



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO



DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



“SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE VFTC’S EN UN GIS EN SF6 A 245 KV Y SU INTERACCIÓN CON LOS ARMÓNICOS PROVENIENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN”

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA

ING. JOSÉ ALFONSO SÁNCHEZ CORTEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ

COASESORES:

**M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
M.C. JAIR HERNÁNDEZ MARTÍNEZ**

CD. MADERO, TAMAULIPAS MEXICO.

DICIEMBRE DE 2008



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO



DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



“SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE VFTC’S EN UN GIS EN SF6 A 245 KV Y SU INTERACCIÓN CON LOS ARMÓNICOS PROVENIENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN”

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA

ING. JOSÉ ALFONSO SÁNCHEZ CORTEZ

INTEGRANTES DEL JURADO:

PRESIDENTE:	Dr. Gastón Hernández Martínez
SECRETARIO:	M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas
VOCAL:	M.C. Rafael Castillo Gutiérrez
SUPLENTE:	M.I. Alberto De León De León



Sistema Nacional de Educación Superior Tecnológica
Dirección General de Educación Superior Tecnológica



SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA

SEP

Cd. Madero, Tam. a 27/Noviembre/2008

Área: Posgrado
Nº oficio: U2.224/08
Asunto: Autorización de Impresión de tesis

C. ING. JOSÉ ALFONSO SÁNCHEZ CORTEZ
Presente.

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“Simulación y Análisis de VFTC’s en un GIS en SF6 a 245 kV y su interacción con los armónicos provenientes de la red de distribución”

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con Usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

Atentamente
“POR MI PATRIA Y POR MI BIEN”

M.P. María Yolanda Chávez Cinco
M.P. María Yolanda Chávez Cinco
Jefa de la División



S.E.P.
DIVISION DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E
INVESTIGACION

MYCHC #CV alm

“ 2008, Año de la Educación Física y el Deporte “

DEDICATORIAS

A mis padres:

Josefina Cortez Hernández
Alfonso Sánchez Hernández

A mis hermanos:

Stephany Paola Sánchez Cortez
Jesús Aarón Sánchez Cortez

A mis familiares y amigos

Por estar siempre a mi lado apoyándome en cada una de mis metas y por todo el cariño y amor que me brindan a pesar de mis errores

AGRADECIMIENTOS

Principalmente doy gracias a DIOS

Por haberme ayudado a conseguir una más de mis metas profesionales, por acompañarme en cada día de mi vida enseñando cada vez una lección nueva de vida.

Agradezco a mi familia

Por estar siempre a mi lado apoyándome en las buenas y las malas demostrando el cariño y el amor que me tienen.

Agradezco a mi asesor.

Por haberme apoyado a obtener este gran logro en mi carrera, por haberme tenido paciencia y confianza para la realización de esta investigación.

A mis coasesores y profesores de la maestría en ciencias en ingeniería eléctrica.

Por haberme tenido paciencia y haberme apoyado en todas las dudas que se me presentaron en la realización de la investigación.

A mis familiares y amigos

Porque siempre estuvieron presentes en los buenos momentos y en los malos, dándome su apoyo y comprensión. Por las aportaciones de conocimientos que me hicieron mis amigos y compañeros de maestría.

RESUMEN

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE VFTC'S EN UN GIS EN SF₆ A 245 KV Y SU INTERACCIÓN CON LOS ARMÓNICOS PROVENIENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

Ing. José Alfonso Sánchez Cortez

En el presente trabajo se estudia el comportamiento transitorio de subestaciones aisladas en gas (GIS) en SF₆ en el sistema eléctrico, se hace hincapié en sus características y se muestra un diseño simple de una GIS moderna. Se da a conocer las ventajas que tienen las subestaciones GIS en comparación con las de intemperie. Se menciona también la aparición de fenómenos transitorios electromagnéticos en el GIS, siendo estos generados por operaciones normales de la misma. El objetivo de la investigación es modelar los transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente (VFTC's) generados en las operaciones normales de apertura o cierre de interruptores, observar las magnitudes de estos, y analizar qué problemas podrían causar a la subestación GIS o a los componentes del GIS. Para esto es necesario realizar un modelo detallado de la subestación basado en impedancias y se realiza la simulación en el software ATP-EMTP. Una vez obtenido el modelo de cada uno de los componentes del GIS; transformador de potencial, transformador de corriente, bus, etc. Se simulan operaciones de cierre de interruptores. Se mide la magnitud de estos VFTC's en diferentes puntos del GIS. Se obtienen como resultado gráficas con las magnitudes de estos VFTC's los cuales están en el orden de kilo-amperes y con frentes de ondas de nano-segundos, que pueden producir fallas y malfuncionamientos. Los resultados de la simulación permiten establecer que la protección de los circuitos de control contra transitorios inducidos es vital para la operación segura del GIS. Esto debido a que el transitorio en circuitos de control depende de la naturaleza de los campos Electromagnéticos (EM) irradiados. La simulación nos permite estimar la magnitud y la forma de onda del VFTC junto con su espectro de frecuencia. Además, se realizó la inyección de fuentes armónicas al modelo de la subestación aislada en gas SF₆; para determinar la interacción de los armónicos con los transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente generados en el GIS. En la cual se observó que los armónicos afectan la amplitud del transitorio ultra-rápido y la atenuación de la amplitud con respecto al tiempo.

ABSTRACT

In this paper we study the transient behavior of gas-insulated substation (GIS) in SF₆ in the electrical system, emphasizing its features and showing a simple design of a modern GIS. The advantages of the GIS vs the air-insulated substation (AIS) are shown. We also mentioned the emergence of electromagnetic transient phenomena in GIS, which are generated by its normal operations. The aim of the research is to model the very fast transient current (VF_{TC}'s) generated in the operations of opening or closing switches, to observe their magnitudes, and to analyze what problems they could cause in the GIS or in the GIS components. To do this a detailed model of the substation based on impedances is required and the simulation is done with the ATP-EMTP software. With the models of each element of GIS: potential transformer, current transformer, etc. switching closure operations are simulated. The magnitude of these VF_{TC}'s is measured in different parts of GIS. As a result charts with the magnitudes of these VF_{TC}'s which are in the order of kilo-amperes are obtained and have wave front nano-seconds, these VF_{TC} can cause failures and malfunctions. The simulation results established that the protection of control circuits against induced transients is vital to the safe operation of GIS. This is because the transient in control circuits depends on the nature of electromagnetic fields (EM) irradiated. The simulation gives the magnitude and the waveform of VF_{TC} together with its frequency spectrum. In addition, the injection of harmonic sources to the model of the gas-insulated substation; was done to determine the interaction of harmonics with the very fast transient current generated in the GIS. The injection it was observed that the harmonics affect the amplitude of the very fast transient current and the attenuation of the amplitude with time.

Índice

	<i>Página</i>
Resumen	iv
Abstract	v
Índice general	vi
Lista de figuras	ix
Lista de tablas	xiii

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes	2
1.2 Definición Del Problema	4
1.3 Hipótesis	5
1.4 Objetivo General	5
1.4.1 Objetivos específicos	5
1.5 Justificación	6
1.6 Ventajas Y Limitaciones	7

CAPITULO 2: FENÓMENOS TRANSITORIOS EN GIS EN SF6.

2.1 Fenómenos Transitorios Electromagnéticos En GIS.	9
2.2 Tipos De Transitorios	11
2.2.1 Clasificación de voltajes transitorios	11
2.2.2 Tipos de oscilaciones de voltajes transitorios ultra-rápidos	12
2.2.3 Tipos comunes de fenómenos transitorios	13
2.3 Mecanismo De Generación Del VFT(VERY FAST TRANSIENT)	15
2.4 Voltaje Transitorio De Encapsulado (TEV)	17
2.5 Voltaje Transitorio Provocado Por Maniobra De Seccionadores.	20
2.6 Transitorios Ultrarrápidos De Sobre Corriente	22
2.7 Armónicos	24
2.7.1 Trayectoria de los armónicos	25
2.7.2 Fuentes de armónicas	27
2.7.3 Efecto de las armónicas	28
2.7.3.1 Efecto en cables y conductores	28
2.7.3.2 Efecto en transformadores	29
2.7.3.3 Efecto en interruptores (CIRCUIT BREAKERS)	32
2.7.3.4 Efecto en las barras de neutro	33
2.7.3.5 Efecto en otros equipos	33

CAPITULO 3: ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS. GIS

3.1	¿Qué Es Una Subestación Aislada En Gas?	35
3.1.1	Evolución histórica del gis	38
3.2	Elementos Que Conforman Un GIS.	
3.2.1	Módulos de juego de barras (barras principales o colectoras)	42
3.2.2	Módulos de interruptores	44
3.2.3	Módulos de seccionadores	45
3.2.4	Módulos de transformadores de medición	46
3.2.5	Módulos de descargadores de sobretensiones	48
3.2.6	Módulos de empalme	49
3.2.7	Tableros de control y comando, protecciones y mediciones	52
3.3	El Gas Hexafluoruro De Azufre	54

CAPITULO 4: SIMULACIÓN DE VFTC'S EN UN GIS EN SF6 A 245 KV

4.1	Datos Del Gis En Sf6 A 245kv	59
4.2	Operaciones Simuladas De Cierre De Interruptores	61
4.2.1	Operación de cierre SW1	61
4.2.1.1	Simulación de SW1 sin incluir modelo de arco eléctrico Inclusión del modelo de arco dinámico en la representación del	63
4.2.1.2	interruptor	67
4.2.1.3	Simulación de SW1 utilizando el modelo de arco eléctrico	74
4.2.1.4	Espectro en frecuencia para el VFTC de la simulación sw1	78
4.2.2	Operación de cierre SW2	
4.2.2.1	Simulación de SW2 sin incluir el modelo de arco eléctrico	82
4.2.2.2	Simulación de SW2 utilizando el modelo de arco eléctrico	86
4.2.2.3	Espectro en frecuencia para el VFTC de la simulación SW2	90
4.2.3	Operación de cierre SW3	93
4.2.3.1	Simulación de SW3 sin incluir el modelo de arco eléctrico	94
4.2.3.2	Simulación de SW3 utilizando el modelo de arco eléctrico	98
4.2.3.4	Espectro en frecuencia para el vftc de la simulación sw3	102
4.3	Espectro En Frecuencia Del VFTC	105
4.4	Tabla De Resultados De Operaciones	108

CAPITULO 5: INTERACCIÓN DE ARMÓNICOS CON EL VFTC EN UN GIS.

5.1	Armónicos Provenientes De La Red De Distribución.	110
5.2	Ejemplo 1	111
	5.2.1 Inyección de armónicos del ejemplo 1 en el modelo del GIS	116
	5.2.2 Tabla de resultados del Ejemplo 1	123
	5.2.3 Espectro en frecuencia para el ejemplo 1	124
5.3	Ejemplo 2	127
	5.3.1 Inyección de armónicos del ejemplo 2 en el modelo del GIS	131
	5.3.2 Tabla de resultados del Ejemplo 1	138
	5.3.3 Espectro en frecuencia para el ejemplo 1	139

CAPITULO 6: CONCLUSIONES	142
--------------------------	-----

APÉNDICE A: Modelado De Elementos Del GIS	147
---	-----

APÉNDICE B: Modelo De Arco Eléctrico	151
--------------------------------------	-----

REFERENCIAS	154
-------------	-----

LISTA DE FIGURAS

	Pagina
Figura 2.1 Aspecto típico de una subestación aislada en gas (GIS)	9
Figura 2.2 Generación de VFT	15
Figura 2.3 Mecanismo de generación del TEV de alta frecuencia	17
Figura 2.4(a) Propagación de la onda viajera originada en el seccionador debido a una operación de maniobra	18
Figura 2.4(b) Circuito equivalente del GIS con respecto al encapsulado y aun plano de tierra por medio de elementos discretos	18
Figura 2.4(c) impedancias asociadas a cada uno de los elementos. Basada en líneas de longitud infinita	19
Figura 2.5 Descomposición de una onda distorsionada	25
Figura 2.6 A) Trayectoria de las armónicas en un sistema inductivo	26
Figura 2.6 B) Efecto de los capacitores en las trayectorias de las armónicas	26
Figura 2.7. Densidades de corriente en un mismo conductor, (a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia.	28
Figura 3.1. Aspecto físico de una subestación aislada en gas GIS	35
Figura 3.2. Ejemplo: Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123kV. El volumen ocupado por la GIS es el 5,8 % del que ocupa la AIS	36
Figura 3.3 Subestación GIS de 245 kV. fecha de instalación: 1966	39
Figura 3.4 Aislador cónico de resina	41
Figura 3.5. Junta de expansión	42
Figura 3.6. Muestra un Corte típico de un campo (celda) de un GIS de doble juego de barras	43
Figura 3.7. Módulo constructivo de interruptor con dos cámaras de corte.	44
Figura 3.8. Módulo constructivo de barras principales	45
Figura 3.9. Módulo constructivo de seccionador	46
Figura 3.10. Módulo constructivo de transformador de corriente	47
Figura 3.11. Módulo constructivo de transformador de tensión	47
Figura 3.12. Módulo constructivo de descargador de sobretensiones	48
Figura 3.13. Módulos constructivos para montaje de aisladores pasantes gas / aire	49
Figura 3.14. Módulo constructivo para conexión a cable subterráneo (derecha) con adaptador para prueba de cable (izquierda)	50
Figura 3.15. Módulo constructivo de conexión a transformador /autotransformador /reactor con aislador gas / aceite	51
Figura 3.16. Corte típico de un campo (celda) de un GIS de doble juego de barras, disposición monopolar y salida con cable subterráneo	53
Figura 4.1. Diagrama unifilar de un GIS en SF6 a 245kV.	59
Figura 4.2. Red eléctrica equivalente de un GIS en SF6 a 245 kV. Para SW1	62
Figura 4.3 Modelo de GIS en ATP-DRAW para SW1	63
Figura 4.4 (a) Gráfica de voltaje en el interruptor al momento de cierre.	64
Figura 4.4 (b) Gráfica de corriente en el interruptor al momento de cierre	64

Figura 4.5 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW1, sin incluir modelo de arco eléctrico.	65
Figura 4.6 VFTC en el bus link, obtenido de la operación SW1, sin incluir el modelo de arco eléctrico	66
Figura 4.7 VFTC en el CT, obtenido de la operación SW1, sin incluir el modelo de arco eléctrico	66
Figura 4.8 Modelo del arco eléctrico en el interruptor del GIS	73
Figura 4.9 Modelo del GIS para SW1 incluyendo el modelo de arco eléctrico	74
Figura 4.10 Gráfica de VFTO en el interruptor con modelo de arco eléctrico	75
Figura 4.11 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW1, incluyendo el modelo de arco eléctrico	76
Figura 4.12 VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW1, incluyendo el modelo de arco eléctrico	77
Figura 4.13 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW1, incluyendo el modelo de arco eléctrico	77
Figura 4.14(a) Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para la operación SW1	78
Figura 4.14 (b) Espectro en frecuencia en el bus link para la operación SW1	79
Figura 4.15 Espectro en frecuencia en el CT para la operación SW1	80
Figura 4.16. Red eléctrica equivalente de un GIS en SF ₆ a 245 kV. Para SW2	81
Figura 4.17 Modelo de GIS en ATP-DRAW para SW2	82
Figura 4.18 (a) Gráfica de VFTO en el interruptor para SW2	83
Figura 4.18 (b) Gráfica de VFTC en el interruptor para SW2	83
Figura 4.19 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW2, sin incluir modelo de arco eléctrico	84
Figura 4.20 VFTC en el bus link, obtenido de la operación SW2, sin incluir el modelo de arco eléctrico	85
Figura 4.22 Modelo del GIS para SW2 incluyendo el modelo de arco eléctrico	86
Figura 4.23 Gráfica de VFTO en el interruptor con modelo de arco eléctrico	87
Figura 4.24 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW2, incluyendo el modelo de arco eléctrico	88
Figura 4.25 VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW2, incluyendo el modelo de arco eléctrico	89
Figura 4.26 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW2, incluyendo el modelo de arco eléctrico	89
Figura 4.27 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para la operación SW2	90
Figura 4.28 Espectro en frecuencia en el bus link para la operación SW2	91
Figura 4.29 Espectro en frecuencia en el CT para la operación SW2	92
Figura 4.30. Red eléctrica equivalente de un GIS en SF ₆ a 245 kV. Para SW3	93
Figura 4.31 Modelo de GIS en ATP-DRAW para SW3	94
Figura 4.32 (a) Gráfica de VFTO en el interruptor para SW3	95
Figura 4.32 (b) Gráfica de VFTC en el interruptor para SW3	95
Figura 4.33 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, sin incluir modelo de arco eléctrico	96

Figura 4.34 VFTC en el bus link, obtenido de la operación SW3, sin incluir el modelo de arco eléctrico	97
Figura 4.35 VFTC en el CT, obtenido de la operación SW3, sin incluir el modelo de arco eléctrico	97
Figura 4.36 Modelo del GIS para SW3 incluyendo el modelo de arco eléctrico	98
Figura 4.37 Modelo Gráfica de VFTO en el interruptor con modelo de arco eléctrico	99
Figura 4.38 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, incluyendo el modelo de arco eléctrico	100
Figura 4.39 VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo el modelo de arco eléctrico	101
Figura 4.40 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3, incluyendo el modelo de arco eléctrico	101
Figura 4.41 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para la operación SW3	102
Figura 4.42 Espectro en frecuencia en el bus link para la operación SW3	103
Figura 4.43 Espectro en frecuencia en el CT para la operación SW3	104
Figura 4.44 Ventana del PLOT XY	105
Figura 4.45 ventana para guardar las variables del VFTC	105
Figura 4.46 Nombrar el archivo donde se guardarán las variables del VFTC	106
Figura 4.47 Mensaje de confirmación	106
Figura 4.48 Venta de MATLAB, por medio de este es obtenido el espectro en frecuencia del VFTC	107
Figura 4.49 Gráfica del espectro en frecuencia del VFTC	107
Figura 5.1. Señal de corriente con armónicos del ejemplo 1	111
Figura 5.2. Contenido armónico de la señal de corriente I1	112
Figura 5.3. (a) Fuentes individuales de armónicos de la 2 a la 9	113
Figura 5.3. (b) Señales armónicas desde la 2 hasta la 9. Magnitudes obtenidas del ejemplo 1	113
Figura 5.4 (a). Fuentes armónicas conectadas a un punto común	114
Figura 5.4 (b). Señal obtenida de las fuentes armónicas conectadas a un punto común	114
Figura 5.5 (a). Fuente de armónicos HFS source	114
Figura 5.5 (b). Señal obtenida de la HFS source	115
Figura 5.6. Contenido armónico de la señal de HFS source	115
Figura 5.7. Diagrama utilizado en ATP- DRAW para la simulación de SW3	116
Figura 5.8 (a) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3	117
Figura 5.8 (b) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicas	118
Figura 5.8 (c) Comparación del VFTC en la unión GIS cable, con y sin armónicas	118
Figura 5.9(a) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3	119
Figura 5.9(a) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3	120
Figura 5.9 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicas	120
Figura 5.10 (a) VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3	121
Figura 5.10 (a) VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3	122

