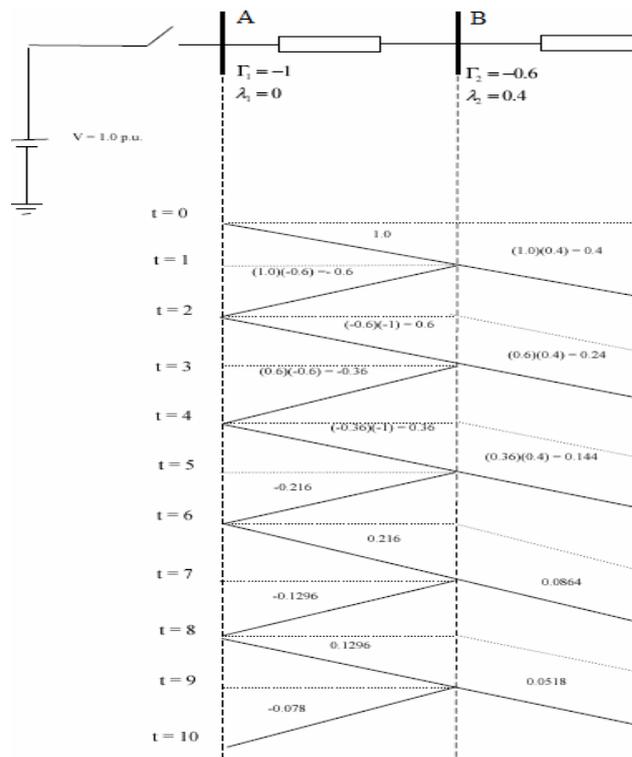
$$\Gamma_1 = \frac{z_f - z_l}{z_f + z_l} = \frac{0 - 400}{0 + 400} = -1$$

$$\lambda_1 = 1 + \Gamma_1 = 1 - 1 = 0$$

Para el punto B

$$\Gamma_2 = \frac{z_c - z_l}{z_c + z_l} = \frac{100 - 400}{100 + 400} = -\frac{300}{500} = -0.6$$

$$\lambda_2 = 1 + \Gamma_2 = 1 - 0.6 = 0.4$$

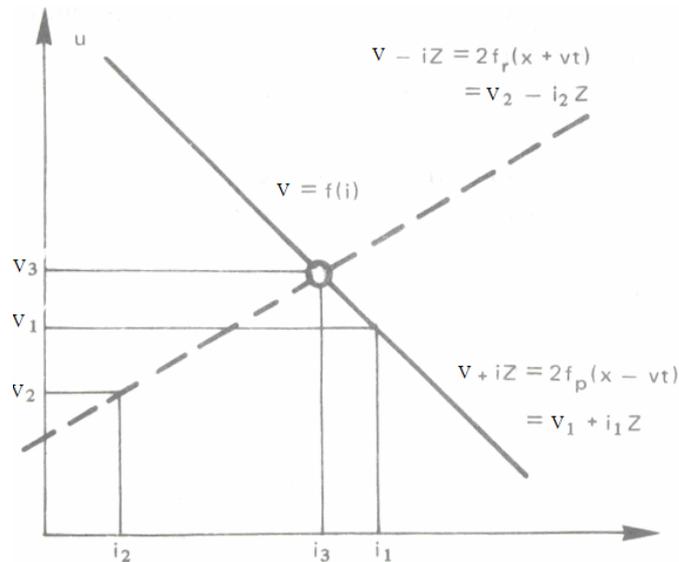


Retomando el método de Bergeron, para el caso en que se desprecien las pérdidas de la LT, la ecuación dada por D' Alembert:

$$V + i * Z = 2\lambda_p(x - vt) = 2V_p$$

$$V - i * Z = 2\Gamma_r(x + vt) = 2V_r$$

Donde V_p = onda progresiva y V_r = onda regresiva, permanecerán constantes estas expresiones tal y como lo describe la siguiente grafica.



La expresión $2\lambda_p(x - vt) = 2V_p$ representa la suma de las ondas progresivas, mientras que $2\Gamma_r(x + vt) = 2V_r$, a la suma de las ondas regresivas, si se desprecian las perdidas, la amplitud de estas dos componentes será una constante. Para ejemplo si se dice que para un valor momentáneo para $\lambda_p(x-vt)$ se tiene que $t = t_1$ y espacio $x = x_1$ representa un punto en la línea recta, es decir $x_1 - vt_1 = \text{constante}$.

En el diagrama $x=f(t)$ las rectas $x-vt = \text{constante}$ representan la característica de las ondas progresivas mientras que $x+vt = \text{constante}$ a las ondas reflejadas. Por lo tanto dicho diagrama denota cierta semejanza con el *lattice de Bewley* o el diagrama de celosía. A cada línea recta de la siguiente grafica le corresponde un valor determinado $\lambda_p(x-vt)$ ó $\Gamma_r(x+vt)$, cuyo movimiento esta representado por la misma recta.

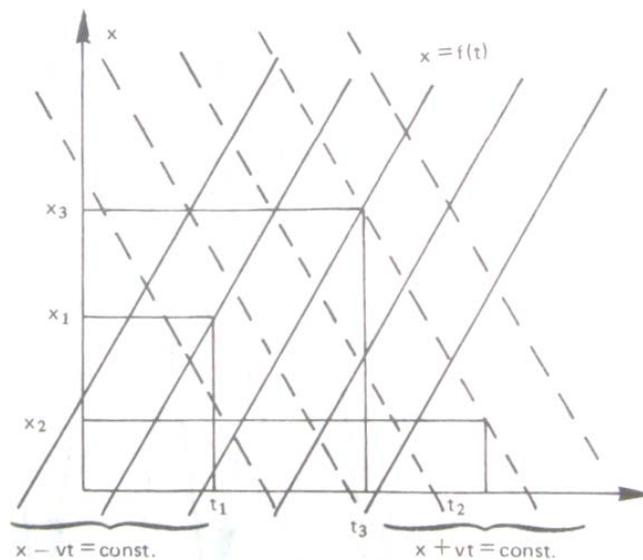
Por lo que si se analiza la onda progresiva según la ecuación de D' Alambert los siguientes criterios para la onda progresiva y reflejada quedan como:

$$\begin{aligned} V + i * Z &= 2\lambda_p(x - vt) = V_1 + i_1 Z = const. \\ V - i * Z &= 2\Gamma_r(x + vt) = V_2 - i_2 Z = const \end{aligned} \quad (2)$$

Donde V_1 e i_1 son los valores de las tensiones y corriente en el punto (x_1, t_1) . El mismo criterio se aplica para V_2 e i_2 con el lugar x_2 y tiempo t_2 . A cada característica $x-t$ de lattice le corresponde por consiguiente determinada $V-i$ en el plano o diagrama pertinente. La impedancia de la línea en este plano o diagrama determina la pendiente de la recta o característica $V-i$ ($-Z$ para la onda progresiva y $+Z$ para la onda reflejada).