Figura 5.10 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicas	122
Figura 5.11 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para el ejemplo 1	124
Figura 5.12 Espectro en frecuencia en el bus link para el ejemplo 1	125
Figura 5.13 Espectro en frecuencia en el CT para el ejemplo 1	126
Figura 5.14. Señal de corriente con armónicos del ejemplo 2	127
Figura 5.15. Contenido armónico de la señal de corriente I1. Del ejemplo 2	128
Figura 5.16. (a) Fuentes individuales de armónicos de la 2 a la 9, para el ejemplo 2	129
Figura 5.16. (b) Señales armónicas desde la 2 hasta la 9. Magnitudes obtenidas del ejemplo 2	129
Figura 5.17 (a). Fuente de armónicos HFS source para el ejemplo 2	130
Figura 5.17 (b). Señal obtenida de la HFS source	130
Figura 5.18. Contenido armónico de la señal de HFS source	130
Figura 5.19 Diagrama utilizado en ATP- DRAW para la simulación de SW3	131
Figura 5.20 (a) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3	132
Figura 5.20 (b) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicos	133
Figura 5.20 (c) Comparación del VFTC en la unión GIS-cable. Con y sin armónicos	133
Figura 5.21(a) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3	134
Figura 5.21 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicos	135
Figura 5.21 (c) Comparación del VFTC en el bus link. Con y sin armónicos	135
Figura 5.22 (a) VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3	136
Figura 5.22 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicos	137
Figura 5.22 (c) Comparación del VFTC en el bus link. Con y sin armónicos	137
Figura 5.23 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para el ejemplo 2	139
Figura 5.24 Espectro en frecuencia en el bus link para el ejemplo 2	140
Figura 5.25 Espectro en frecuencia en el CT para el ejemplo 2	141
Figura 6.1 (a) VFTC sin modelo de arco	143
Figura 6.1 (b) VFTC con modelo de arco	143
Figura 6.2 comparación de VFTC's con y sin armónicos	145
Figura 6.3 Espectro en frecuencia de VFTCs	146
Figura A.1. Fuente de alimentación del GIS	148
Figura A.2. Espaciador	148
Figura A.3 Representación de ES	149
Figura A.4. Representación del TC	149
Figura A.5. Representación del seccionador (DS)	149
Figura A.6. Representación del CB	150
Figura A.7. Representación eléctrica del cable XLPE	150

LISTA DE TABLAS

	Pagina
Tabla 2.1 Origen de transitorios y sus rangos de frecuencias asociados	13
Tabla 2.2. Ejemplo de efecto piel en conductores	29
Tabla 2.3. Transformadores con factor K disponibles comercialmente	32
Tabla 3.1. Peso molecular y composición química	54
Tabla 3.2. Solubilidad	54
Tabla 3.3. Constantes críticas	54
Tabla 3.4. Impurezas del gas SF ₆	56
Tabla 4.1.- Representación eléctrica equivalente de los componentes de un GIS	60
Tabla 4.2 Datos de un interruptor marca ABB® para el modelado del arco eléctrico	72
Tabla 4.3 Resultados obtenidos de las operaciones SW1, SW2 y SW3. La amplitud de estos está dada en kA	108
Tabla 5.1 armónicos utilizados para el ejemplo 1	113
Tabla 5.2 Comparación de amplitudes de SW3. Con inyección de armónicos provenientes de la red de distribución. La amplitud está dada en kA	123
Tabla 5.3 armónicos utilizados para el ejemplo 2	129
Tabla 5.4 Comparación de amplitudes de SW3. Con inyección de armónicos provenientes de la red de distribución. La amplitud está dada en kA	138
Tabla 6.1 Resultados obtenidos de las operaciones SW1, SW2 y SW3 en diferentes puntos del GIS	144

Capítulo

1

Introducción

En este capítulo se describe una breve introducción sobre la investigación realizada, se define la problemática, la hipótesis, los objetivos específicos que se logran mediante la realización de la investigación, así como también se describe el método a seguir para el alcance de dichos objetivos.

Este capítulo también incluye la justificación de la investigación, las ventajas y limitaciones de la misma.

1.1. ANTECEDENTES.

Se presentan investigaciones desarrolladas referentes al trabajo de investigación.

Existen los transitorios de campo eléctrico y magnético y transitorio de corriente acoplados sobre los cables de control y los transformadores de corriente estos producidos por operaciones de switcheo en el bus de un anillo a 115KV. Este documento reporta mediciones y características de tales transitorios, además discute similitudes y diferencias entre los transitorios que fueron observados. [1]

Presenta la medición de campos eléctricos y magnéticos transitorios en operaciones de switcheo, se caracterizan en términos de sus propiedades macro (transitorios violentos) y micro (transitorios individuales) también acorde a la especificación de la subestación en voltaje y en tipo. Los campos transitorios típicos para 115 Kv hasta 500 KV en subestaciones aisladas en aire y en subestaciones aisladas en gas son reportados en este documento. [2]

Los transitorios electromagnéticos ultrarrápidos causados por operaciones de switcheo en GIS no pueden ser calculados con técnicas convencionales (Métodos Prácticos) y son usadas las simulaciones. Realiza cambios y ajustes a los modelos más convenientes determinando sus limitaciones en simulaciones digitales esto para tener un modelo más conveniente de los elementos de GIS y de GIS entera. [3]

Existe una evaluación numérica y experimental del comportamiento de transitorios en una subestación aislada en gas. Los circuitos eléctricos equivalentes seleccionados para representar los elementos principales de un GIS son implementados en el EMTP. [4]

Existe un análisis de transitorios electromagnéticos en subestaciones aisladas en SF₆ presentando principalmente los transitorios de sobre-voltaje originados por descargas atmosféricas, flameo de aisladores y operaciones de maniobra de interruptores. Y analiza sus efectos en los elementos del GIS. [5]

Existe una investigación de transitorios electromagnéticos en subestaciones aisladas en SF₆, presentando principalmente las características de frecuencia de transitorios de corriente ultrarrápidos y sus efectos en los elementos del GIS, este documento es el punto de partida principal de la investigación. [6]

Investigación que presenta un análisis de los niveles de armónicos en cargas no lineales residenciales, evaluando los efectos producidos por los efectos de atenuación y diversidad en la cancelación de los mismos. Modela fuentes convertidoras de CA a CC insertados en un sistema de distribución típico y los evalúa por medio del software EMTP. [7]

Existe la investigación que muestra el efecto de las operaciones de switcheo en la magnitud pico de transitorios de corriente y sus componentes de frecuencia dominante en diferentes posiciones en un GIS a 245 kV [8]

1.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

En los sistemas eléctricos de potencia; en el sistema de transmisión y subtransmisión (230 kV, 400 kV, 115 kV, 69 kV) son utilizadas subestaciones aisladas en gas (GIS). Durante la operación normal de estas subestaciones se ha observado la presencia de fenómenos transitorios de corta duración y con frentes de onda bastante rápidos. Los transitorios de sobrevoltaje ultrarrápidos y de las corrientes transitorias ultrarrápidas asociadas (VFTCs). [6]

Dependiendo de la forma de onda de los transitorios de sobrevoltaje y sus VFTCs asociadas generados durante las operaciones de switcheo en una GIS, debido a esto se inducen voltajes en los cables y circuitos de control debido a los campos electromagnéticos transitorios generados. Estas corrientes transitorias y estos campos se pueden acoplar hacia los circuitos secundarios del GIS. La magnitud pico de los transitorios de corriente podría estar cerca de algunos kiloamperes dependiendo de la localización del interruptor operado, el diseño de la subestación y el punto de observación. [6]

La protección de los circuitos de control contra transitorios inducidos es un aspecto importante para la operación segura de un GIS. El conocimiento de las características de los VFTC es requerido para proteger el equipo secundario sensible usado en modernas GIS. [6]

Otro aspecto importante para la operación segura de un GIS en SF₆, es conocer la forma en que interactúan los VFTCs con los armónicos de la red de distribución, y que efectos o problemas podrían ocasionar en el GIS en SF₆.

1.3. HIPÓTESIS.

Existe interacción entre los transitorios de ultrarrápidos de sobre-corriente generados por maniobra en una subestación GIS y los armónicos provenientes del sistema de distribución.

1.4. OBJETIVO GENERAL.

Con el desarrollo de la investigación se pretende construir un modelo con las características de transitorios ultrarrápidos de sobre-corriente en subestaciones aisladas en gas SF₆ a 245 kV producidos por las operaciones de cierre de interruptores. Se pretende analizar el comportamiento de estas corrientes transitorias y su interacción con los armónicos provenientes de la red de distribución y determinar sus efectos.

1.3.1 Objetivos Específicos.

- Simular una subestación aislada en gas SF₆ a 245 kV incluyendo todos los componentes de la subestación; utilizando impedancias para la representación de dicho GIS.

- Realizar una simulación de transitorios ultrarrápidos de sobre-corriente generados por operaciones de cierre de interruptores en el modelo del GIS en SF₆ a 245 kV.

- Realizar un análisis gráfico de los resultados obtenidos en las simulaciones y determinar su amplitud y atenuación con respecto al tiempo en diferentes componentes del GIS.

- Realizar la simulación de un GIS en SF₆ incluyendo armónicos provenientes del sistema de distribución.

- Analizar cómo interactúan los transitorios electromagnéticos en el GIS con el contenido armónico proveniente del sistema de distribución.

1.5. JUSTIFICACIÓN.

Las sobre-tensiones transitorias muy rápidas y por consiguiente las corrientes transitorias muy rápidas constituyen un severo problema (pérdidas de aislamiento, sobre-corriente, resonancia) para las subestaciones aisladas en gas. Estos efectos pueden conducir a la reducción de la vida útil de dispositivos y equipos, y eventualmente a producir la falla de los mismos.

Los costos económicos para el sector eléctrico y el país debido a falla y/o operación inadecuada de las subestaciones son bastante considerables, tanto por las posibles reparaciones como por sustitución. Dadas las magnitudes de potencia manejadas el impacto de un incidente puede ser considerable tanto por el número de usuarios como por las dimensiones de la zona geográfica que es abastecida por dicha subestación.

El contar con un modelo donde se simulen VFTCs es de mucha utilidad para realizar investigaciones posteriores y adecuadas a las situaciones actuales de un GIS en nuestro país. Además, el que este modelo cuente con la información de interacción de VFTCs con armónicos, es un aspecto importante para el buen funcionamiento del GIS.

1.6. VENTAJAS Y LIMITACIONES.

Ventajas:

1. Se contará con una investigación que sirva de referencia y como punto de partida para futuras investigaciones en esta área.
2. Esta investigación puede ser útil para la ingeniería eléctrica en las áreas de Comisión Federal de Electricidad, principalmente en la Gerencia de subestaciones GIS.
3. Al tener la investigación se pueden adecuar los parámetros del sistema para obtener otras simulaciones a otros niveles de tensión.

Limitaciones:

1. Solo se realizaran simulaciones en ATP- EMTP, ya que es un software especialmente diseñado para el análisis de transitorios electromagnéticos.
2. No se pueden probar físicamente los resultados de la investigación debido a los riesgos, costos, daños del efecto resonante en la subestación.
3. La simulación del GIS solo se realizará a un nivel de tensión de 245 kV, debido a que es el único reportado en la literatura, y se tomará como punto de partida.

Capítulo

2

Fenómenos Transitorios En GIS En SF₆.

En este capítulo se dan a conocer los fenómenos transitorios que aparecen en el uso normal de una subestación aislada en gas. Estos fenómenos transitorios son por ejemplo; transitorios ultra-rápidos de sobre voltaje, transitorios ultra-rápidos de corriente, TEV entre otros.

Este capítulo también incluye una breve explicación sobre el mecanismo de generación de un VFT.

2.1. FENÓMENOS TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS EN GIS. [5]

Las subestaciones aisladas en gas (GIS) han incrementado su rango de aplicación durante las pasadas décadas debido a sus notables avances con respecto a sus contrapartes convencionales. Estos avances las hacen más compactas, libres de la influencia del medio ambiente, alta confiabilidad y mínimo mantenimiento, excelente protección contra sobrevoltaje por descargas atmosféricas y flexibilidad para cambios de arreglo en caso de futuras expansiones. El desarrollo de la tecnología del GIS ha sido competitivo y, en muchos casos, preferible en comparación técnica-económica con subestaciones del tipo abiertas o intemperie. En la figura 2.1 se aprecia el aspecto típico de un GIS



Figura 2.1 *Aspecto típico de una subestación aislada en gas (GIS)*

A pesar de estas ventajas, el GIS tiene un único problema, el cual es la susceptibilidad del sistema de aislamiento bajo transitorios muy rápidos (VFT) causados por la operación de seccionadores.

Durante operaciones de apertura y cierre, ocurren repetitivas rupturas de campo eléctrico en forma de pre o recierres en los contactos. El rápido colapso de voltaje da como resultado la generación de ondas viajeras transitorias del orden de nanosegundos las cuales se propagan a través del GIS y a los aparatos conectados externamente. La amplitud de las

ondas depende de la diferencia de potencial entre los contactos previo a la ruptura, y de la impedancia característica de los buses.

Las altas frecuencias generadas se propagan con muy poca atenuación. Los sobrevoltajes ocurren como resultado de la reflexión y refracción de cada discontinuidad en la impedancia del GIS

Los transitorios de sobre-voltaje se caracterizan por muy cortos tiempos de risis (0.8-20 ns), de corta duración (unos cuantos microsegundos), alta razón de cambio de voltaje (tan alta como varios MV/μs) magnitudes relativamente bajas (1.5-2.5 pu) y una alta ocurrencia de frecuencia (de algunas decenas a cientos de transitorios individuales de amplitud variante en cada operación). Los sobrevoltajes dependen del tiempo y de su localización, así como de la configuración operacional del GIS.

El tiempo de cresta del colapso de voltaje ocurrido durante un cierre por arco depende del esfuerzo del campo en las terminales, y es entonces una función del factor de utilización del campo h , del medio de aislamiento dado por el rompimiento del esfuerzo del campo $(E/P)_0$ y la presión del gas p , este tiempo puede ser obtenido de la siguiente ecuación:

$$t_r = 13.3 \frac{k_t}{\left(\frac{E}{P}\right)_0 * p * h} \quad (2.1)$$

Donde la constante de Toepler en terminales es de $K_t=50\text{kV/ns cm}$.

Debido al alto esfuerzo dieléctrico en SF₆ de $(E/P)_0= 860 \text{ kV/cm}$. y la presión del gas del GIS de hasta 0.5MPa, pueden ser estimados los tiempos de cresta de nanosegundos. Mediciones en seccionadores en GIS a 420 kV muestran tiempos de cresta de entre 2ns y 20 ns dependiendo de la distancia entre las terminales del interruptor y de la presión del gas.

2.2. TIPOS DE TRANSITORIOS. [5]

Actualmente se tienen identificados los transitorios de sobre-voltaje generados en el GIS los cuales se clasifican dentro de las tres categorías:

2.2.1 Clasificación de voltajes transitorios.

- a) todos los transitorios con frecuencias por debajo de algunos cientos de kHz, son originados por oscilaciones de todos los componentes del sistema del GIS y aparatos adyacentes conectados a él (transformadores). Su amplitud es generalmente algo limitada y usualmente no determina el diseño del aislamiento.
- b) Los transitorios ultra-rápidos, con frecuencias de oscilación de hasta 50 MHz, normalmente debido a las sobretensiones desarrolladas dentro del GIS, están superpuestos a todos los transitorios y constituyen el más importante componente de la sobretensión y juega un papel fundamental en el diseño del aislamiento.
- c) Otras oscilaciones con frecuencias de hasta 200MHz, causadas por reflexiones entre componentes internos adjuntos del GIS están superpuestos al transitorio ultra-rápido, pero su amplitud es comparativamente baja.

Hay que considerar además que todos los sobre-voltajes antes mencionados están superpuestos a voltajes de AC o DC.

2.2.2. Tipos de oscilaciones de voltajes transitorios ultrarrápidos

Los transitorios ultra-rápidos de voltaje (VFT's) exhiben dos categorías de oscilaciones:

1. Las oscilaciones de alta frecuencia que se encuentran asociadas a la longitud del bus del GIS en la vecindad del seccionador.
2. Las oscilaciones de baja frecuencia las cuales están frecuentemente asociadas con grandes capacitancias agrupadas en la red, tales como los transformadores de voltaje altamente capacitivos (CTV's). Las oscilaciones de baja frecuencia son usualmente responsables de altos valores de VFT's.

Características de sobre-voltaje:

- Voltaje continuo: considerando que tiene un valor rms. Continuo, constantemente aplicado a cualquier par de las terminales de una configuración aislada.
- Sobrevoltaje temporal: la frecuencia del sobrevoltaje de duración relativamente grande.
- Show-front overvoltage: transitorio de sobre-voltaje, usualmente unidireccional, con tiempo pico(TP) entre 20 micro segundos $< T_p < 5000$ micro segundos y con duración de $T_2 < 20$ ms
- Fast-front overvoltage: transitorio de sobre-voltaje, usualmente un tiempo unidireccional entre 0.1micro segundos a 20 micro segundos, y una duración de 300 ms

- Very Fast-front overvoltage: Transitorio de sobre-voltaje, usualmente unidireccional con un tiempo pico de 0.1ms, una duración total de <3ms y con oscilaciones de frecuencia de 30 kHz <f<100MHz

Tabla 2.1 Origen de transitorios y sus rangos de frecuencias asociados.

Origen	Rango de frecuencia
Energización de transformador, ferroresonancia	(DC) 0.1Hz-1kHz
Reinyección de carga	0.1Hz-3kHz
Liberación de falla	50Hz-3kHz
Iniciación de falla	(DC) 50Hz-20kHz
Recuperación de transitorio de voltaje	
Terminación de falla	50Hz-20kHz
Falla de línea corta	50Hz-100kHz
Múltiple restricción de interruptor	10kHz-1MHz
Fuentes de luz	
Fallas en subestaciones	10 kHz-1 Mhz
Operación de switcheo y falla en una GIS	100 kHz – 50 MHz

2.2.3. Tipos comunes de fenómenos transitorios.

Algunos de los tipos más comunes de fenómenos transitorios en sistemas eléctricos de potencia incluye:

- Descargas atmosféricas en o cerca de las líneas de transmisión
- Energización de líneas de transmisión (operaciones de cierre y recierre)

- Swicheo de capacitores
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas (swicheo de reactores y transformadores sin carga)
- Energización de transformadores en líneas conectadas en extremos de líneas de transmisión (sobrevoltajes temporales causados por una combinación de la corriente de inrush y las ondas viajeras en la línea)
- Resonancia lineal a frecuencia fundamental o armónica
- Swicheo de capacitor serie y resonancia subsíncrona
- Rechazo de carga
- Voltaje de recuperación transitoria en circuitos interruptores
- Transitorios muy rápidos en ductos de bus aislados en gas causados por operaciones de desconexión.

2.3. MECANISMO DE GENERACIÓN DEL VFT (VERY FAST TRANSIENT).[5]

La generación del VFT puede ilustrarse considerando el circuito mostrado en la figura 2.2, donde un interruptor es utilizado para energizar una parte de un bus el cual tiene la carga de voltaje atrapado (V_{TC}) debido a una operación previa de switcheo.

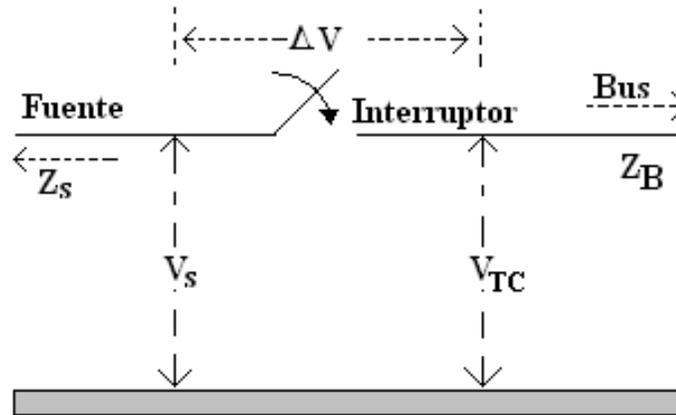


Figura 2.2 Generación de VFT

Cuando el interruptor se cierra, existe un punto donde el voltaje a través del interruptor, ΔV , excede el esfuerzo dieléctrico en ese espacio (debido al alto campo eléctrico y a una relativamente baja impedancia característica del dispositivo de distribución) y se colapsa en un tiempo de 3 a 5 nanosegundos y en ese instante ocurre un arco eléctrico entre los contactos del interruptor. El arqueo a través de los contactos dura de 10 μs a 100 μs y se presenta como una oscilación de energía dentro del dispositivo.

Este voltaje de rompimiento depende del diseño del interruptor, la distancia instantánea entre las terminales y la presión del gas SF₆. El primer pre-cierre usualmente ocurre cuando el voltaje del sistema V_s , tiene un valor máximo, este arco produce un voltaje V_B , el cual viaja fuera de la sección del bus y otro sobre voltaje, V_{SO} , el cual retoma de la fuente de la red. Si Z_s y Z_B son las impedancias propias de la fuente del lado del interruptor y de la sección del bus respectivamente, entonces:

$$V_B = \frac{Z_B}{Z_B + Z_S} (V_S - V_{TC}) \quad (2.2)$$

$$V_{SO} = \frac{Z_S}{Z_B + Z_S} (V_S - V_{TC}) \quad (2.3)$$

Si la impedancia propia de la sección del bus y la de la fuente son iguales, los sobrevoltajes son iguales en magnitud con polaridad opuesta. El voltaje total en un punto es igual a la suma del voltaje transitorio y el voltaje existente en ese punto antes del sobrevoltaje. Entonces el sobre-voltaje en el lado del bus del interruptor es igual a $V_{TC} + V_B$ el voltaje en el lado de la fuente del interruptor es igual a $V_{SO} + V_S$.

La pendiente y amplitud de esos sobre-voltajes transitorios dependen del diseño del GIS y de la configuración de todo el sistema. El tiempo de estos transitorios depende de la presión del gas y puede ser estimado dentro de un rango de 15ns para una presión de 0.1 Mpa hasta 3ns para una presión de 0.5Mpa.

2.4. VOLTAJE TRANSITORIO DE ENCAPSULADO (TEV). [16]

El voltaje transitorio del encapsulado se define como la diferencia de potencial transitoria existente entre el encapsulado del GIS con respecto a un plano de tierra, originado por el rompimiento dieléctrico del SF₆ en el interruptor o seccionador. El TEV aparece generalmente en la transmisión del GIS y las líneas aéreas. La localización usual para esos voltajes es la parte donde el GIS se conecta mediante el bushing de aire a gas al resto de la red eléctrica el acoplamiento del transitorio se efectúa a través de la capacitancia de medición del bushing

La generación del fenómeno TEV puede presentarse con oscilaciones de baja y de alta frecuencia. Usualmente las oscilaciones de alta frecuencia son más comunes.

En la figura 2.3 se indica el camino de frente de onda originado por un rompimiento dieléctrico y su acoplamiento con el encapsulado de aluminio, lo cual genera frentes de onda muy escarpados.

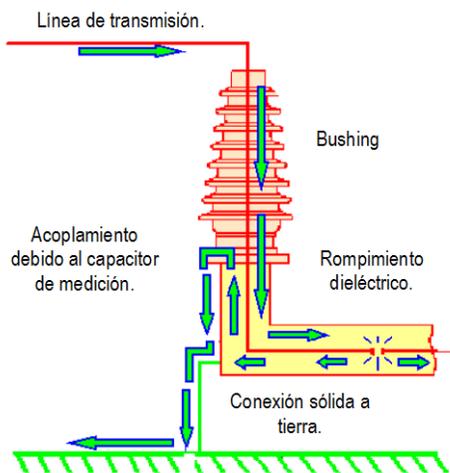


Figura 2.3 Mecanismo de generación del TEV de alta frecuencia

Los TEV's pueden también aparecer en otros puntos del encapsulado tales como los espaciadores encapsulados para TC's y en partes de inspección visual. Los métodos de mitigación van desde el aterrizamiento usando bajas impedancias características de corta

longitud como de la instalación de apartarrayos a través de cualquier espacio aislado, lo cual ha sido insuficiente.

Adicionalmente el cambio de transición del transitorio interno a externo da como resultado la radiación de campos eléctricos. Estos campos pueden tener intensidades de 10kV/m con frecuencias en el rango de 10-20 MHz sus efectos pueden ser minimizados por la protección propia y la instalación de equipo de protección contra sobretensiones.

Para entender la dinámica del transitorio de encapsulado, primero observe la figura 2.4(a). en ella se muestran los elementos que intervienen en la propagación del fenómeno transitorio debido a un rompimiento dieléctrico ocurrido en terminales de un interruptor o seccionador. Posteriormente en la figura 2.4(b) se muestra el circuito equivalente incluyendo los acoplamientos así como las capacitancias e inductancias propias y mutuas. Finalmente en la figura 2.4 (c) muestra un equivalente simplificado de las impedancias modales existentes en cada uno de los puntos señalados y que intervienen en la generación del TEV.

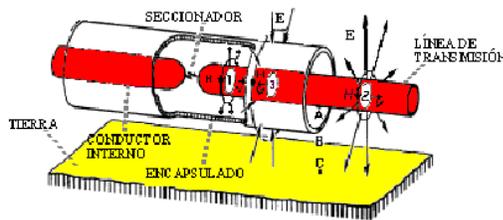


Figura 2.4(a) Propagación de la onda viajera originada en el seccionador debido a una operación de maniobra

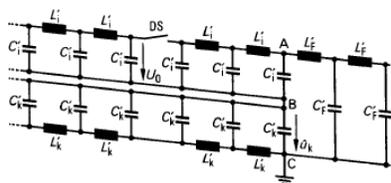


Figura 2.4(b) Circuito equivalente del GIS con respecto al encapsulado y aun plano de tierra por medio de elementos discretos.

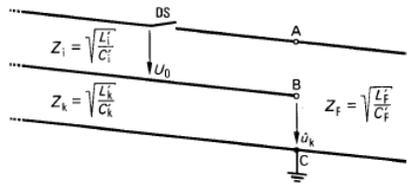


Figura 2.4(c) impedancias asociadas a cada uno de los elementos. Basada en líneas de longitud infinita.

En base a lo anterior, se establece la siguiente ecuación general para el cálculo del TEV, V_{SH} :

$$V_{SH} = 2 \frac{Z_k}{Z_k + Z_f + Z_i} V_B \quad (2.4)$$

Donde:

Z_f : es la impedancia característica de la línea de transmisión (Típicamente 200-500 ohms)

Z_i : es la impedancia característica del conductor revestido (BUS) del GIS (Aproximadamente 60 ohms)

Z_k : es la impedancia característica del encapsulado del GIS a tierra.

Z_k : ha sido estimada en 60 ohms si el efecto de los buses adyacentes se considera y 140 ohms si el bus es considerado en su forma sencilla.

V_B : es el voltaje característico de la onda viajera que llega al bushing del GIS Así, V_{SH} puede estar en el rango de 0.1 a 0.3 pu.

2.5. VOLTAJE TRANSITORIO PROVOCADO POR MANIOBRA DE SECCIONADORES. [5]

La función principal de un seccionador es separar galvánicamente las partes individuales de instalaciones de alta tensión, esto como medida de seguridad. Además los interruptores realizan ciertas operaciones de acoplamiento, como transferencia de carga de un juego de barras colectoras a otro, o apertura-cierre en vacío de elementos individuales (partes de juego de barras colectoras, interruptores automáticos, etc.). cuando las instalaciones de SF₆ se utilizaron por primera vez para niveles de tensión más elevados de hasta 500kV, las maniobras de acoplamiento mencionadas dieron lugar a perturbaciones a consecuencia de fenómenos transitorios muy rápidos llamados VFT.

La apertura o cierre de partes de la instalación en tensión pero sin carga, provoca que en el seccionador circulen corrientes capacitivas (normalmente de algunos mA hasta varios centenares de mA). Durante el cierre o apertura, entre los contactos del seccionador, aparecen tensiones que producen descargas por chispas. En algunos nanosegundos, como resultado de una primera descarga, se produce un puente conductor entre los contactos que se mantiene durante unos 100 microsegundos y que, durante corto tiempo enlaza el lado de carga flotante del seccionador con el lado de fuente.

A ello sigue una compensación de potencial acompañada de tensiones transitorias de muy alta frecuencia en los componentes próximos de partes aisladas de SF₆ y conduce a los VFT mencionados.

La forma de onda y las características de los VFT dependen de las condiciones locales del acoplamiento, de la geometría de aislamiento de SF₆ y de la diferencia de tensión entre los contactos inmediatamente después de la descarga por chispas, pero también la velocidad de contactos y de las características del seccionador.

Los VFT tienen principalmente dos consecuencias:

- El aumento de la tensión del puente de descarga entre los contactos con respecto a la envoltura.
- Producción de toda una serie de ondas progresivas en la instalación de SF₆.

Primero, aumenta brevemente la tensión de descarga entre los contactos, con lo que se presenta un peligro con descargas disruptivas hacia la envoltura, dado que el canal de descargas se ramifica cada vez más por la formación progresiva de caminos o rutas conductoras, hacia el encapsulado puesto a tierra.

2.6. TRANSITORIOS ULTRARRÁPIDOS DE SOBRE CORRIENTE (VF_{TC}'s).

Los campos electromagnéticos transitorios alternadamente se escapan hacia fuera en el ambiente externo a través de discontinuidades, tales como el aislamiento entre el aire y el gas SF₆, entre gas y terminación de cable, rebordes aislados, etc. Y se acoplan a los circuitos de control o a los cables de datos presentes en el GIS. Este acoplamiento produce transitorios de corriente/voltaje en el protector de los cables de control. Dependiendo de la transferencia de impedancia entre el protector y el conductor central del cable, el transitorio de voltaje aparece en las terminales del cable de control. La trenza de acoplamiento puede también tomar sitio entre la trenza del protector y el conductor central de los cables de control. Además irradiación en el acoplamiento de campos EM, conducido a mecanismos que también son responsables por el acoplamiento de transitorios de corriente ultrarrápidos para el alambrado de control. [6]

El transformador de corriente (TC) y el transformador de potencial (TP) obtienen conductivamente acoplamiento al bus de alto voltaje del GIS a través de descarriada capacitancia entre el primario y el secundario. Debido a este acoplamiento, una porción del transitorio de corriente del bus se acopla directamente al conductor central de los cables de control, el cual puede aparecer en las terminales del relevador o en los sistemas de adquisición de datos, etc. conectados a ellos. Todos estos modos de acoplamiento sumados con diferentes formas de onda, frecuencias contenidas, y el relativo cambio de fase resulta en una forma de onda diferente este debido a cualquiera de los acoplamientos mecánicos actuados solos. [2]

La protección de los circuitos de control contra transitorios inducidos es un aspecto importante para la operación segura de una GIS. El mal funcionamiento del equipo primario o secundario ha sido reportado por muchos autores durante las operaciones de switcheo en una GIS [3][4]. Desde que los transitorios de voltaje en circuitos de control dependen de la naturaleza de los campos EM irradiados, esto llega a ser necesario para estimar la magnitud y la forma de onda de VF_{TC} junto con su espectro de frecuencia. Además el conocimiento de las características de los VF_{TC} es requerido en el estudio

teórico de acoplamiento de campos EM así como proteger el equipo secundario sensible usado en modernas GIS.[6]

Los parámetros que caracterizan los VF_{TC} de mayor importancia para la protección de controles de GIS son los siguientes [6]:

- 1.- amplitud de VF_{TC}.
- 2.- atenuación de la amplitud de VF_{TC} con distancia y tiempo.
- 3.- componentes de frecuencia dominante de los VF_{TC}.
- 4.- variación en la frecuencia de VF_{TC} con respecto al tiempo

2.7. ARMÓNICOS.

Las armónicas son corrientes y/o voltajes presentes en un sistema eléctrico, con una frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental. Así, en sistemas con frecuencia de 60 Hz y cargas monofásicas, las armónicas características son la tercera (180 Hz), quinta (300 Hz), y séptima (420 Hz) por ejemplo. Con el creciente aumento en el uso de cargas no lineales (procedentes de la electrónica de potencia), se han empezado a tener algunos problemas en las instalaciones eléctricas debido a los efectos de las componentes armónicas de corrientes y voltajes en el sistema eléctrico, que no se contemplaban anteriormente. Entre estos están el sobrecalentamiento de cables, transformadores y motores, corrientes excesivas en el neutro, fenómenos de resonancia entre los elementos del circuito (si se cuentan con bancos de capacitores para corrección del factor de potencia) y en general la calidad en el suministro de energía eléctrica se ha ido deteriorando por la distorsión presente en los voltajes y corrientes. [11]

Esta situación puede llegar a causar un funcionamiento incorrecto de muchos equipos (especialmente los menos robustos) que han sido diseñados para operar bajo condiciones normales (poca distorsión armónica). Además, se presenta un incremento en los costos de operación como resultado de algunos factores ligados a la generación de armónicas.

En un sistema de potencia eléctrica, los aparatos y equipos que se conectan a él, tanto por la propia empresa como por los clientes, están diseñados para operar a 50 ó 60 ciclos, con una tensión y corriente sinusoidal. Por diferentes razones, se puede presentar un flujo eléctrico a otras frecuencias de 50 ó 60 ciclos sobre algunas partes del sistema de potencia o dentro de la instalación de un usuario. La forma de onda existente está compuesta por un número de ondas sinusoidales de diferentes frecuencias, incluyendo una referida a la frecuencia fundamental.

En la figura 2.5 se observa la descomposición de una onda distorsionada formada de una onda sinusoidal a la frecuencia fundamental (60 Hz) más una onda de frecuencia distinta. El término componente armónico o simplemente armónico, se refiere a cualquiera de las componentes sinusoidales mencionadas previamente, la cual es múltiplo de la fundamental. La amplitud de los armónicos es generalmente expresada en por ciento de la fundamental.



Figura 2.5 Descomposición de una onda distorsionada.

Los armónicos se definen habitualmente con los dos datos más importantes que les caracterizan, que son:

- Su amplitud: hace referencia al valor de la tensión o intensidad del armónico.
- Su orden: hace referencia al valor de su frecuencia referido a la fundamental (60 Hz). Así, un armónico de orden 3 tiene una frecuencia 3 veces superior a la fundamental, es decir $3 * 60 \text{ Hz} = 180\text{Hz}$.

2.7.1. Trayectoria De Los Armónicos [11]

Toda corriente eléctrica fluye por donde se le presenta menor resistencia a su paso. Por esta razón las corrientes armónicas siguen trayectorias distintas, pues se tiene que las impedancias de los sistemas varían según la frecuencia. Donde se tiene que la reactancia

inductiva se incrementa con la frecuencia y la resistencia se incrementa en menor medida, mientras que la reactancia capacitiva disminuye con la frecuencia. Así las armónicas fluyen hacia donde se le presenta menos resistencia a su paso, esto se muestra en la figura 2.6

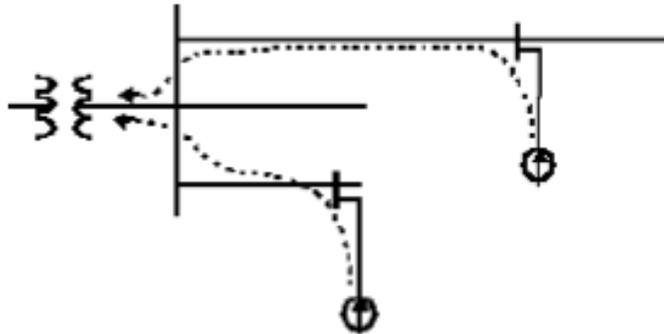


Figura 2.6 A) Trayectoria de las armónicas en un sistema inductivo.