Por ejemplo para una LT de impedancia característica Z_0 terminada en resistencia no lineal (apartarrayo). Se tiene el siguiente análisis:

Diagrama $x=f(t)$, para la solución de la ec. 2

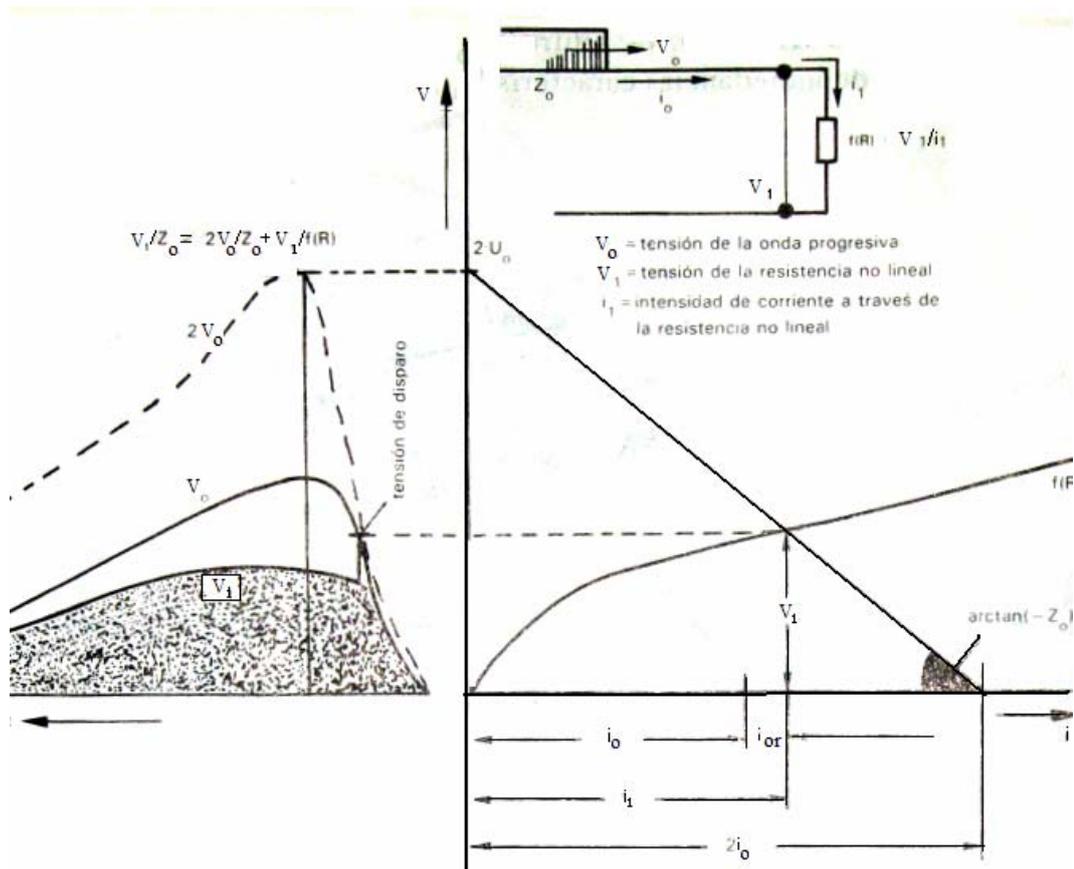


Para un punto cualquier como (x_3, t_3) , se intersecan dos rectas, ver la figura anterior, el mismo tendrá validez para las relaciones (2) ya que por tratarse de una intersección, tiene que existir dos ondas en direcciones opuestas.

Por ejemplo si se aplica para el caso en que en el extremo de la línea se encuentra con un pararrayos autovalvular, se tiene que para el punto de reflexión se

obtiene según Kirchoff, donde $i_{or} = V_{or}/Z_0 = (V_0 + V_1)/Z_0$, véase la siguiente figura.

Método de Bergeron aplicado para una línea con un pararrayos en el extremo



El método de Bergeron recurre a un sistema de coordenada, donde la intensidad de corriente i viene siendo el eje de las abscisas y la tensión V en eje de las ordenadas, permite presenta a la resistencia o impedancia característica de la línea afectada como la tangente de un ángulo determinado α , es decir,

$$Z = V/I = \tan \alpha$$

Para un observador que se desplace a la velocidad de propagación v , la expresión $v + iZ$ será siempre constante, si su dirección coincide con la de la onda

positiva. El mismo criterio tendrá también validez para la dirección de desplazamiento negativa.

En el diagrama de Bergeron el observador se desplaza realmente en un rayo $-Z$ o $+Z$, el cual está representado por una línea recta, $\arctan(-Z)$ o $\arctan(+Z)$, según sea el caso. Al llegar la onda a un punto de intersección de dos líneas o rayos, el observador simplemente cambia de rayo.

Para determinar la expresión del comportamiento de la tensión y contiene en el nodo de la figura anterior, en caso de aproximarse a una sobretensión al mismo, se deducen las siguientes expresiones:

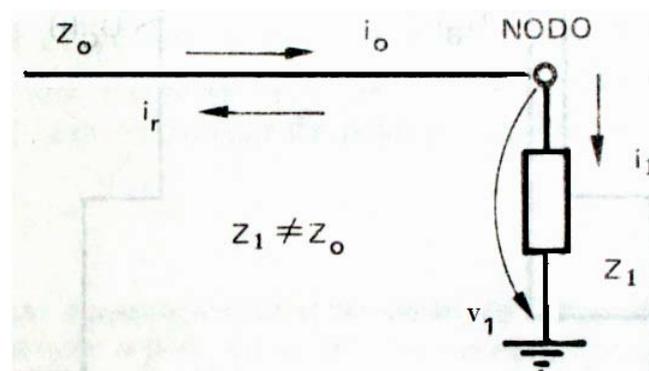
$$i_o = i_r + i_1, \text{ donde } i_r = V_r/Z_o = i_o - i_1 = -(V_o - V_1)/Z_o$$

Dando como resultado:

$$-\frac{V_1}{Z_o} = \frac{V_1}{Z_1} - \frac{2V_o}{Z_o}$$

Ya que el porcentaje reflejado es igual a la diferencia de los que llega al nodo menos lo que penetra en Z_1 . En otras palabras, la diferencia de tensiones en el nodo determina, en conjunto con la impedancia característica de la línea (Z_o), la magnitud de la corriente que se refleja.

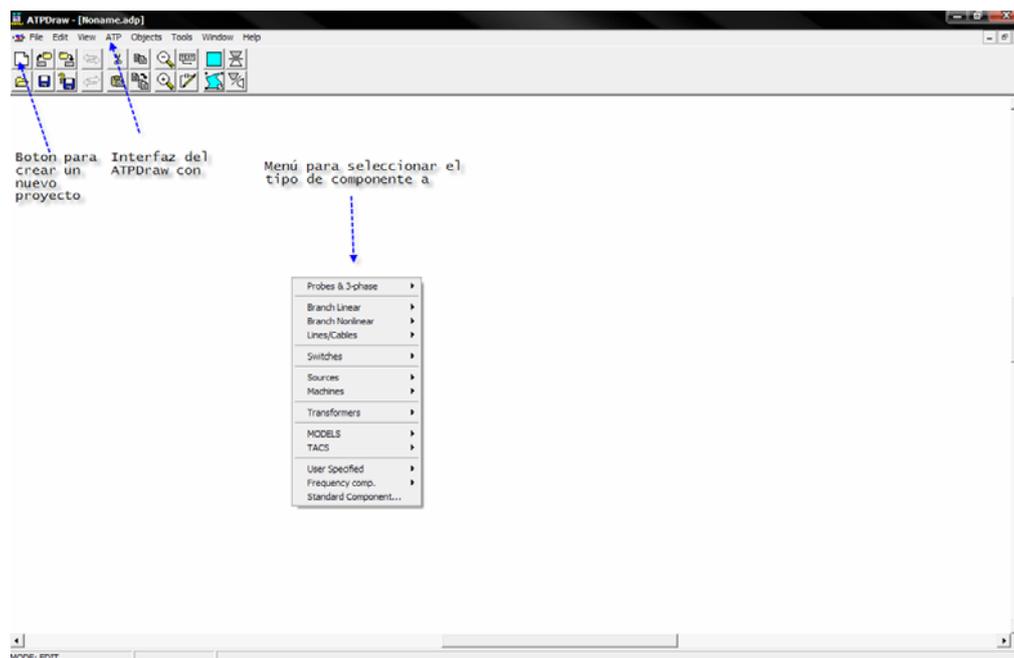
Línea de impedancia característica Z_o alimentando a una carga Z_1



APÉNDICE-B

Introducción al modelo de un sistema en el ATP

El manejo del ATP mediante el ATPDraw, es mucho más sencillo que con algún otro preprocesador. Para crear un nuevo proyecto haga click en nuevo y aparecerá una hoja en blanco, al hacer click derecho dentro de esta se le presentara el menú donde se encuentran los modelos predefinidos por el ATPDraw.



Al iniciar el uso del ATP es primordial determinar cuanto del sistema es necesario modelar, es decir, que elementos son necesarios tener en cuenta en el modelo y cuales no.

Por ejemplo, para el caso de estudios de sobretensiones de maniobra, como regla inicial, es necesario representar el sistema hasta dos barras antes de que se

maniobrará. En oposición, fenómenos de muy alta frecuencia, sólo requieren un modelo detallado de aquellos elementos cercanos al origen de tales fenómenos.

En resumen, si bien es muy difícil establecer reglas, lo que sigue son algunas sugerencias que vale tener en cuenta:

- Comenzar con el modelo más sencillo posible del sistema.
- Experimentar, probar y adquirir confianza en el mismo.
- Ir agregando los elementos que sean necesarios para completar el modelo del sistema a estudiar.
- El tamaño y complejidad del modelo depende, en cierta forma, del fenómeno a estudiar. Así mismo aumenta la probabilidad de cometer errores en la modelización, por lo tanto, no hacer el modelo más complejo de lo estrictamente necesario.
- Determinar, en lo posible, la sensibilidad de los resultados a la incertidumbre en el conocimiento de los datos que influyen en el fenómeno a estudiar.

Unidades de los parámetros

Es importante utilizar unidades de ingeniería cuando se ingresan los datos. Muchas veces los datos disponibles de líneas, cables, transformadores, etc. están en por unidad. El ATP puede manejar valores ingresados en por unidad, pero se debe ser cuidadoso al utilizar estas unidades.

Requisitos de la topología de la red

El sistema debe ser configurado de tal forma que no pueda crearse una condición en donde la corriente por una inductancia no tenga un camino a tierra.

Los interruptores usualmente interrumpen la corriente en el primer DELTAT posterior al paso por cero de la misma. Alternativamente, pueden interrumpir la corriente un DELTAT después de que su magnitud caiga por debajo de un nivel

predeterminado. En cualquiera de estos casos, el interruptor cortará una cantidad de corriente, lo cual originará oscilaciones numéricas indeseables, a no ser que se provea a la corriente por la inductancia de un camino para circular. Similares problemas ocurrirán si se intenta cambiar instantáneamente la tensión de un capacitor. Por lo tanto, pueden enunciarse las siguientes reglas:

- a) No se debe conectar en serie un interruptor con una inductancia, a no ser que se asegure un camino para la corriente de la inductancia, para cualquier posición del interruptor.
- b) Se debe evitar una configuración del sistema tal que produzca la variación instantánea de la tensión sobre un capacitor.

Cuando se incluyen las pérdidas en el modelo de una inductancia, es deseable representar aunque sea una parte de estas pérdidas por una resistencia serie a fin de que cualquier corriente continua originada por una maniobra sea amortiguada. Similarmente debe conectarse un resistor en paralelo con una capacidad para que una tensión de continua decaiga.

Cuando se representa tiristores o diodos, es deseable representar los reactores limitadores de tensión y los atenuadores RC. Estos componentes limitan los excesivos di/dt y dv/dt , tanto en el modelo del ATP como en el sistema real, aumentando la estabilidad numérica de la simulación.

En el ATP pueden producirse subsistemas flotantes cuando la operación de un interruptor causa que una parte del circuito se quede sin una conexión a tierra. También existe por ejemplo esta condición en el terciario en triángulo de un transformador. En estas condiciones, la tensión de éste subsistema está matemáticamente indefinida, y el ATP pondrá un valor nulo a la tensión de alguno de los nodos del subsistema. Esto puede ser aceptable en algún caso, como por ejemplo en el ya citado triángulo del transformador, pero en general es mejor colocar alguna capacidad pequeña en uno o varios de los nodos para evitar estos problemas.