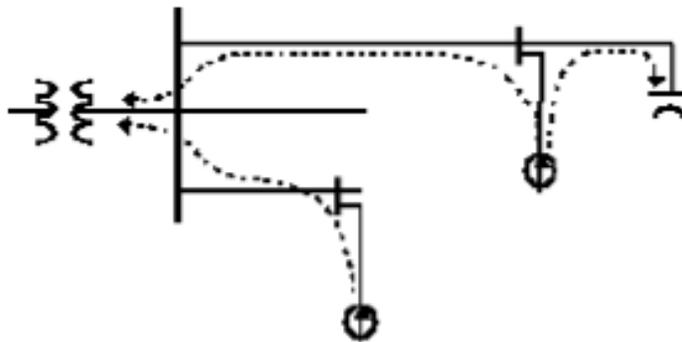


Figura 2.6 B) Efecto de los capacitores en las trayectorias de las armónicas

En cambio si al sistema de la figura 2.6-A se le incluye un banco de capacitores como se muestra en la figura 2.6-B da lugar a unas trayectorias distintas para las armónicas.

La trayectoria que siguen las armónicas también depende del tipo de sistemas, ya sean monofásicos o trifásicos, así como las conexiones de los transformadores que se encuentra a su paso. Las armónicas que se presentan en sistemas balanceados tienen una relación directa con las componentes de secuencias positiva, negativa y cero.

2.7.2. Fuentes de Armónicas

En general, cualquier tipo de carga no lineal conectada al sistema eléctrico causará distorsión armónica. A continuación se muestra una lista de ejemplos comunes de fuentes de armónicas en sistemas de potencia [11]:

- a. Saturación de transformadores
- b. Corrientes de energización de transformadores
- c. Fuerzas magnetomotrices en máquinas rotatorias de corriente alterna
- d. Hornos de arco eléctrico
- e. Lámparas fluorescentes
- f. Fuentes reguladas por conmutación
- g. Cargadores de baterías
- h. Compensadores estáticos de VAR's
- i. Variadores de frecuencia para motores ("drives"), inversores
- j. Convertidores de estado sólido

Es importante señalar que las armónicas son una situación de estado estable, por lo que no se deben confundir con fenómenos transitorios. Aun y cuando las corrientes de energización en los transformadores son transitorios en sistemas eléctricos, también se pueden citar dentro de fuentes que producen armónicas si operan en sistemas que presentan una resonancia aguda en alguna de las frecuencias de esta corriente (en su mayoría la 2da, 3ra, 4ta y 5ta armónicas). Esto causaría una distorsión en voltaje que a su vez afectará a la corriente de energización del transformador, por ende excitando aún más la frecuencia de resonancia del sistema e incrementando la distorsión en voltaje hasta niveles que pueden degradar o dañar equipo en forma instantánea o eventual.

2.7.3 EFECTO DE LAS ARMONICAS [11]

Los efectos producidos por las armónicas en los componentes de los sistemas eléctricos han sido analizados tanto para circuitos particulares como para toda una red interconectada, no obstante en algunos casos es muy difícil cuantificarlos en forma específica puesto que dependen de muchos factores.

2.7.3.1 Efecto en cables y conductores

Al circular corriente directa a través de un conductor se produce calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto Joule, I^2R , donde R es la resistencia a corriente directa del cable y la corriente está dada por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable (manteniendo su valor rms igual al valor de corriente directa) disminuye el área efectiva por donde ésta circula, puesto que la densidad de corriente crece en la periferia exterior (Figura 2.7), lo cual se refleja como un aumento en la resistencia efectiva del conductor.



Figura 2.7. Densidades de corriente en un mismo conductor, (a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia.

Por lo tanto, la resistencia a corriente alterna de un conductor es mayor que su valor a corriente directa y aumenta con la frecuencia, por ende también aumentan las pérdidas por calentamiento. A frecuencia de 60 Hz, este efecto se puede despreciar, no por que no exista, sino porque este factor se considera en la manufactura de los conductores. Sin embargo con corrientes distorsionadas, las pérdidas por efecto Joule son mayores por la frecuencia de las componentes armónicas de la corriente.

La Tabla 2.2 muestra la razón entre la resistencia de alterna y la de directa producida por el efecto piel en conductores redondos, a frecuencias de 60 y 300 Hz.

Tabla 2.2. Ejemplo de efecto piel en conductores

Tamaño del conductor	Resistencia AC/Resistencia DC	
	60 HZ	300 HZ
300 MCM	1.01	1.21
450 MCM	1.02	1.35
600 MCM	1.03	1.5
750 MCM	1.04	1.6

2.7.3.2 Efecto en transformadores.

La mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental (50 ó 60 Hz), lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil. Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas I^2R , pérdidas por corrientes de Eddy y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores, u otras partes de hierro. De manera individual, el efecto de las armónicas en estas pérdidas se explica a continuación:

Pérdidas sin carga o de núcleo: producidas por el voltaje de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada senoidal independientemente de la corriente de carga, por lo que no se considera que aumentan para corrientes de carga no senoidales. Aunque la corriente de magnetización consiste de armónicas, éstas son muy pequeñas comparadas con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.

Pérdidas I²R: si la corriente de carga contiene componentes armónicas, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.

Pérdidas por corrientes de eddy: estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no senoidal (y por lo tanto también en su temperatura). Estas pérdidas se pueden expresar como:

$$P_e = P_{e,R} \sum_{h=1}^{h-hmax} \left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2 \quad 2.5$$

Donde:

h = armónica

I_h = corriente de la armónica h, en amperes

I_R = corriente nominal, en amperes

P_{e, R} = pérdidas de eddy a corriente y frecuencia nominal

Pérdidas adicionales: estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador, y dependiendo del tipo de transformador contribuirán o no en la temperatura más caliente del devanado. Se considera que varían con el cuadrado de la corriente y la frecuencia, como se muestra en la ecuación.

$$P_{AD} = P_{AD,R} \sum_{h=1}^{h=hmax} \left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 h \quad 2.6$$

Donde:

P_{AD, R} = pérdidas adicionales a corriente y frecuencia nominal

Aunado a estas pérdidas, algunas cargas no lineales presentan una componente de corriente directa en la corriente de carga. Si este es el caso, esta componente aumentará las

pérdidas de núcleo ligeramente, pero incrementarán substancialmente la corriente de magnetización y el nivel de sonido audible, por lo que este tipo de cargas se debe evitar.

En el caso de transformadores conectados en delta - estrella (comúnmente de distribución) que suministran cargas no lineales monofásicas como pueden ser fuentes reguladas por conmutación, las armónicas “triples” (múltiplos de 3) circularán por las fases y el neutro del lado de la estrella, pero no aparecerán en el lado de la delta (caso balanceado), ya que se quedan atrapadas en ésta produciendo sobrecalentamiento de los devanados. Se debe tener especial cuidado al determinar la capacidad de corriente de estos transformadores bajo condiciones de carga no lineal, puesto que es posible que los volt-amperes medidos en el lado primario sean menores que en el secundario.

Con el constante aumento de cargas no lineales, se han llevado a cabo estudios para disminuir la capacidad nominal de los transformadores ya instalados que suministran energía a este tipo de carga. Además, en el caso de transformadores que operarán bajo condiciones de carga no lineal, es conveniente en lugar de sobredimensionar el transformador, utilizar un transformador con un factor K mayor a 1.

Estos transformadores son aprobados por UL (Underwriter’s Laboratory) para su operación bajo condiciones de carga no senoidal, puesto que operan con menores pérdidas a las frecuencias armónicas. Entre las modificaciones con respecto a los transformadores normales están:

- a. El tamaño del conductor primario se incrementa para soportar las corrientes armónicas “triples” circulantes. Por la misma razón se dobla el conductor neutro.
- b. Se diseña el núcleo magnético con una menor densidad de flujo normal, utilizando acero de mayor grado
- c. Utilizando conductores secundarios aislados de menor calibre, devanados en paralelo y transpuestos para reducir el calentamiento por el efecto piel.

El factor K se puede encontrar mediante un análisis armónico de la corriente de la carga o del contenido armónico estimado de la misma. La ecuación que lo define es:

$$Factor\ K = \sum_{h=1}^{h-hmax} [I_{h(pu)}]^2 h^2 \quad 2.7$$

Donde:

h = armónica

I_{h(pu)} = corriente armónica en p.u. tomando como base la corriente Irms

Con el valor del factor K de la corriente de la carga, se puede escoger el transformador adecuado. La Tabla 2.3 muestra los valores comerciales de transformadores con factor K.

Tabla 2.3. Transformadores con factor K disponibles comercialmente.

K- 4
K- 9
K- 13
K- 20
K- 30
K- 40

2.7.3.3 Efecto en interruptores (circuit breakers).

Los fusibles e interruptores termomagnéticos operan por el calentamiento producido por el valor rms de la corriente, por lo que protegen de manera efectiva a los conductores de fase y al equipo contra sobrecargas por corrientes armónicas. Por otro lado, la capacidad interruptiva no se ve afectada por las componentes armónicas en los sistemas eléctricos puesto que durante condiciones de falla, las fuentes que contribuyen a la misma son de frecuencia fundamental.

2.7.3.4 Efecto en las barras de neutros.

Dado que este es el primer punto de unión de los neutros de las cargas monofásicas, en el caso balanceado, las corrientes (fundamental y armónica) de secuencia positiva y negativa se cancelan aquí. Estas barras pueden llegar a sobrecargarse por el efecto de cancelación de las componentes armónicas de secuencia positiva y negativa entre los conductores neutros que sirven diferentes cargas.

En el caso de corrientes armónicas de secuencia cero (armónicas “triples”), estas no se cancelarán en el neutro aun con condiciones balanceadas, por lo que estas barras se pueden sobrecargar por el flujo de estas corrientes. En la realidad, las barras de neutros transportan corrientes de secuencia positiva y negativa producidas por el desbalance de cargas más las armónicas “triples” de secuencia cero generadas por éstas. Por esta razón las barras que están dimensionadas para soportar la misma corriente de fase pueden sobrecargarse fácilmente en presencia de cargas no lineales.

En el caso de que se estén alimentando cargas no lineales, es recomendable que las barras de neutros tengan una capacidad de corriente igual al doble de las fases.

2.7.3.5 Efecto en otros equipos.

Equipos electrónicos sensitivos son susceptibles a operación incorrecta a causa de las armónicas [13, 14]. En algunos casos estos equipos dependen de la determinación precisa del cruce por cero del voltaje u otros aspectos de la forma de onda del mismo, por lo que condiciones de distorsión pueden afectar su operación adecuada.

En lo que respecta a equipo de medición e instrumentación estos son afectados por las componentes armónicas, principalmente si se tienen condiciones de resonancia que causen altos voltajes armónicos en los circuitos. Para el caso de medidores se pueden tener errores positivos o negativos, dependiendo del tipo de medidor y de las armónicas involucradas.

Elementos de una subestación aislada en gas. GIS

Este capítulo contiene información acerca de subestaciones aisladas en gas SF₆. Se define lo que es una subestación eléctrica, se muestra la diferencia entre una subestación aislada en gas (GIS) y una subestación aislada en aire (AIS).

Se muestra una breve reseña histórica sobre el uso de subestaciones GIS, se dan a conocer los elementos que conforman una subestación aislada en gas y se describe cada uno de ellos, así como la función que desempeñan. Se da información básica del gas hexafluoruro de azufre (SF₆).

3.1 ¿QUE ES UNA SUBESTACION AISLADA EN GAS? [17]

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes -maniobra, medición, barras, etc.-de alta tensión. Cuando se trata de alta tensión su denominación común es **GIS (Gas-Insulated Switchgear)**. En media tensión se denominan **MV-GIS (Medium Voltage-Gas-Insulated Switchgear)**.

Por sus propiedades óptimas, el gas utilizado es el hexafluoruro de azufre (SF_6). En la sección 3.3 EL GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE se indican las características principales de este gas no tóxico, muy estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro a condiciones normales de presión y temperatura (1.013 hPa y 20°C).



Figura 3.1. *Aspecto físico de una subestación aislada en gas GIS*

Existen diferencias fundamentales con las Subestaciones clásicas aisladas en aire (**AIS: Air-Insulated Switchgear**). La más importante a favor de las GIS es que en éstas las dimensiones son muy reducidas. El volumen ocupado por una GIS está entre el 3% al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Del mismo modo, el área ocupada por una GIS está entre el 3% al 12% de la que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

Por otra parte, el precio muy elevado de los terrenos, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una AIS, prácticamente desaconseja el uso de éstas. En cambio, las dimensiones (área y volumen) reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales.

La reducción de la superficie que se logra con las GIS se hace más evidente para tensiones mayores y puede alcanzar hasta 30 veces menos que una AIS para el caso de Subestaciones de 800 kV.

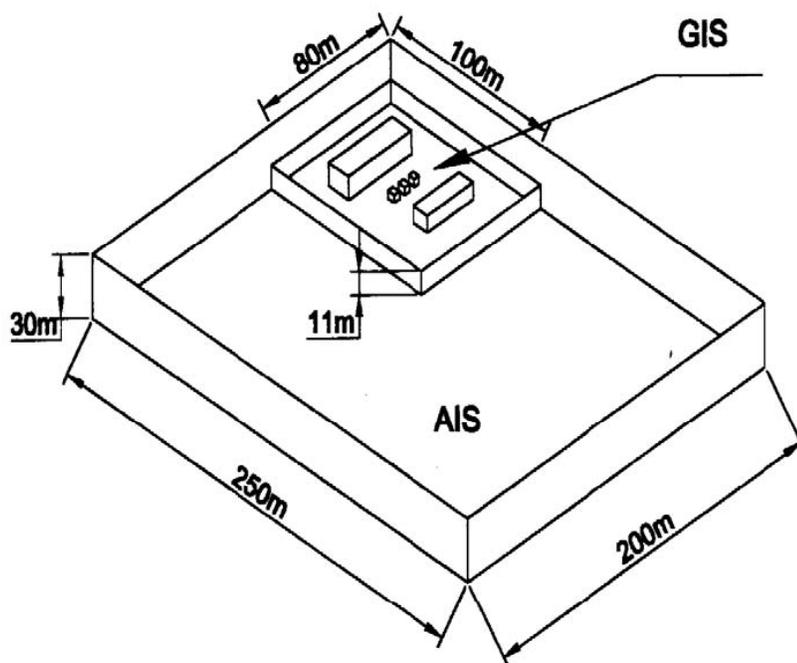


Figura 3.2. Ejemplo: Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV. El volumen ocupado por la GIS es el 5.8 % del que ocupa la AIS. Puede afirmarse que: “Si el problema es el espacio, la solución siempre es GIS”

Pero no sólo en la reducción del espacio presenta ventajas la instalación de una GIS en lugar de una AIS. Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS:

-Rápido montaje. Las GIS -hasta tensiones nominales de 300 kV- se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos (celdas) completos. Luego, se montan en obra como se lo hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).

-Mantenimiento reducido. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS.

-Costos. En las oficinas de planeamiento y proyecto de sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, nunca se deja de hacer la misma e "histórica" pregunta: ¿qué cuesta más, instalar una AIS o una GIS?. Quizás, si las GIS continúan evolucionando como lo han hecho hasta ahora, en un futuro próximo esta pregunta no se hará más.

Para la comparación económica entre Subestaciones GIS y AIS, hoy deben considerarse dos casos particulares:

-Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, lo que ocurre generalmente en sitios lejos de las grandes ciudades, las AIS son más económicas que las GIS.

-Si se dispone de terrenos de superficies pequeñas y de alto costo, lo que ocurre generalmente en las grandes ciudades, las GIS son más económicas que las AIS.

En el resto de las situaciones intermedias el costo de comparación GIS versus AIS debe hacerse caso por caso, de la misma forma que se hace para cualquier comparación económica de instalaciones industriales.

Para ambas soluciones -GIS / AIS- deben considerarse, además del costo propio de los equipos principales, los costos del terreno, del montaje, de las obras civiles asociadas, de la Ingeniería, de las inspecciones en fábrica y en obra y del mantenimiento, entre otros de menor cuantía.

El cuidado del medio ambiente reviste a veces una importancia tal que una instalación no está afectada por comparaciones de costos. En estos casos, las GIS son la solución más económica, ya que conceptualmente sus diseños se adaptan a esas circunstancias. Lo mismo ocurre en instalaciones con ambientes caracterizados por la alta contaminación. En estos casos, y pensando en AIS de tipo interior, la comparación con las GIS siempre favorecerá a estas últimas. También el ruido producido por los interruptores utilizados en las GIS es de un nivel muy bajo, lo que es muy apreciado cuando se trata de subestaciones urbanas. Cabe destacar también que desde el punto de vista del impacto visual las GIS presentan una menor contaminación.

El costo de las GIS se ha ido reduciendo con los años y para finales del siglo XX decreció a un nivel cercano al de las AIS, considerando equipos solamente. Si a esto se le agregan a las GIS las otras ventajas mencionadas, puede asegurarse que su uso se extenderá cada vez más.

3.1.1 Evolución histórica del GIS. [17]

Entre 1960 y 1970, aparecen las primeras GIS de alta tensión. En 1966 se instala en Plessis-Gassot, Francia, un prototipo experimental de 245 kV. La evolución de las GIS reconoce diferentes períodos caracterizados por:

1ero.-El auge de la técnica empleada para el corte del arco en los interruptores de alta tensión que utilizan el gas SF₆.

2do.-El intenso desarrollo informático alcanzado para los medios de cálculo y la utilización de modelos de diseño y por la técnica de corte basada en la expansión térmica y ayuda a la apertura. Se consiguen así comandos reducidos que utilizan la energía de resortes, de forma similar a los comandos de los interruptores de media tensión.