Calculo del tiempo de simulación máximo

La selección del paso de tiempo adecuado para la simulación es uno de las más importantes decisiones que el usuario deberá toma. La frecuencia del modelo que se utiliza en esta investigación (modelo Bergeron) se debe ajustar después de realizar la simulación y observar la verdadera frecuencia de oscilación. Una expresión aproximada para determinar la frecuencia (Freq. init) que se debe dar al modelo Bergerón es:

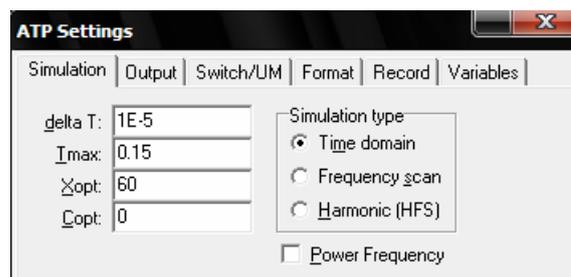
$$f = \frac{1}{4\tau}$$

Donde τ es el tiempo de viaje de la onda viajera. Expresando t en función de la longitud de línea y velocidad de propagación:

$$f = \frac{v}{4d} = \frac{3*10^8}{10*10^3} = 147\text{HZ}$$

Donde v se puede asumir como la velocidad de la luz. Para obtener el máximo paso de tiempo, el tiempo de viaje debe dividirse por 10 para líneas que son importantes estudiar o por 4 para líneas que formar parte de la periferia del sistema representado.

Para nuestro análisis se utilizaron los siguientes datos: para el delta T=1E-5, Tmax=0.15 esto datos los puede variar dependiendo de la parte de cómo se requiere visualizar la onda, si utiliza un dispositivo de conexión o desconexión. Para hacerlos vaya a ATP, luego a Settings, se le presentara una ventana como la siguiente figura.



Otros pasos a sugerirse son los siguientes:

- Calcule el período de oscilación para cada lazo LC de acuerdo con $T=1/f=2\pi$ (LC). Para lazos que forman una parte importante del transitorio a estudiar, el paso de tiempo no debe ser mayor a 1/20 del período de oscilación. Para lazos y frecuencias de menor interés, el paso de tiempo puede ser tan alto como 1/4 del período de oscilación.

- Calcule la constante de tiempo para los elementos RC y L/R concentrados. El paso de tiempo no debe ser mayor que la menor de estas constantes de tiempo.

- Cuando se simulan sistemas de control de tiristores con TACS, el paso de tiempo no debe exceder de 55 μ s para un sistema de 50 Hz.

- Cuando se simulan máquinas sincrónicas tipo 59, el paso de tiempo no debe exceder de 100 μ s. Si para las simulaciones de la dinámica de la máquina de larga duración el tiempo computacional resulta excesivo, es posible incrementar el paso de tiempo si los resultados son comparables a aquellos producidos con un paso de 100 μ s.

- Cuando se simulan armónicas u otros fenómenos estacionarios o cuasiestacionarios, el paso de tiempo debe ser igual a aproximadamente un grado de a frecuencia industrial, o sea 55 μ s para un sistema de 50 Hz.

Estas guías enunciadas tienen la intención de proveer el máximo paso de tiempo usable para obtener resultados de aceptable exactitud. Son preferibles pasos de tiempo inferiores a los sugeridos. En cada estudio, el usuario debe comparar resultados con diferentes pasos de tiempo, a fin de asegurarse que usando pasos de tiempo inferiores, no producirán efectos significativos en los resultados de interés.

Es generalmente preferible elegir el paso de tiempo de manera que el tiempo de viaje de las líneas de transmisión (si existen en el modelo) sea un número entero de pasos de tiempo. Esto reducirá los errores de interpolación durante la simulación.

Este requisito es más importante para la secuencia positiva, pero también deseable para la secuencia cero. El usuario puede seleccionar un número "no

redondo" a fin de satisfacer esta condición. Puede ser útil también ajustar levemente la longitud de la línea.

El tiempo total de simulación, TMAX, también afecta al tiempo computacional, y debe ser seleccionado de manera que:

Al menos un ciclo de frecuencia industrial previa debe ser simulado, para transitorios de maniobra de frecuencia baja o media. Esto no es de aplicación para fenómenos de alta y muy alta frecuencia, dado que varios medios existen para establecer las condiciones iniciales de los transitorios a simular inmediatamente, salvando por lo tanto tiempo computacional.

- Al menos 10 a 20 ciclos de la frecuencia del transitorio dominante (no de 50 Hz.) debe ser simulado, a fin de observar el amortiguamiento y asegurarse que no se producen fenómenos de resonancia

- La dinámica de máquinas requiere usualmente de 1 a 5 segundos de tiempo de simulación.

- Cuando el estado estacionario contiene armónicas, especialmente debido a elementos no lineales o maniobra de tiristores, varios ciclos del estado previo al transitorio deben ser simulados a fin de asegurarse que se alcanzan las condiciones iniciales. Se sugiere 5 ciclos de frecuencia industrial como punto de partida, sujetos a un posterior ajuste por parte del usuario.

Los valores adecuados de TMAX para simulación de sistemas de control pueden ser determinados en función del conocimiento de las frecuencias naturales del sistema de control y de las constantes de tiempo.

Ensayos de campo y experimentaciones con el ATP son medios valiables para la determinación tanto del paso de tiempo (DELTAT) como del tiempo máximo de simulación (TMAX).

Como guía adicional para la selección del paso de tiempo, el tiempo máximo de simulación y el rango de frecuencia válido para los modelos, varias bandas de frecuencia se definen en la siguiente tabla:

Rango de frecuencias de interés en simulaciones con el ATP.

Clase de frecuencia	Ejemplo	Rango de frecuencias
Sobretensiones dinámicas	Dinámica de sistemas de control. Energización de transformadores. Rechazo de carga.	0,01 Hz a 5 kHz. 0,1 Hz a 3 kHz. 0,1 Hz a 3kHz.
Sobretensiones de maniobra	Energización de líneas. Reclerje de líneas. Cortocircuitos. Reencendidos de Interruptores.	3 Hz a 15 kHz d.c. a 15 kHz 10 Hz a 3 kHz 10 Hz a 30 kHz
Sobretensiones con tiempo de frente rápido	Impulsos atmosféricos Reencendidos múltiples	5 kHz a 3 MHz 10 Hz a 3 MHz
Sobretensiones en GIS	Reencendidos	50 kHz a 30 MHz

Selección de los datos a incluir en las salidas

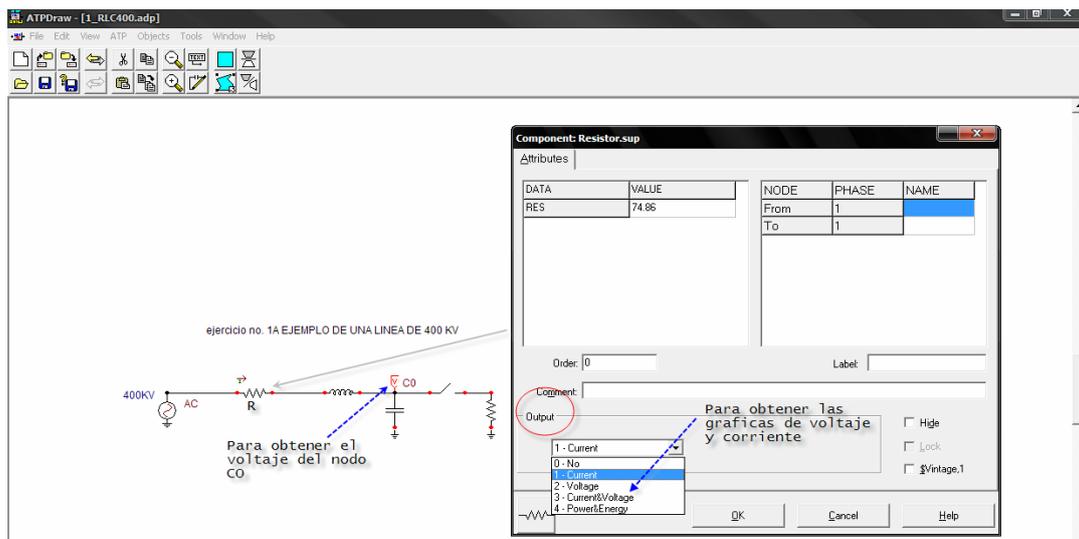
La solución del estado estacionario y la tabla de conectividad deben siempre incluirse en la primera salida del caso a estudiar, dado que constituyen una importante herramienta para el caso en que sea necesario descubrir las causas de posibles errores. En el caso de que existan errores, la impresión de los valores de las variables para determinados pasos de tiempo no resulta ser de mucha utilidad. Más conveniente resulta ser la impresión de los gráficos. La impresión de las variables máximas y mínimas, como así también el tiempo al cual ocurren puede ser de utilidad.

Aún cuando sólo unos pocos parámetros son de interés para el caso a analizar, es recomendable que el usuario grafique la mayor cantidad posible de tensiones, corrientes, etc., dado que esto ayudará a la verificación del modelo del sistema.

Cuando se grafican tensiones de nodos, es recomendable dibujar cada fase en un gráfico separado. Lo mismo se sugiere para las tensiones y corrientes por las ramas. A veces resulta conveniente dibujar en un solo gráfico las tensiones a ambos lados de un interruptor, o las corrientes en ramas en paralelo. Debido a limitaciones

propias del programa de graficación incluido en el ATP, puede no ser posible graficar cada uno de los puntos de simulación, por lo que se deberá utilizar uno de cada IPLOT puntos en la graficación. IPLOT es el paso de tiempo para la graficación y debe ser un número entero e impar. Es de destacar que los picos de las variables que ocurren dentro del paso IPLOT no serán graficadas.

Por ejemplo para el circuito que se tiene en la siguiente figura, si se desea obtener la salida de corriente y voltaje de toda la simulación, se debe de hacer doble click sobre la resistencia, al hacerlo se despliega la ventana de propiedades del componente, en donde dice salida, se coloca 3, después de esto OK o si se necesitara obtener el voltaje de un nodo se utiliza un *Probe* colocándolo en dicho nodo, tal como se ve a continuación,



Recomendaciones para el seguimiento de errores.

Los errores que pueden ocurrir durante la ejecución del programa son de varios tipos.

¾ ADVERTENCIAS: es decir, no se produce una interrupción de la ejecución del programa, pero se imprime un mensaje de advertencia respecto a alguna situación considerada anormal por el programa. Los resultados pueden ser válidos o no. Por

ejemplo, la existencia de un subsistema flotante produce un mensaje advirtiéndolo que a uno de los nodos de ese subsistema se le ha asignado un valor nulo de la tensión (es decir, el programa lo pone a tierra). Si este subsistema es el secundario en triángulo de un transformador, en donde no interesan los valores de las variables, entonces los resultados serán válidos.

¾ ERROR FATAL: este error produce la inmediata interrupción de la ejecución del programa, imprimiéndose una breve descripción del error detectado. Por ejemplo, la utilización de un paso de tiempo superior al tiempo de viaje de cualquier modelo de línea incluido en el sistema (para cualquier modo de propagación), producirá un error de este tipo.

ERROR DEL MODELO: este error, el cual puede ser muy difícil de detectar, está relacionado con el uso de un modelo inadecuado de la red y/o de algún elemento que la compone. En este aspecto, el usuario es el único responsable de que el modelo utilizado sea representativo de la realidad que desea representar.

Salvo que exista un error grosero, que produzca valores absurdos para las variables de salida, la única forma de detectar este tipo de errores es el conocimiento básico de los fenómenos a simular, y de los resultados esperables. Con respecto a los dos primeros tipos de errores, el manual de uso contiene una breve descripción de todos los mensajes de error. Sin embargo, si la causa del mismo no es obvia, o si se llega a un resultado pero con la sospecha de que es erróneo, los siguientes pasos son sugeridos a fin de encontrar el posible error:

- Controle la interconexión entre elementos comparando la tabla de conectividad suministrada por la salida del ATP, con el diagrama del sistema modelado.

- Controle la interpretación que el ATP realiza de los parámetros de entrada, revisando los valores indicados en la sección izquierda de la salida del ATP.

- Repita el caso removiendo previamente todos los modelos de máquinas rotantes, líneas con parámetros dependientes de la frecuencia, descargadores, inductancias no lineales y sistemas modelados con TACS.
- Remueva cualquier resistencia negativa de las ramas tipo TRANSFORMER.
- Controle la salida de estado estacionario para verificar la consistencia de los resultados.
- Si hay subsistemas flotantes, o con un camino débil a tierra, póngalo efectivamente a tierra a través de una impedancia de bajo valor.
- Repita el caso con un paso de tiempo menor.