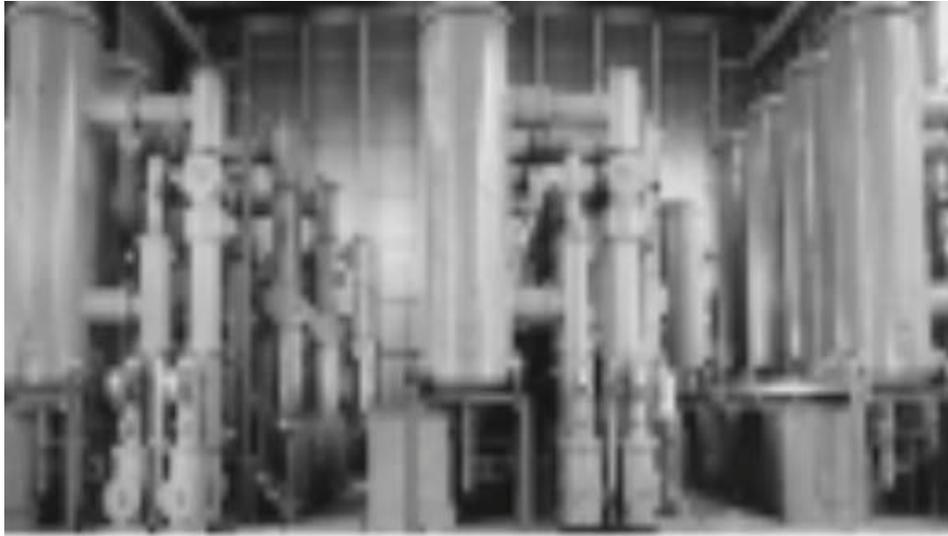


Figura 3.3 *Subestación GIS de 245 kV. fecha de instalación: 1966.*

En efecto, el conocimiento de los fenómenos involucrados en el corte que ocurre en las cámaras de los interruptores de SF₆ han llevado a conseguir dimensiones dieléctricas más pequeñas, a la par de alcanzar un aumento de la confiabilidad de estos equipos.

Aparecen nuevos programas informáticos que superan a los que se utilizaban para el cálculo del campo eléctrico; a saber: de simulación del funcionamiento dinámico del corte, de simulación de redes para el estudio del arco asociado con una red, etc.

Así, se llega a las GIS modernas, de muy reducidas dimensiones, de alta confiabilidad, con materiales de alto rendimiento y durabilidad y de muy bajo mantenimiento.

Los costos cada vez más reducidos de las GIS y su adaptabilidad a las Normas de cuidado del medio ambiente, hacen pronosticar que su uso se intensificará cada vez más en los próximos años.

3.2 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN GIS.[17]

Las Subestaciones GIS tienen sus partes bajo tensión aisladas en gas hexafluoruro de azufre (SF_6), en lugar de aislamiento en aire como en las Subestaciones AIS. Cada equipo de alta tensión, incluyendo las barras principales o colectoras, está encapsulado independientemente en un compartimiento metálico provisto de un ambiente de gas SF_6 a presión mayor que la atmosférica. Se forman así módulos individuales por equipo, que luego se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí para formar distintas configuraciones.

Los módulos individuales corresponden a:

- Módulo de juego de barras principales o colectoras.
- Módulo de interruptor.
- Módulo de seccionador de barras.
- Módulo de seccionador de línea.
- Módulo de seccionador de puesta a tierra.
- Módulo de seccionador de aislamiento.
- Módulo de transformador de corriente.
- Módulo de transformador de tensión.
- Módulo de transformador de tensión de barras.
- Módulo de descargador de sobretensiones.
- Módulo de prolongación (recto, ángulo).
- Módulo de empalme con cable subterráneo.
- Módulo de empalme con línea aérea.
- Módulo de empalme con máquinas (transformador/autotransformador de potencia, reactor, etc.).

Los distintos módulos de equipos y juegos de barras principales o colectoras se conectan entre sí utilizando bridas selladas y atornilladas.

Entre módulos se utilizan aisladores cónicos de resina que a la vez que soportan las barras conductoras, ofrecen una barrera estanca al gas SF₆. Se evita así la contaminación del gas en toda la Subestación en los casos de apertura de interruptores sobre fallas, al tiempo que también evitan la propagación de una falla al resto de la Subestación.



Figura 3.4 *Aislador cónico de resina.*

Las envolventes metálicas pueden ser de aluminio -utilizado en la gran mayoría de los casos- o acero. El aluminio, además de disminuir el peso de toda la Subestación, ofrece una buena resistencia a la contaminación ambiental y a la descomposición del gas SF₆ por efecto del arco eléctrico. Estas envolventes de aluminio no necesitan, por esta causa, ninguna protección interior, lo que además evita el riesgo de crear partículas indeseables.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje se disponen entre los distintos módulos, en especial los correspondientes a prolongaciones, de juntas de dilatación del tipo fuelle que permiten dichas expansiones y evitan el escape del gas interno.

Los conductores internos de alta tensión de los distintos módulos se realizan con barras de sección circular de cobre o aluminio. Se conectan entre sí mediante contactos de presión que aseguran la continuidad eléctrica, al tiempo que absorben la expansión térmica y eventuales desalineamientos angulares, evitando así la transmisión de esfuerzos a los aisladores que las soportan.

Todas las envolventes de los distintos módulos se conectan a tierra en ambos extremos, debiendo asegurarse su continuidad a través de toda la Subestación. Al circular corriente por la barra conductora, se induce en la envolvente metálica una tensión de forma similar a lo que ocurre en un transformador de corriente. Al tener la envolvente puesta a tierra, circulará por ella una corriente similar en valor pero de sentido opuesto a la que circula por la barra conductora, considerándose así que las envolventes se encuentran a potencial de tierra.

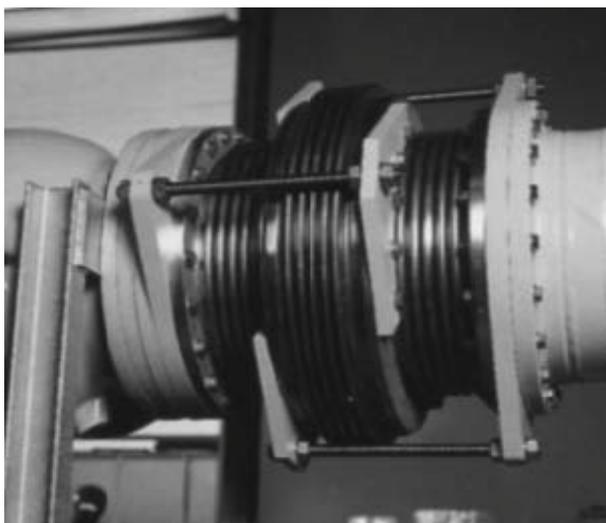


Figura 3.5. *Junta de expansión.*

3.2.1 Módulos de juego de barras (barras principales o colectoras)

Como se indicó, están formadas por una barra conductora de aluminio o cobre, de secciones circulares y soportadas por aisladores situados a lo largo de la envolvente metálica. El volumen entre la barra conductora y su envolvente permanece con gas SF₆ a presión mayor que la atmosférica (distintos valores según cada fabricante).

Hasta la tensión nominal de 145 kV existen envolventes tripolares (las tres fases dentro de un mismo encapsulado). A partir de esa tensión, son unipolares (fases separadas).

Las GIS unipolares o de fases separadas son más voluminosas que las tripolares o de fases juntas. También las tripolares tienen un mantenimiento más sencillo al facilitar la entrada del personal asignado a esas funciones, tienen menos partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, la posibilidad de fugas de gas es menor. Además, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan, ahorrando así pérdidas de energía.

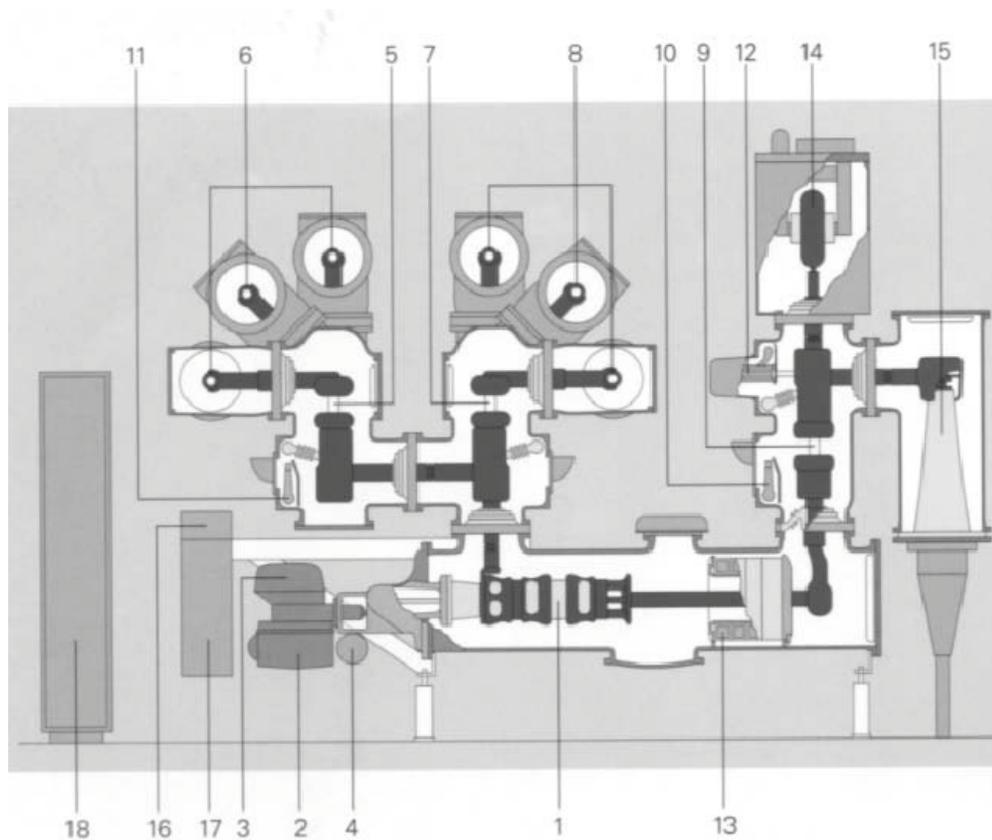


Figura 3.6. Muestra un Corte típico de un campo (celda) de un GIS de doble juego de barras, disposición monopolar y salida con cable subterráneo. (1) interruptor, (2) (3) (4) componentes del mando del interruptor, (5) seccionador de barras I, (6) barras principales I, (7) seccionador de barras II, (8) barras principales II, (9) seccionador de línea, (10) (11) (12) seccionador de puesta a tierra, (13) transformador de corriente, (14) transformador de tensión, (15) terminal del cable subterráneo, (16) unidad de control del gas, (17) unidad de control del interruptor, (18) tablero de comando y control local.

3.2.2 Módulos de interruptores

Los interruptores utilizados en las GIS modernas utilizan el mismo principio que los interruptores utilizados en las AIS: auto-compresión. Ante un cortocircuito, el gas SF₆ presente como elemento de corte, se recalienta como consecuencia del contacto con la energía desarrollada por el arco eléctrico. Aumenta así la presión en el interior del cilindro de contacto, sumándose a la presión de separación propia de su mecanismo de accionamiento. Esta razón hace que no haga falta que el sistema de accionamiento sea el único encargado de aportar la energía necesaria para generar una presión capaz de extinguir el arco eléctrico. De este modo, los accionamientos modernos son simples y basados en la acumulación de energía en resortes.

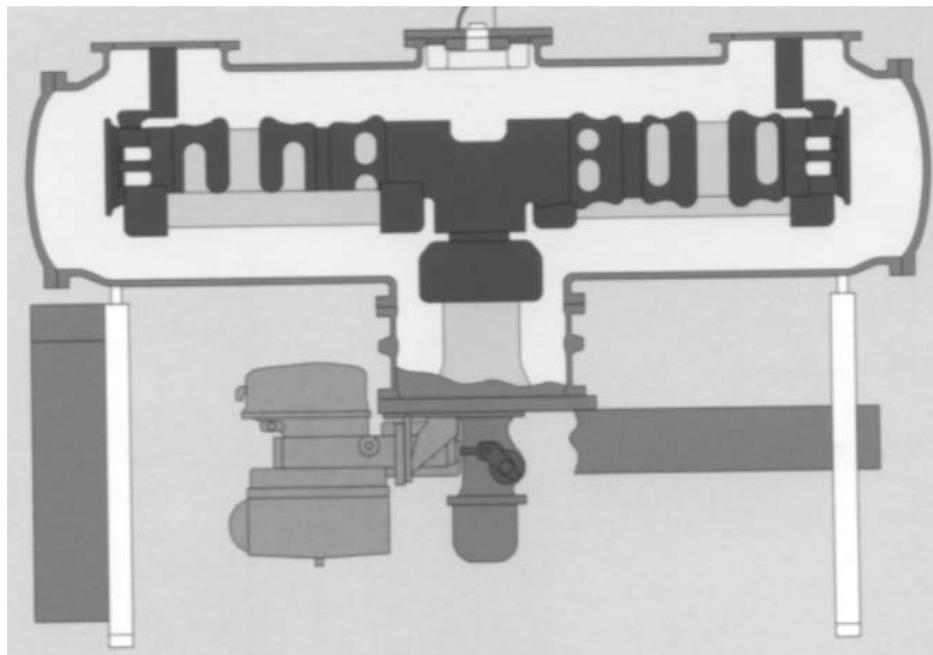


Figura 3.7. Módulo constructivo de interruptor con dos cámaras de corte.

Los interruptores modernos de alta tensión utilizan accionamientos de “carga de resortes” hasta 500 kV. En tensiones superiores se utilizan accionamientos electrohidráulicos, constructivamente muy compactos, y con un control simplificado de las válvulas.

Según el fabricante y la configuración adoptada, los interruptores se instalan en posición horizontal o vertical. En la posición horizontal, mediante el uso de un carrito apropiado y suministrado por el fabricante, puede extraerse para mantenimiento el contacto móvil con mayor facilidad.

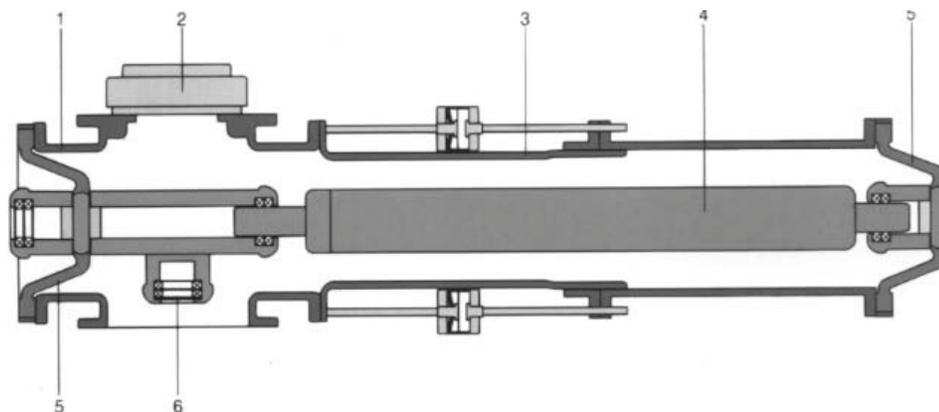


Figura 3.8. Módulo constructivo de barras principales. (1) envoltura, (2) descarga de sobrepresión, (3) compensador, (4) barra conductora, (5) aislador cónico, (6) contracontacto fijo.

3.2.3 Módulos de seccionadores

Los seccionadores adoptan diversas formas constructivas y algunos fabricantes combinan las funciones del seccionador con su cuchilla de tierra en un solo aparato de tres posiciones. Resulta así que el contacto móvil tiene tres posiciones: (a) se une al contacto fijo, (b) permite unir la barra conductora con el contracontacto de la cuchilla de tierra y (c) en una posición neutra donde no se cierran el seccionador y la cuchilla de tierra. Este diseño posibilita un enclavamiento recíproco de ambas funciones.

El contracontacto de la cuchilla de tierra se extrae aislado de la envoltura metálica para fines de medición. Los polos de un seccionador están acoplados mecánicamente y así son movidos simultáneamente mediante un accionamiento motorizado o en forma manual externa.

Los seccionadores de puesta a tierra soportan las corrientes de cortocircuito máximas de diseño del sistema.

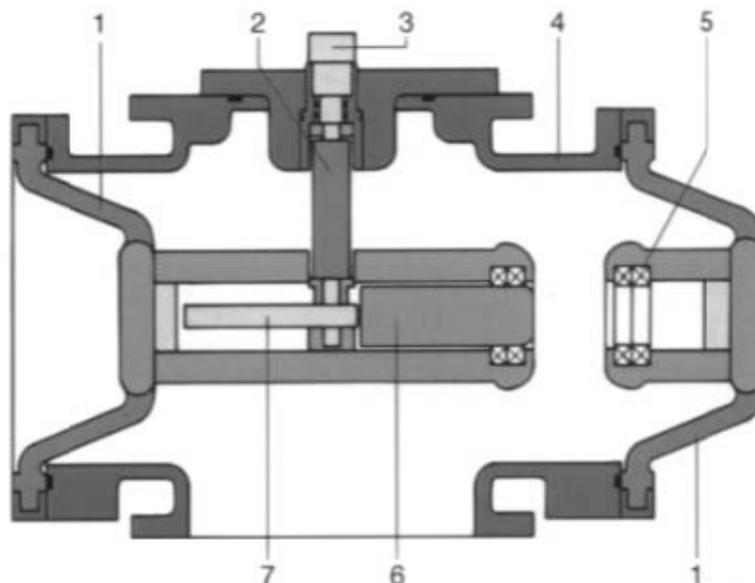


Figura 3.9. Módulo constructivo de seccionador. (1) aislador cónico de soporte, (2) eje aislante, (3) eje motor, (4) envoltura, (5) contracontacto fijo, (6) perno de contacto móvil, (7) varilla dentada interior.

3.2.4 Módulos de transformadores de medición

Los transformadores de corriente son de tipo inductivo y se pueden instalar en cualquier punto de la GIS, ya que su primario está constituido por la barra conductora de alta tensión.

Los transformadores de tensión pueden ser de tipo inductivo o capacitivo, siempre inmersos en una atmósfera de gas SF₆.

Los terminales secundarios de los transformadores de medición se extraen de la envoltura metálica a través de una placa de paso perfectamente estanca al gas, quedando eléctricamente accesibles en la caja de bornes, lugar desde donde, además, se pueden cambiar las relaciones de transformación en el caso de los transformadores de corriente.