Verificación de los resultados

El medio más simple e importante es el conocimiento básico de los fenómenos a ser simulados. Además, resultados de ensayos de campo, informes o artículos técnicos, libros como así también la consulta a profesionales más experimentados puede llegar a ser de gran utilidad al respecto.

Es preferible que el usuario revise los conceptos básicos del fenómeno a ser simulado antes de intentar simularlo con el ATP. Cuando se verifica los resultados de un nuevo modelo, el usuario debe siempre controlar la interpretación que el ATP efectúa de los parámetros de entrada, como así también la tabla de conectividad.

La solución del estado estacionario debe ser controlada en aquellos nodos en donde, por resultados de flujos de carga o por cálculos a mano, se conozcan las magnitudes de las tensiones, corrientes, potencias, etc.

Las frecuencias de los transitorios pueden verificarse de acuerdo a $f=1/(\sqrt{LC})$ para circuitos con elementos concentrados, $f=1/4\acute{O}$ para líneas y cables con el extremo abierto, y $f=1/2\acute{O}$ para líneas y cables con el extremo en cortocircuito, siendo \acute{O} el tiempo de viaje de la línea o cable.

APENDICE C

Tensión nominal y tensión máxima de diseño del interruptor

A esta característica nominal, ANSI le llama tensión máxima de operación e IEC la designa como tensión nominal. Esta característica establece el límite superior de la tensión del sistema para el cual está diseñado el interruptor. El interruptor debe de garantizar su correcta operación a la tensión nominal máxima y a la tensión máxima de diseño, que por lo general es mayor que la tensión nominal de operación del sistema.

La tensión máxima de diseño de un interruptor es el valor eficaz máximo (*rms*) de la tensión entre fases, para la que el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión del sistema. La IEC recomienda los niveles de tensión expresados en la Tabla 1 del anexo I, con las tecnologías modernas, vacío y SF₆, el factor de rango de tensión nominal (*k*) ya no es aplicable, que son los comúnmente utilizados

Corriente nominal

La corriente nominal es la característica que establece los límites de elevación de temperatura del interruptor, es el valor eficaz (*rms*) de la corriente, expresada en amperes.

Los valores de corriente nominal establecidos por IEC son; 630A; 800A; 1,250A; 1,600A; 2,000A; 3,150A; y 4,000A. Los valores correspondientes especificados por ANSI son; 600A; 1,200A; 1,600A y 2,000 A. La selección de la corriente nominal debe estar asociada al límite máximo de temperatura permisible que se establezca. Esos límites de temperatura, están especificados en las normas y se muestran en la Tabla XXV.

Frecuencia nominal

La frecuencia nominal es un factor relevante durante la interrupción de la corriente, debido a que en muchos tipos de interruptores, la razón de cambio de la corriente en el cruce por cero es un parámetro más significativo que el valor de la corriente *rms* o el valor pico. Alrededor del mundo se utilizan frecuencias de 50 Hz ó 60 Hz según la norma IEC-62271-100.

Presión nominal de operación

Las normas han establecido los valores de 0.5, 1, 1.6, 2, 3 y 4 MPa para la presión nominal de operación del gas; sin embargo, pueden emplearse otros valores, que se eligen de común acuerdo entre fabricante y usuario. El dispositivo de operación neumática debe ser capaz de abrir y cerrar el interruptor cuando la presión del gas comprimido esté comprendida entre 85 y 110% de la presión nominal de alimentación. Valores diferentes deberán acordarse entre fabricante y usuario.

Capacidad interruptiva nominal

La capacidad interruptiva nominal de un interruptor se define como la máxima intensidad de corriente, medida en el instante en que se separan los contactos, que puede ser interrumpida por el interruptor con una tensión de recuperación de frecuencia fundamental. De acuerdo con la norma IEC-62271-100 la capacidad interruptiva queda definida por dos valores:

• **La capacidad interruptiva simétrica**, expresada por el valor eficaz (*rms*) de la componente de corriente alterna de la corriente total interrumpida por el interruptor. Por lo tanto, la capacidad interruptiva simétrica I_s está dada por:

$$I_s = \frac{I_{ca}}{\sqrt{2}} \quad \text{Amperes (valor eficaz)} \quad (3.3)$$

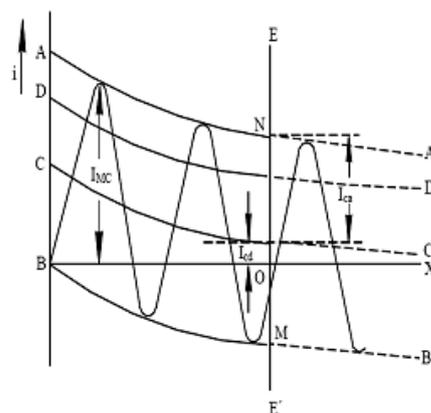
I_{ca} representa el valor de la cresta de la componente de corriente alterna

• **La capacidad interruptiva asimétrica o total**, expresada por el valor eficaz (*rms*) de la corriente total, que comprende las componentes de corriente alterna y corriente directa, interrumpida por el interruptor. En la Fig. 3.8, I_{cd} representa el valor de la componente de corriente directa en el instante de la separación de los contactos. Por lo tanto, la capacidad interruptiva asimétrica I_{AS} está dada por:

$$I_{AS} = \left(\frac{I_{ca}}{\sqrt{2}} \right)^2 + I_{cd}^2 \quad \text{Amperes (valor eficaz)} \quad (3.4)$$

Para tensiones superiores a la tensión nominal, no se puede garantizar ninguna corriente interruptiva de cortocircuito. El valor eficaz de la componente alterna de la corriente de interrupción de cortocircuito debe elegirse entre los valores siguientes: 6.3, 8, 10, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 y 100 kA.

Componente cd en el instante de cierre del interruptor



Donde

- AA' Envoltorio superior de la onda de corriente.
- BB' Envoltorio inferior de la onda de corriente.
- BX Línea cero normal.
- CC' Desplazamiento de la línea cero para la onda de corriente en cualquier instante.
- DD' Valor *rms* de la componente de directa en cualquier instante, medido de CC'.
- EE' Instante de la separación de contactos (inicio del arco).
- I_{mc} Corriente sostenida.
- I_{ca} Valor pico de la componente alterna de corriente al instante EE'.
- $I_{ca}/\sqrt{2}$ Valor eficaz de la componente alterna de corriente al instante EE'.
- I_{cd} Componente de corriente directa de la corriente al instante EE' y es el valor en porcentaje de la componente de corriente directa.

$$\frac{I_{cd}}{I_{ca}} \cdot 100 = \frac{ON - OM}{MN} \cdot 100$$

El valor en de porcentaje de componente directa se determina como sigue:

- Para un interruptor que puede ser disparado por la intensidad de cortocircuito sin ayuda de ningún tipo de energía auxiliar, el porcentaje de la componente directa debe corresponder a un intervalo de tiempo τ igual al tiempo de apertura mínimo del interruptor.

- Para un interruptor que no puede ser disparado más que con algún tipo de energía auxiliar, el porcentaje de la componente directa debe corresponder a un intervalo de tiempo τ igual al tiempo de apertura mínimo del interruptor, al que se sumará un semiciclo de la frecuencia nominal.

El tiempo mínimo de apertura mencionado anteriormente es el menor tiempo de apertura del interruptor que se puede lograr en cualquier condición de servicio, tanto en maniobra de interrupción, como en ciclo de cierre-apertura. El valor de la componente directa, evaluado en porcentaje, depende del intervalo de tiempo τ .

Los valores normales de τ se grafican en la Fig. 4.2. Para la determinación de las componentes alterna y directa, se debe utilizar esta figura y la expresión siguiente:

$$\%cd = 100e^{-\frac{T_{op}+T_r}{\tau}}$$

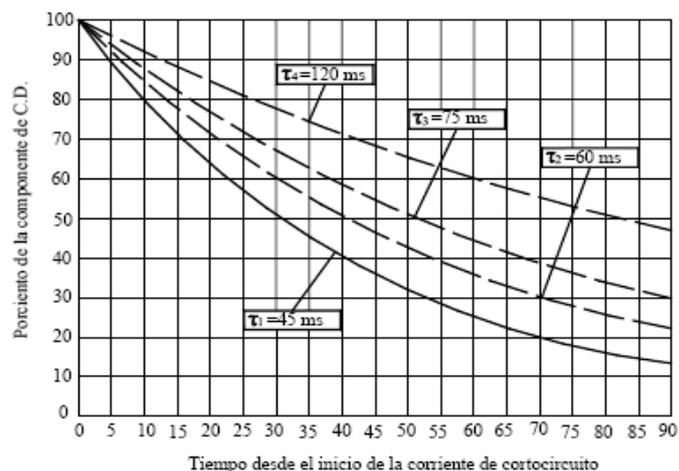
Donde:

T_{op} = Tiempo de operación del primer polo del interruptor.

T_r = Tiempo de operación de los relevadores.

τ = Constante de tiempo estándar (45 ms).

Porcentaje de la componente cd con relación al τ

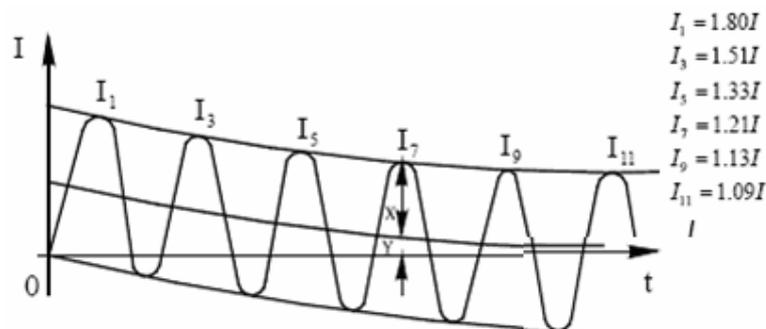


La componente de corriente directa se considera despreciable cuando su valor es igual o menor que el 20% del valor de cresta de la componente simétrica de corriente alterna. Por lo tanto, de acuerdo con la figura anterior, para interruptores cuyo tiempo de operación es de 60 ms (≈ 3.5 ciclos) o mayor, se debe especificar únicamente la capacidad interruptiva simétrica.

Para determinar el tiempo que transcurre desde que se establece el cortocircuito hasta que se separan los contactos del interruptor, se agregan 10 ms al tiempo de operación del interruptor. Estos 10 ms corresponden al tiempo de operación de los relevadores de protección. En la gráfica de la Fig. 4.2 puede verse que para un tiempo de $60 + 10 = 70$ ms y un $\tau = 45$ ms, la componente de corriente directa se reduce al 20% del valor de cresta de la componente de corriente alterna.

Los valores de las crestas positivas de la onda asimétrica en función del valor de cresta de la onda simétrica son:

Onda normalizada de corriente asimétrica



Frecuentemente se expresa la relación entre las corrientes simétricas y la asimétrica de cortocircuito por medio de un factor de asimetría.

$$I_{as} = KI_s$$

$K = \text{Factor de asimetría}$

Este factor K depende de la relación entre la reactancia inductiva y la resistencia del circuito (X/R) en donde se instalará el interruptor.

$$K = f\left(\frac{X}{R}\right) \text{ Se obtiene de tablas}$$

La capacidad interruptiva puede expresarse también en MVA y se calcula como $\sqrt{3}$ veces la tensión de recuperación de frecuencia fundamental por la corriente simétrica o asimétrica, según sea el caso.

$$P_{ccS} = \sqrt{3}KV I_g$$

$$P_{ccAS} = \sqrt{3}KV I_{AS} \quad \text{o bien :}$$

$$P_{ccAS} = KP_{ccS}$$

Donde:

P_{ccS} = Potencia de cortocircuito simétrica.

P_{ccAS} = Potencia de cortocircuito asimétrica.

Capacidad de cierre o de conexión nominal

La capacidad de cierre o de conexión nominal de un interruptor se define como la intensidad de corriente máxima que el interruptor puede establecer con una tensión dada. La capacidad de cierre está dada por el valor de la primera cresta de la onda de corriente I_{MC} . De acuerdo con la norma IEC-62271-100, la primera cresta de la onda de corriente puede alcanzar un máximo de 1.8 veces el valor de cresta I_{ca} de la onda de corriente simétrica, por lo que la capacidad de cierre en amperes eficaces (valor de cresta) I_{MC} es igual a:

$$I_{MC} = 1.8\sqrt{2}I_g$$

$$I_{MC} = 2.55I_g$$

Corriente nominal de tiempo corto

También se le denomina “corriente sostenida de corta duración”. El propósito de este requerimiento es asegurar que no se rebase la capacidad térmica de tiempo corto de las partes conductoras. La magnitud de esta corriente es igual a la corriente simétrica de cortocircuito nominal que se asigna para un interruptor en particular y que normalmente se expresa en kA para un período de capacidad nominal de 1 segundo (IEC) ó 3 segundos (ANSI). La IEC, también recomienda un valor de 3 segundos si se requieren periodos mayores a 1 segundo.