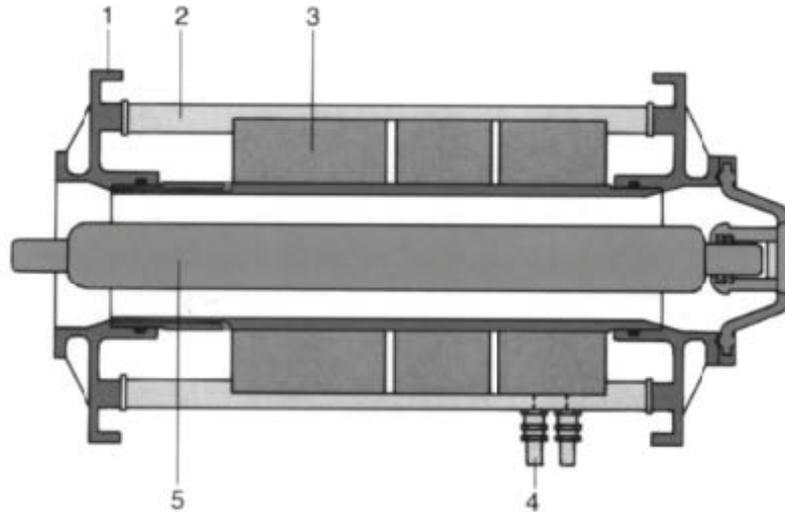


Figura 3.10. Módulo constructivo de transformador de corriente. (1) Envoltura, (2) barra de tracción, (3) núcleos, (4) paso de cables de BT, (5) barra conductora de AT.

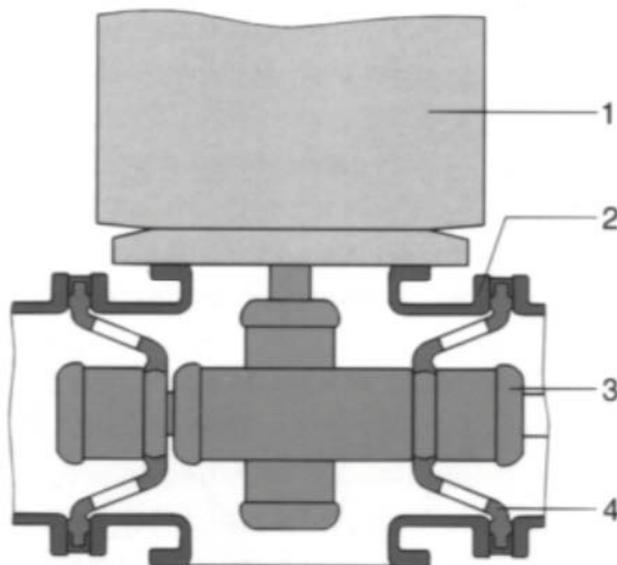


Figura 3.11. Módulo constructivo de transformador de tensión. (1) Transformador, (2) envoltura, (3) barra conductora de AT, (4) aislador cónico.

3.2.5 Módulos de descargadores de sobretensiones

Normalmente se instalan fuera del GIS en los puntos donde las líneas aéreas se conectan a la Subestación. No obstante, también pueden instalarse en módulos aislados en gas SF₆ que forman parte integrante de la Subestación GIS.

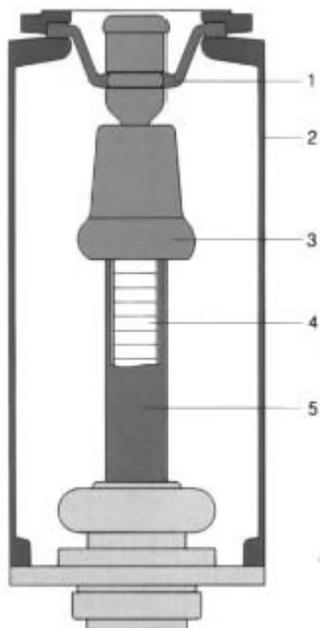


Figura 3.12. Módulo constructivo de descargador de sobretensiones. (1) aislador cónico, (2) envoltura, (3) electrodo de control de campo, (4) cuerpo activo, (5) tubo aislante.

Los descargadores de sobretensiones -de óxido de zinc- tienen en su envoltura metálica un registro que permite abrir la barra conductora interna para realizar ensayos de la Subestación. Por la parte inferior, además de la existencia de terminales para el monitoreo del gas, se instalan los dispositivos de control propios.

3.2.6 Módulos de empalme

Los módulos de empalme o conexión unen los campos (celdas) de las Subestaciones GIS con otros equipos externos: líneas aéreas, transformadores de potencia o reactores, cables subterráneos, etc.

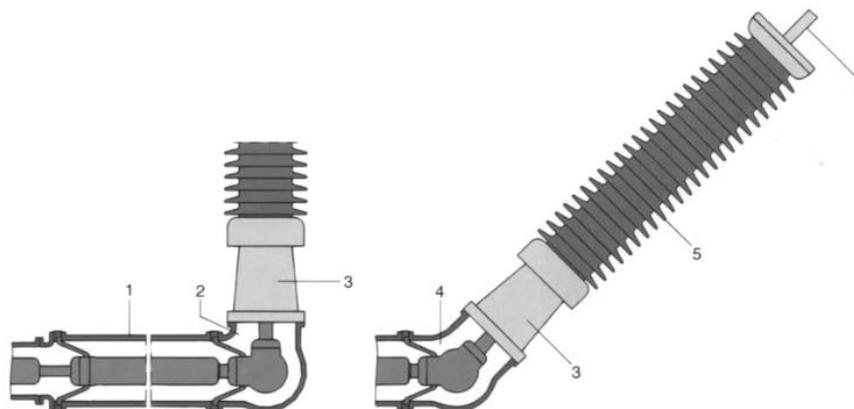


Figura 3.13. Módulos constructivos para montaje de aisladores pasantes gas / aire. (1) envoltorio, (2) módulo a 90°, (3) adaptador, (4) módulo a 45°, (5) aislador de porcelana, (6) borne para conexión aérea.

Asimismo, son el pasaje del aislamiento en gas SF 6 de las GIS a otro medio de aislamiento: aire (líneas aéreas), aceite (transformadores de potencia).

Permiten junto con los módulos de unión o prolongación rectos, en ángulo, en “T”, etc., la realización de diversas configuraciones, con una mayor versatilidad y facilidad que las utilizadas en las AIS.

Los módulos de empalme o conexión para líneas aéreas, que contemplan aisladores gas / aire, se diseñan en función de la coordinación de la aislación, las distancias eléctricas mínimas y el grado de contaminación existente en el lugar de implantación de la GIS.

Los módulos de empalme o conexión para cable permiten la conexión de las GIS con cables subterráneos de alta tensión de cualquier tipo y sección. También se pueden conectar varios cables en paralelo (2, 3, cables por fase) cuando se trata de intensidades nominales que superan las secciones comerciales de los cables y, por lo tanto, debe adoptarse el criterio de utilizar más de un cable por fase.

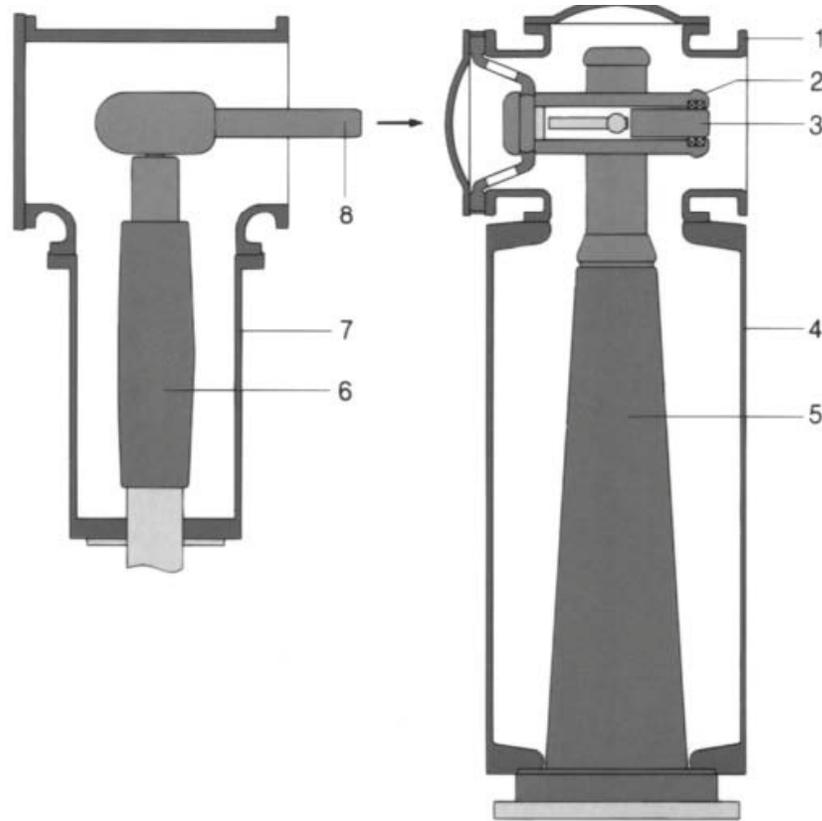


Figura 3.14. Módulo constructivo para conexión a cable subterráneo (derecha) con adaptador para prueba de cable (izquierda). (1) brida, (2) conductor interno, (3) perno móvil de seccionamiento, (4) envoltura del terminal de cable subterráneo, (5) terminal del cable, (6) cable de prueba, (7) envoltura del cable de prueba, (8) contacto de alimentación de la tensión de prueba.

Para el ensayo de rigidez dieléctrica de los cables se los aísla del módulo respectivo de empalme de la GIS mediante la separación mecánica del punto de contacto. Los módulos de empalme o conexión para transformadores (autotransformadores, reactores) de potencia son del tipo gas / aceite. El aislador pasa-tapas (bushing) del transformador de potencia tiene que ser estanco al aceite y al gas SF₆ comprimido.

Los movimientos provocados por los cambios de temperatura y por los asentamientos diferenciales de las fundaciones del GIS y del transformador de potencia se neutralizan por medio de juntas de compensación.

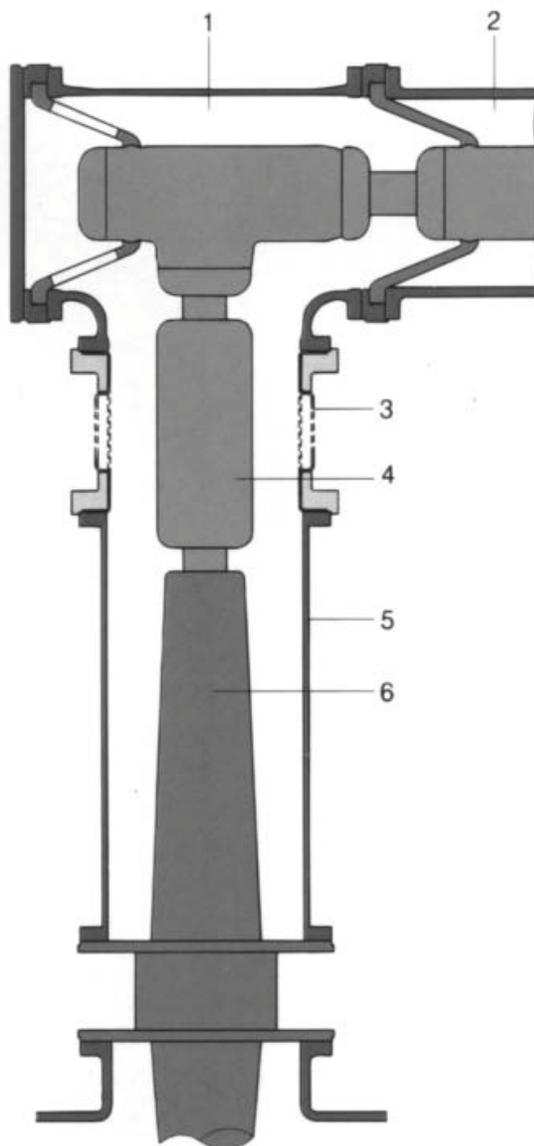


Figura 3.15. Módulo constructivo de conexión a transformador / autotransformador / reactor con aislador gas / aceite. (1) módulo de conexión, (2) módulo de prolongación, (3) fuelle compensador, (4) barra conductora de conexión, (5) envoltura, (6) aislador pasante gas / aceite.

Mediante la utilización de diversos tipos de módulos de prolongación rectos y en ángulos, más los módulos de empalme o conexión correspondientes, se logra la adaptación más económica de las conexiones de las GIS con diversos equipos de alta tensión.

Hasta tensiones nominales de 145 kV, los módulos de transición monopolar / tripolar permiten interconectar módulos y componentes de esas características entre sí. Generalmente se utilizan para el módulo de empalme o conexión de salida tripolar con módulos terminales monopolares de líneas aéreas y transformadores trifásicos de potencia.

3.2.7. Tableros de control y comando, protecciones y mediciones

Normalmente, los tableros de baja tensión de comando y control, protecciones y mediciones, se disponen en el frente de cada campo (celda) adosado al mismo o, pasillo por medio, enfrentados, pero siempre en forma individual por campo (celda). También las protecciones y mediciones, juntas o por separado, pueden disponerse en tableros específicos ubicados en otras salas tal como se lo hace en las Subestaciones AIS. Asimismo, el control y comando de toda la Subestación GIS se los puede centralizar en una sala de control general.

Cualquiera sea el criterio que se utilice para la ubicación de estos tableros de comando y control, protecciones y mediciones, deberá preverse que en los sistemas de alta tensión es de uso corriente que toda la Subestación pueda controlarse en forma remota.

De este modo, generalmente se establecen tres niveles de comando y control:

- a) Local, desde cada campo (celda), bien sea el tablero respectivo adosado a éste o enfrentado pasillo por medio.
- b) Remoto desde la sala de control general ubicada en el mismo edificio.
- c) Remoto desde un centro de despacho de cargas regional y/o nacional.

Los instrumentos medidores de la presión de los diferentes módulos que se describen más adelante, pueden ubicarse localmente en los mismos tableros individuales de comando y control, protecciones y mediciones.

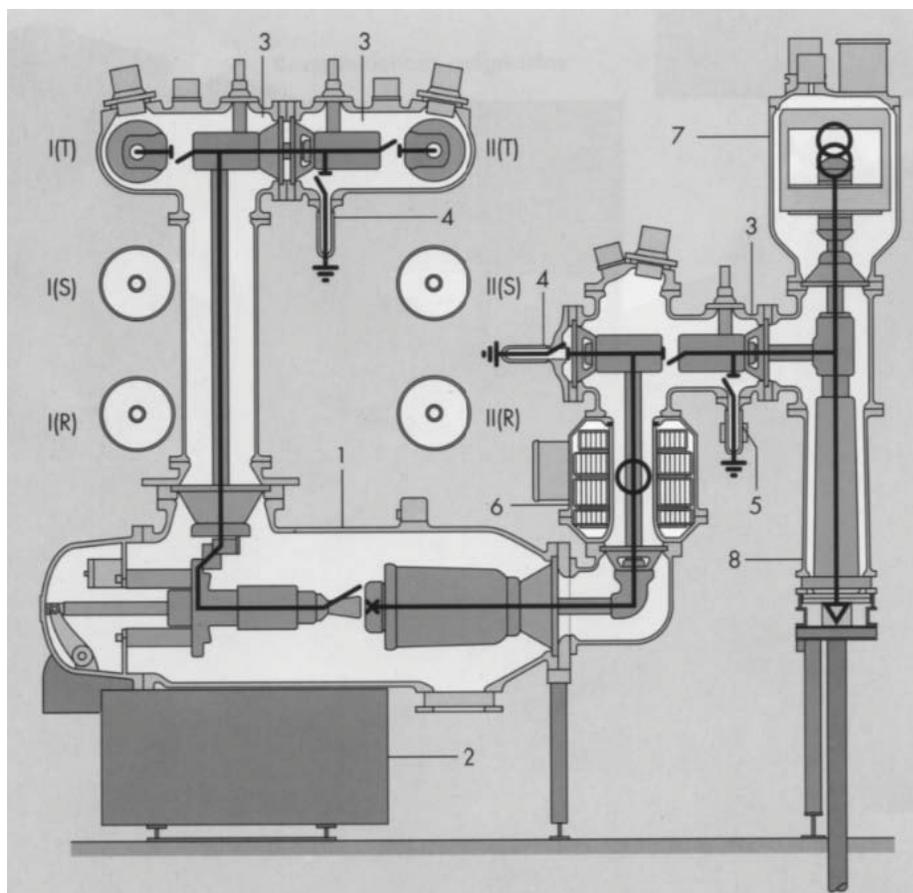


Figura 3.16. Corte típico de un campo (celda) de un GIS de doble juego de barras, disposición monopolar y salida con cable subterráneo. (1) Módulo de interruptor, (2) mando de resortes, (3) módulo de seccionador, (4) (5) módulo de seccionador de puesta a tierra, (6) módulo de transformador de corriente, (7) módulo de transformador de tensión, (8) módulo de conexión a cable subterráneo.

3.3 EL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE.[17]

No se pretende incluir los detalles de las propiedades físico-químicas del gas hexafluoruro de azufre en su totalidad, pues se considera a ellas fuera del alcance de esta investigación. No obstante, se indican algunas de sus características principales:

La fórmula química del gas hexafluoruro de azufre es: SF_6 .

Tabla 3.1. Peso molecular y composición química.

Peso molecular	146,06
Contenido de azufre	21,95%
Contenido de flúor	78,05%

Tabla 3.2. Solubilidad

En agua (25°C, 1 atm)	0,001 ml/ml
En aceite dieléctrico	0,297 ml/ml

Tabla 3.3. Constantes críticas

Temperatura crítica	45,64 °C
Presión crítica	38,6990 bar
Densidad crítica	0,725 g/cm ³
Volumen crítico molar	201 ml

En el año 1900 se logra por primera vez la síntesis del SF_6 , por la acción directa del flúor gaseoso sobre el azufre.

En la misma época, se comprueba la excelente estabilidad química del SF₆ sometido a un arco eléctrico. Este acontecimiento permite prever el éxito posterior que tendría como aislante eléctrico.