Secuencia de operación nominal

Los tiempos asociados a las maniobras son de gran importancia, tanto desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, como de la demanda térmica. Mientras más se tarde el interruptor en eliminar la corriente de falla, mayor será el daño que ésta causará al sistema.

El ciclo de operación nominal de un interruptor es el número prescrito de operaciones unitarias a intervalos de tiempo establecidos. De acuerdo con las recomendaciones de IEC para el servicio nominal de la operación de interruptores, cuya utilización no está especificada para auto-recierre, se puede expresar como sigue:

O - t - CO - t' - CO

O = Operación de apertura.

C = Operación de cierre.

CO = Operación de cierre seguida de una apertura.

t, t', t'' = Intervalos de tiempo.

t y t' = Expresados en minutos o en segundos.

t'' = Expresados en segundos.

Tabla XXII. Tensiones nomina y máxima de diseño de un interruptor

TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (kV)	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO ANSI (kV)	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO IEC (kV)
2.2	--	3.6
4.16	4.76	7.2
13.8	15.5	17.5
23.0	25.8	24.0
34.5	38	36.0
69.0	72.5	72.5
115.0	121	123.0
138.0	145	145.0
230.0	242	245.0
400.0	--	420.0

Análisis de sobretensiones debido a transitorios por maniobras en sistemas eléctricos de potencia mayores de 300 kV

En adición a la ANSI (American National Standard Institute) en los documentos listados en la tabla XXII existen requerimientos sobre interruptores de la IEC (International Electromechanical Commission). Estos requerimientos técnicos listados en la tabla XXIII y la mayoría de los requerimientos de la ANSI y la IEE.C37 son los mismos, aunque existan pequeñas diferencias, sin embargo la aplicación en los problemas es similar.

Tabla XXIII Tabla C37 para interruptores estandarizados de alto voltaje

MATERIA	CORRIENTE TOTAL ESTANDAR	CORRIENTE SIMÉTRICA ESTÁNDAR
Base de valoración.	C37.04	C37.04
Valores preferentes	C37.06	C37.06
Factores de recierre	C37.07	Incluidas en C37.06
Códigos de prueba	C37.09	C37.09
Guía de aplicación General	C37.05	C37.010
Voltaje transeúnte de Recuperación.		C37.011
Capacitancia de la corriente de switcheo		C37.012
Control eléctrico		
Requerimientos.	C37.011	C37.011
Guía de especificaciones	C37.012	C37.012
Pruebas sintéticas		C37.081
Nivel de sonido		
Medidas.		C37.082
Definiciones.	C37.100	C37.100

Tabla XXIV. Tabla IEC para interruptores estandarizados de alto voltaje

MATERIA	NUMERO ESTANDAR
Mención de artículos de operación y lámparas indicadoras	54
Part 1 general y Definiciones	56-1
Part 2 Valoración.	56-2
Part 3 Diseño y Construcción.	56-3
Part 4 Tipos de pruebas y Pruebas de rutina	56-4
Part 5 Reglas para la selección de interruptores de servicio.	56-5
Part 6 Reglas para transporte y mantenimiento.	56-6
Guía para pruebas con respecto al banco de capacitores	56-7
Técnicas de pruebas HV.	60
Salida de switcheo.	267
Pruebas sintéticas	427

Tabla XXV. Límites de elevación de temperatura de las partes de un interruptor

COMPONENTE		TEMPERATURA MAXIMA	
CONTACTOS		Temperatura total (°C)	Elevación de temperatura con temperatura ambiente menor a 40°C (°C)
Cobre sin recubrimiento	En aire	75	35
	En SF ₆	105	65
	En aceite	80	40
De plata, niquelados o plateados	En aire (notas 1, 2)	105	65
	En SF ₆	105	65
	En aceite (nota 2)	90	50
Estañado	En aire	90	50
	En SF ₆	90	50
	En aceite	90	50
CONEXIONES			
Cobre	En aire	90	50
	En SF ₆	115	75
	En aceite	100	60
De plata, niquelados o plateados	En aire (nota 3)	115	75
	En SF ₆	115	75
	En aceite	100	60
Estañado	En aire	105	65
	En SF ₆	105	65
	En aceite	100	60
TERMINALES EXTERNAS A CONDUCTORES			
Sin recubrimiento		90	50
Plata, níquel o estañadas		105	65
PARTES METÁLICAS QUE ACTÚAN COMO RESORTE		Ver nota 4	Ver nota 4
MATERIALES AISLANTES (nota 5)			
Clase Y (materiales no impregnados)		90	50
Clase A (materiales impregnados o sumergidos en aceite)		105	65
Clase E		120	80
Clase B		130	90
Clase F		155	115
Clase H		180	140
Esmalte	Base aceite	100	60
	Sintético en aire	120	80
	Sintético en aceite	100	60
METAL O MATERIAL AISLANTE EN CONTACTO CON ACEITE, EXCEPTO CONTACTOS		100	60
ACEITE AISLANTE PARA INTERRUPTORES		90	50

NOTAS DE LA TABLA .VII:

- 1) Cuando se aplica una elevación de temperatura de 65°C se debe asegurar que no se ha causado daño a los materiales aislantes adyacentes.
- 2) La calidad de la cubierta de plata será de tal clase que después de las pruebas de cortocircuito y mecánicas, todavía tenga una capa de plata en los puntos de contacto y debe considerarse como "NO CUBIERTO DE PLATA".
- 3) Los valores de temperatura y de elevación de temperatura son válidos para conductores con o sin recubrimiento.
- 4) La temperatura no debe alcanzar un valor donde se afecte la elasticidad del material (reblandecimiento). Para cobre puro el límite de temperatura es de 75°C.
- 5) Se utilizan las siguientes clases de materiales aislantes:
 CLASE "Y" (90 °C) Algodón, seda y papel sin impregnación.
 CLASE "A" (105 °C) Algodón, seda y papel impregnados, cubiertos o sumergidos en un líquido dieléctrico como el aceite.
 CLASE "E" (120 °C) Barnices de terminación e impregnación, compuestos de poliuretano, compuestos epóxicos y resinas.
 CLASE "B" (130 °C) Mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., o combinación de ellos, construidos con varias sustancias orgánicas.
 CLASE "F" (155 °C) Mica, fibra de vidrio construidos con varias sustancias de otros materiales no necesariamente inorgánicos.
 CLASE "H" (180 °C) Nomex, Mylar laminado, mica, fibra de vidrio, barniz, resilam, DMD 180, Kapton, Pyromid, Pyroglass y Pyrolam