El gas SF₆ reúne las siguientes características:

-Inodoro. (1)

-Incoloro. (1)

-No tóxico.

-Muy estable.

-No inflamable.

(1) En condiciones normales de presión y temperatura (presión absoluta: 1.013 hPa, temperatura: 20°C).

Además de su utilización en los equipos eléctricos, el gas SF₆ tiene amplia difusión en otras áreas como aislamiento fónico, gas trazador en minas, etc.

La rigidez dieléctrica del SF₆, es muy superior a la del aire (más del doble) y sometido a presiones de 2 a 4 bares es cinco veces superior. Esta característica es la que lo destaca como medio dieléctrico.

El gas SF₆ tiene un comportamiento excelente como gas de corte de arcos eléctricos, permitiendo un rápido restablecimiento de la tensión. Esto lo logra especialmente debido a que su disociación es reversible y, además, a que posee una gran estabilidad térmica.

El SF₆ contiene impurezas que generalmente no tienen influencia sobre sus propiedades, siempre que se encuentren dentro de los valores de la tabla 3.4: No está comprobado que el SF₆ sea cancerígeno. En cambio, sí contribuye al efecto invernadero. Por esta razón, se debe evitar la posibilidad de que entre en contacto con la atmósfera.

Tabla 3.4. Impurezas del gas SF₆

Impurezas	Concentración Máxima (Masa)
Tetracloruro de carbono (CF 4)	0,05%
Oxígeno+Nitrógeno, aire	0,05%
Agua	15 ppm
Acidez (HF)	0,3 ppm
Fluoruros hidrolizables (HF)	1 ppm
Aceite mineral	10 ppm

Normalmente el gas SF₆ se suministra en garrafas o cilindros, líquido y a la temperatura ambiente. La presión de prueba de los cilindros es de 70 bar.

Densidad/Presión

La densidad de los gases está directamente relacionada con la presión de ellos.

En efecto, partiendo de la Ley de Boyle

$$PV = \text{constante} \{ \text{Temperatura constante; masa constante} \}$$

P: Presión

V: Volumen

Considerando la “constante universal de los gases perfectos” R y la temperatura centígrada absoluta T, se tiene:

$$PV = nRT \tag{3.1}$$

Ecuación denominada “Ecuación de estado de los gases perfectos”, Donde n es el número de moles e igual a la masa m del gas dividida por su masa molecular M .

$$n = m / M \quad (3.2)$$

Por lo tanto

$$PV = m \frac{R}{M} T \quad (3.3)$$

Por definición, la densidad de un gas, ρ , es $\rho = m / V$. Resulta entonces:

$$P = \rho \frac{R}{M} T \quad (3.4)$$

O bien

$$\rho = \frac{PM}{RT} \quad (3.5)$$

Se observa que la densidad de un gas depende de su presión P , además de su temperatura T y su masa molecular M .

Es importante señalar que la masa molecular permanece constante mientras que la presión varía según las oscilaciones de temperatura. Por esta razón, para detectar las pérdidas de SF_6 se utiliza un densímetro y no un presostato.

Simulación de VFTC's en un GIS en SF₆ a 245 kV.

Este capítulo muestra el modelo de una subestación aislada en gas, modelado en el software ATP-DRAW. Este modelo es utilizado para la simulación de transitorios ultrarápidos de sobre-corriente (VFTC's). Se realiza la simulación de tres operaciones de cierre de interruptores, y se muestra el VFTC que genera y se observa la amplitud y componentes en frecuencia de estos en diferentes puntos del GIS

4.1 DATOS DEL GIS EN SF₆ A 245 KV

Para realizar la simulación de VFTC's en un GIS se utilizará el diagrama unifilar que se muestra en la figura 4.1. Esta muestra el diagrama en línea de una fase de un GIS a 245 kV utilizado para el estudio de VFTC [6].

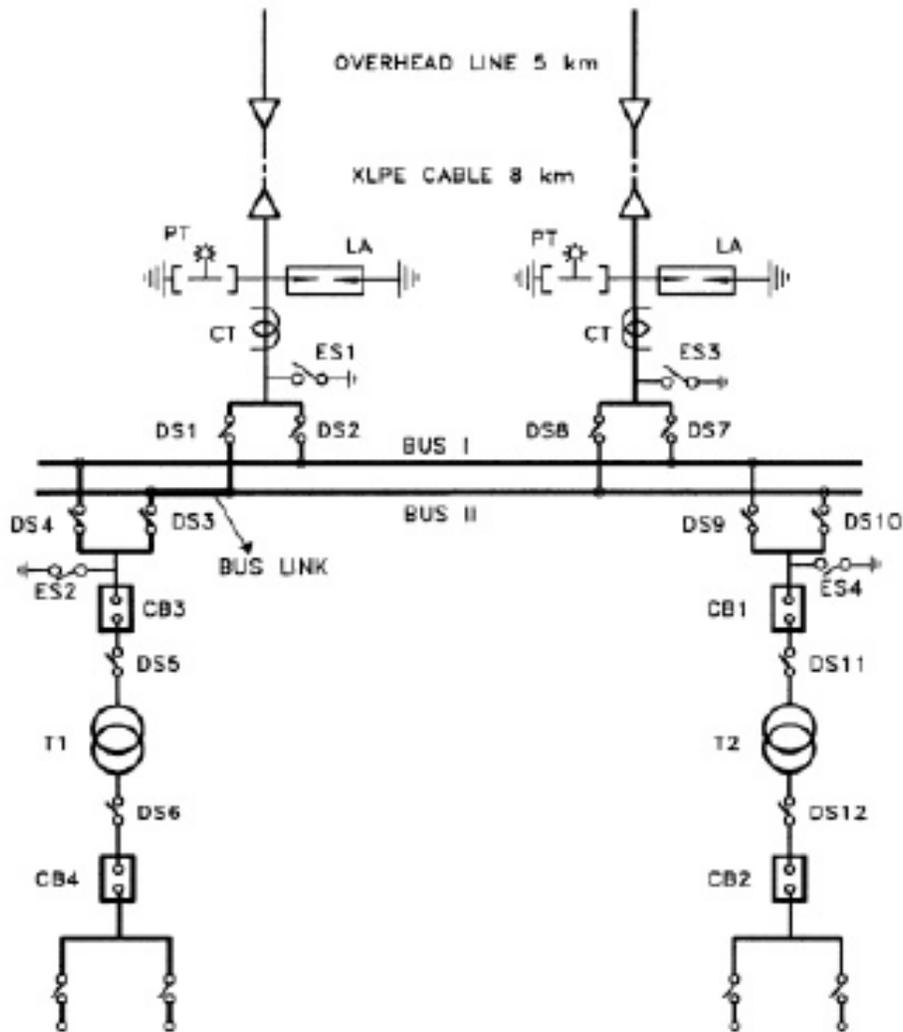


Figura 4.1. Diagrama unifilar de un GIS en SF₆ a 245kV.

La línea de entrada del GIS está compuesta por una línea de transmisión aérea de 5 km de longitud, un cable XLPE de 8km de longitud, un transformador de potencial (PT), un apartarrayo (LA), un interruptor a tierra (ES), un seccionador (DS) etc.

Tabla 4.1.- Representación eléctrica equivalente de los componentes de un GIS [6.]

COMPONENTE	REPRESENTACIÓN ELÉCTRICA EQUIVALENTE
Espaciador	Capacitancia de 15pF hacia a tierra
Terminaciones abiertas	Capacitancia de 15pF hacia a tierra
(ES) Cuchilla a tierra	Capacitancia de 45pF hacia a tierra
(CT) Transformador de De corriente	Línea de transmisión con impedancia de 70 Ω y una Capacitancia de 50pF hacia tierra
(PT) Transformador de potencial	Capacitancia de 100pF hacia tierra
(LA) Apartarrayos	Capacitancia de 200pF hacia tierra
(DS) Seccionador	Línea de transmisión con impedancia de 70 Ω y una capacitancia de 30pF hacia tierra en cada terminación de contacto. En condición abierta, una capacitancia de 30pF entre contactos
(CB) Interruptor	Línea de transmisión con impedancia de 46 Ω y una capacitancia de 30pF hacia tierra en cada terminación de contacto. En condición abierta, una capacitancia de 50pF entre contactos
Bushing	Línea de transmisión con impedancia de 250 Ω. Con capacitancia de 30pF hacia tierra en cada terminal del bushing
Cable XLPE	Línea de transmisión con impedancia de 30 Ω y con velocidad de propagación de 150m/μs. La terminación del es simulada con una capacitancia de 400pF hacia tierra
(T1) transformador	Capacitancia de 2nF hacia tierra

4.2 OPERACIONES SIMULADAS DE CIERRE DE INTERRUPTORES.

Para la simulación de transitorios de sobre-corriente ultra-rápidos se definieron las siguientes operaciones de cierre de interruptores. Estas operaciones de cierre de interruptores fueron simuladas con un tiempo de 1500ns

SW1 Operación de cierre del seccionador DS1 cuando DS3 y CB3 están abiertos.

SW2 Operación de cierre del seccionador DS3 cuando el circuito interruptor CB3
Está abierto.

SW3 Operación de cierre de CB3 cuando el seccionador DS6 está abierto

La localización del cable XLPE y el Transformador de potencia (T1) se suponen como el lado de fuente y el lado de carga respectivamente.

4.2.1 operación de cierre SW1.

Como se indicó, anteriormente se realiza el cierre del seccionador DS1 cuando DS3 y CB3 están abiertos, para realizar esta operación se utiliza la siguiente red eléctrica equivalente.

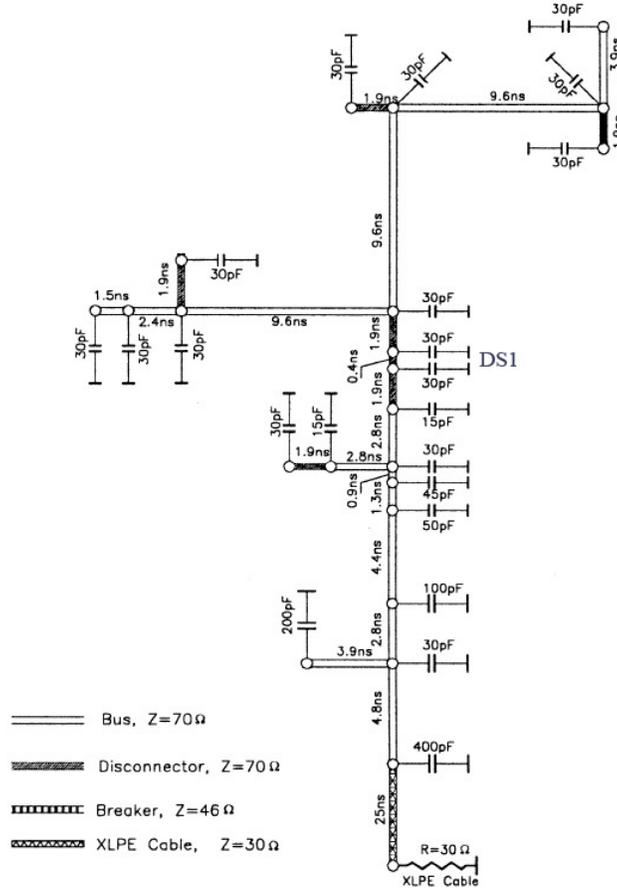


Figura 4.2. Red eléctrica equivalente de un GIS en SF₆ a 245 kV. Para SWI

La figura 4.2 muestra una red eléctrica equivalente del GIS para la operación de cierre de DS1, los componentes del GIS que influyen en esta operación de cierre son representados por elementos eléctricos equivalentes a cada componente del GIS.

4.2.1.1 Simulación de SW1 sin incluir modelo de arco eléctrico.

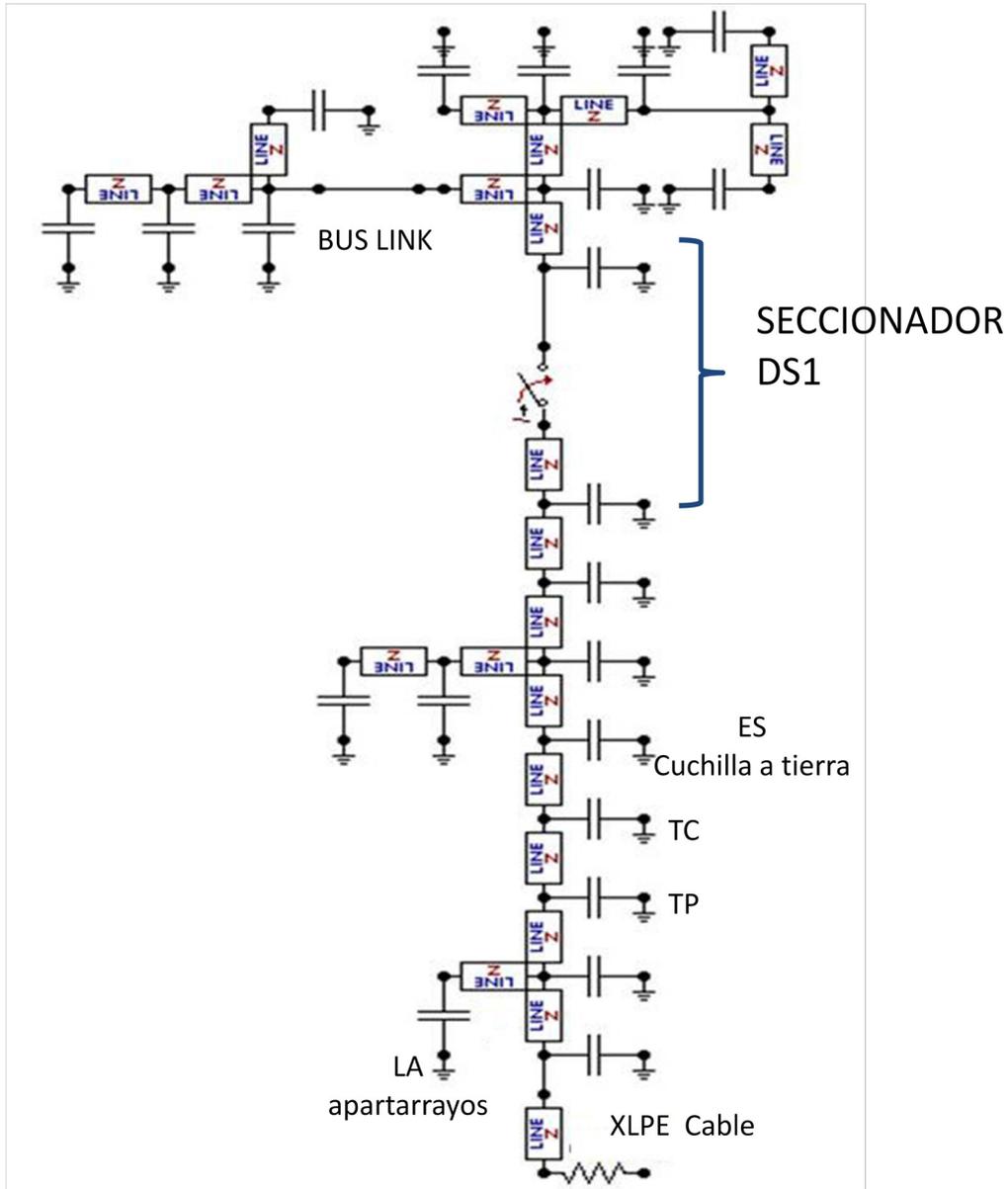


Figura 4.3 Modelo de GIS en ATP-DRAW para SW1.

Una vez obtenida la red eléctrica equivalente se realiza la simulación del cierre del seccionador DS1 con el software ATP-DRAW. La simulación se realiza para un tiempo de 1500 ns. Se realizó la observación de las gráficas de VFTO y VFTC en algunos puntos del GIS.

El voltaje en el interruptor cerrado es el mostrado en la figura 4.4 (a) en el cual se observa que está dentro de los valores de voltaje de fuente, en la figura 4.4 (b) se observa el valor de la corriente en el interruptor.

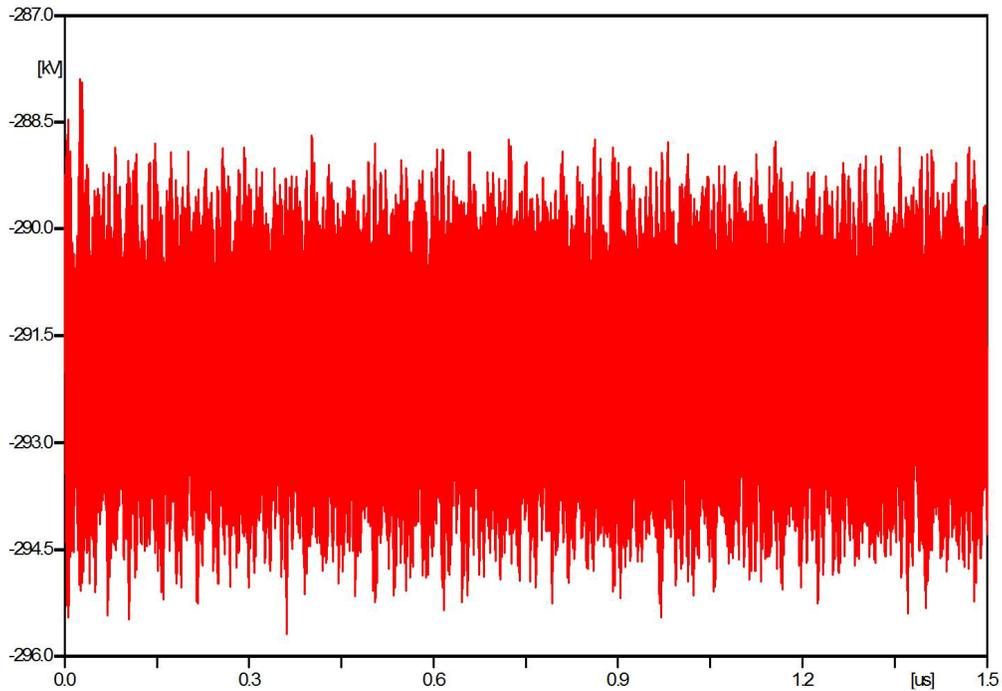


Figura 4.4 (a) Gráfica de voltaje en el interruptor al momento de cierre.

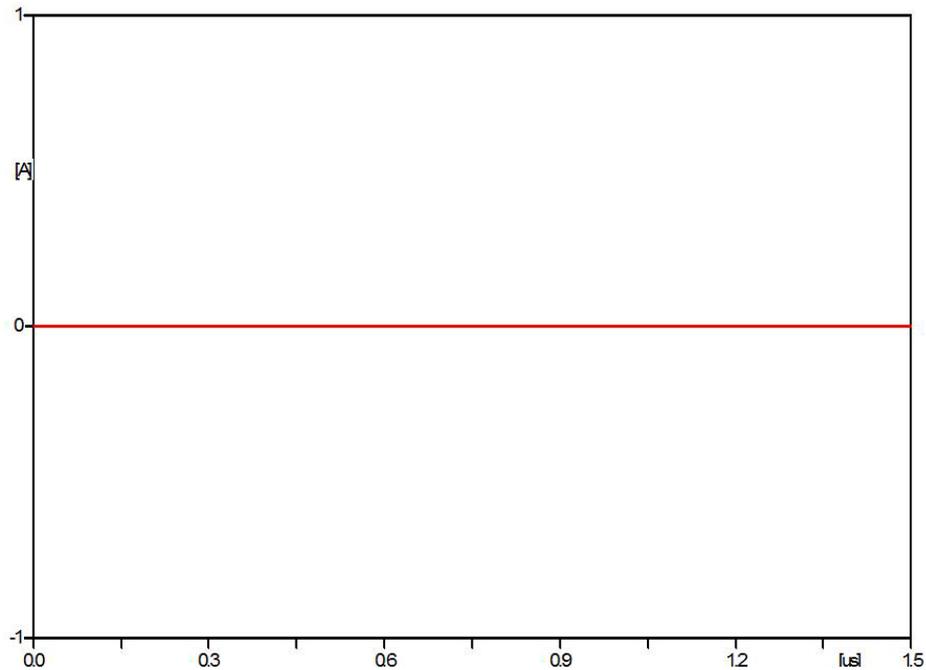


Figura 4.4 (b) Gráfica de corriente en el interruptor al momento de cierre.

En las siguientes figuras muestran las gráficas de corriente en algunos puntos del GIS; en la figura 4.5 la gráfica obtenida del VFTC en la unión GIS-cable, en la figura 4.6 la gráfica obtenida del VFTC en el bus link y en la figura 4.7 la gráfica obtenida en el transformador de corriente (CT).

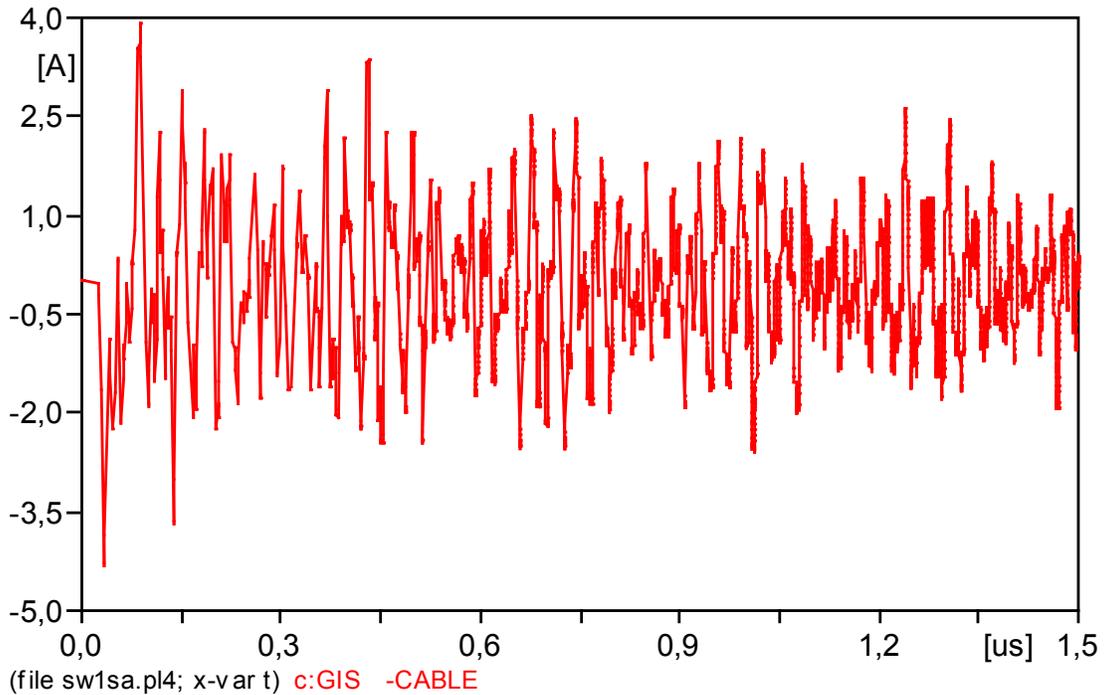


Figura 4.5 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW1, sin incluir modelo de arco eléctrico.

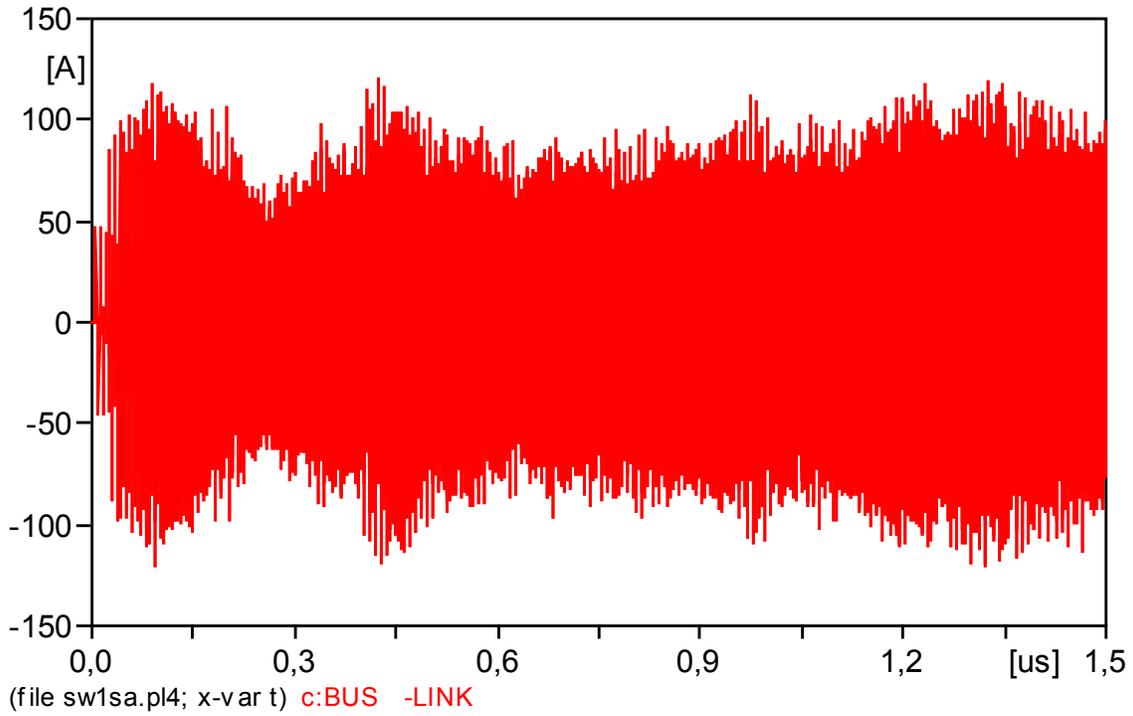


Figura 4.6 VFTC en el bus link, obtenido de la operación SW1, sin incluir el modelo de arco eléctrico.

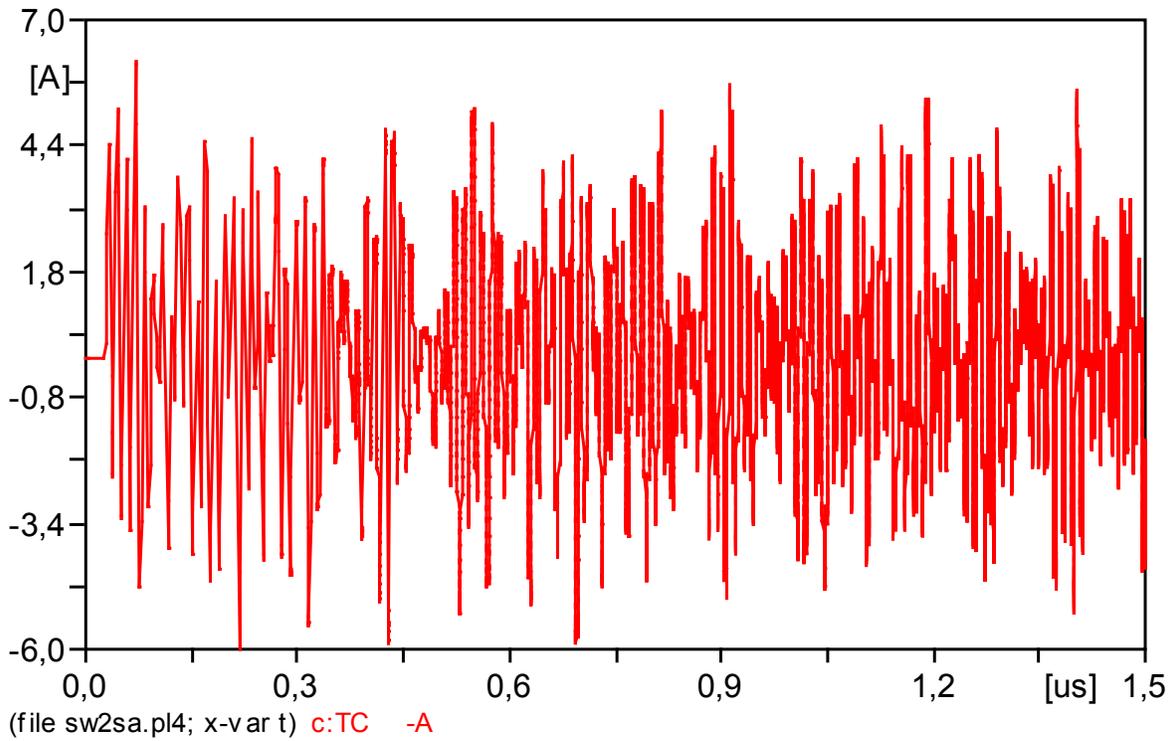


Figura 4.7 VFTC en el CT, obtenido de la operación SW1, sin incluir el modelo de arco eléctrico.

4.2.1.2 Inclusión del modelo de arco dinámico en la representación del interruptor.

Se observa que las gráficas de los VFTC's (fig. 4.5, fig. 4.6 y fig. 4.7), no se presentan sobrevoltajes y la corriente es relativamente pequeña, lo cual indica que esta configuración del GIS no genera sobrevoltajes; por lo tanto ahora se debe averiguar si genera sobrecorrientes, por lo que se decide incluir un modelo de arco eléctrico dinámico general adecuado a los parámetros del interruptor de la subestación GIS, en el sitio del interruptor y así poder medir su magnitud, frente de onda, y espectro en frecuencia.

- Modelo de arco de Cassie. [18]

Este modelo fue desarrollado en 1939 por Cassie y su ecuación es la siguiente:

$$\frac{dG}{dt} = \frac{G}{\theta} \left[\left(\frac{e}{E} \right)^2 - 1 \right] \quad (4.1)$$

Donde:

- G conductancia instantánea del arco.
- Θ constante de tiempo del arco.
- E voltaje del arco en estado estable.
- e voltaje instantáneo del arco.

Este modelo considera que la columna del arco tiene una temperatura uniforme sobre la sección transversal, la cual supone que varía en proporción con la corriente que fluye en la columna. Este modelo considera un equilibrio a corriente cero del balance entre la potencia de entrada y las pérdidas por convección térmica del arco.

El modelo de Cassie es más apropiado en la región de baja corriente / baja resistencia, justamente antes de que la corriente llegue a cero.

- Modelo de arco de Mayr.[18]

Este modelo se desarrolló en 1943 y es muy similar a la ecuación de Cassie, solo que con diferentes consideraciones:

$$\frac{dG}{dt} = \frac{G}{\theta} \left[\left(\frac{ei}{N} \right) - 1 \right] \quad (4.2)$$

Donde:

- G conductancia instantánea del arco.
- Θ constante de tiempo del arco.
- e voltaje instantáneo del arco.
- i corriente instantánea del arco.
- N constante de pérdidas en potencia del arco.

Mayr considera que la columna del arco está compuesta por secciones transversales fijas pero que varían en conductividad como una función de la corriente del arco. Las pérdidas de potencia del arco se suponen que son por conducción térmica.

El modelo de Mayr es más apropiado en la región de baja corriente / alta resistencia, justamente después de que la corriente cruza por cero. Este modelo se utiliza para estudiar las posibles interacciones entre dos interruptores en serie en un tiempo cercano a la corriente cero.

- Modelo de arco Mayr-Cassie. [18]

Este es uno de los modelos más utilizados para la representación del arco eléctrico en subestaciones en SF₆, por lo que se muestra en detalle su desarrollo. El modelo se basa en dos ecuaciones para calcular la conductancia del arco, a partir de las ecuaciones de Mayr y Cassie. La potencia en el arco puede calcularse de la siguiente ecuación.

$$P = u \cdot i = P_{loss} + \frac{dQ}{dt} \quad (4.3)$$

Donde

- u voltaje de arco,
- i corriente a través del interruptor.
- P_{loss} pérdidas de potencia del interruptor,
- Q contenido de calor

Entonces la conductancia como una función de Q es

$$G = G(Q) = g(\int P - P_{loss} dt) \quad (4.4)$$

Después de derivar la ecuación (4.4) tenemos que:

$$\frac{dG}{dt} = \frac{GdQ}{dQ} \cdot \frac{dQ}{dt} = \frac{dG(Q)}{dQ} (P - P_{loss}) \Leftrightarrow \frac{1}{G} \frac{dG}{dt} = \frac{G'(Q)}{G(Q)} (P - P_{loss}) \quad (4.5)$$

Cassie asume que únicamente la convección causa las pérdidas de potencia, lo cual implica que la temperatura en el arco es constante. O sea que el área de la sección transversal del arco A, sea proporcional a la corriente y que el voltaje en el arco sea constante. Con estas consideraciones, se obtiene una relación lineal entre Q y G, esto es:

$$P_{loss} = U_c^2 \cdot G \quad (4.6)$$

Donde

U_c Voltaje del arco.

Si esta expresión se inserta en la ecuación (4.5) y además $P = U^2 \cdot G$, tenemos

$$\frac{1}{G} \frac{dG}{dt} = \frac{U_c^2 \cdot G}{Q} \left(\frac{u^2}{U_c^2} - 1 \right) = \frac{1}{\tau_c} \left(\frac{u^2}{U_c^2} - 1 \right) \quad (4.7)$$

Donde

τ_c es la constante de tiempo de la conductancia debido al cambio en la sección transversal del arco.

Multiplicando la ecuación (4.7) ambas expresiones por G, la expresión final es entonces;

$$\frac{dG_c}{dt} = \frac{1}{\tau_c} \left(\frac{i \cdot u}{U_c^2} - G_c \right) \quad (4.8)$$

Donde

i corriente a través del interruptor.

C el subíndice indica que se trata de la formulación de Cassie.

Mayr sume que las pérdidas son originadas por conducción térmica de pequeñas corrientes. Esto significa que la conductancia depende fuertemente de la temperatura y débilmente del área de la sección transversal del arco. Para una capacidad específica de calor constante, se tiene que $Q = cte \cdot T$, donde T es la temperatura; la conductividad eléctrica σ puede expresarse como $\sigma = cte \cdot e^T$ y $G(Q) = cte \cdot e^{\frac{Q}{Q_0}}$. Mayr posteriormente supone que la relación entre voltaje y corriente es constante y que $P_{loss} = cte = P_0$. Con esta consideración, puede obtenerse la siguiente expresión:

$$\frac{1}{G} \frac{dG}{dt} = \frac{P_0}{G_0} \left(\frac{P}{P_0} - 1 \right) = \frac{1}{\tau_m} \left(\frac{P}{P_0} - 1 \right) \quad (4.9)$$

Donde $\tau_m =$ es la constante de tiempo debido al cambio de temperatura sin la potencia de entrada del arco. El subíndice m indica que se trata de la formulación de Mayr. Si se multiplican ambos lados de la ecuación (4.9) se obtiene:

$$\frac{dG_m}{dt} = \frac{1}{\tau_m} \left(\frac{i^2}{P_0} - G_m \right) \quad (4.10)$$

La ecuación de Cassie proporciona buenos resultados para grandes corrientes, mientras que la de Mayr es mejor para corrientes cercanas al cero. Entonces ésta combinación de ecuaciones da un mejor resultado. En esta tesis, el modelado del arco no interviene significativamente en la dinámica de la generación de los sobrevoltajes transitorios, por lo que no fue implementado. Pero si debe incluirse a detalle para el modelado de las sobrecorrientes transitorias en un GIS. Como ejemplo se muestran en la Tabla 4.2 los valores para un interruptor de ABB[®] en particular de forma ilustrativa.

Tabla 4.2 Datos de un interruptor marca ABB® para el modelado del arco eléctrico. [16]

Constante	Valor	Descripción
V _c	4.8	Velocidad del contacto
V _{sound}	3300	Velocidad del sonido en el arco
T _{arc}	19000	Temperatura del arco
h _{av}	2.5x10 ⁷	Entalpía específica del arco
k _A	6.23x10 ⁻⁹	Constante de proporcionalidad, área
p ₀	6.0x10 ⁵	Constante de nivel cero, presión
k _p	93.5	Constante de proporcionalidad, presión
k _p	1.07x10 ⁻⁷	Constante de proporcionalidad, densidad
h ₀	8.425x10 ⁷	Constante de nivel cero, entalpía específica en el arco
k _h	5.3	Constante proporcional, entalpía específica en el arco
L _{max}	0.068	Máxima longitud del arco

La siguiente figura muestra la configuración en TACS para modelar el arco eléctrico utilizado en el interruptor operado en las simulaciones de cierre.

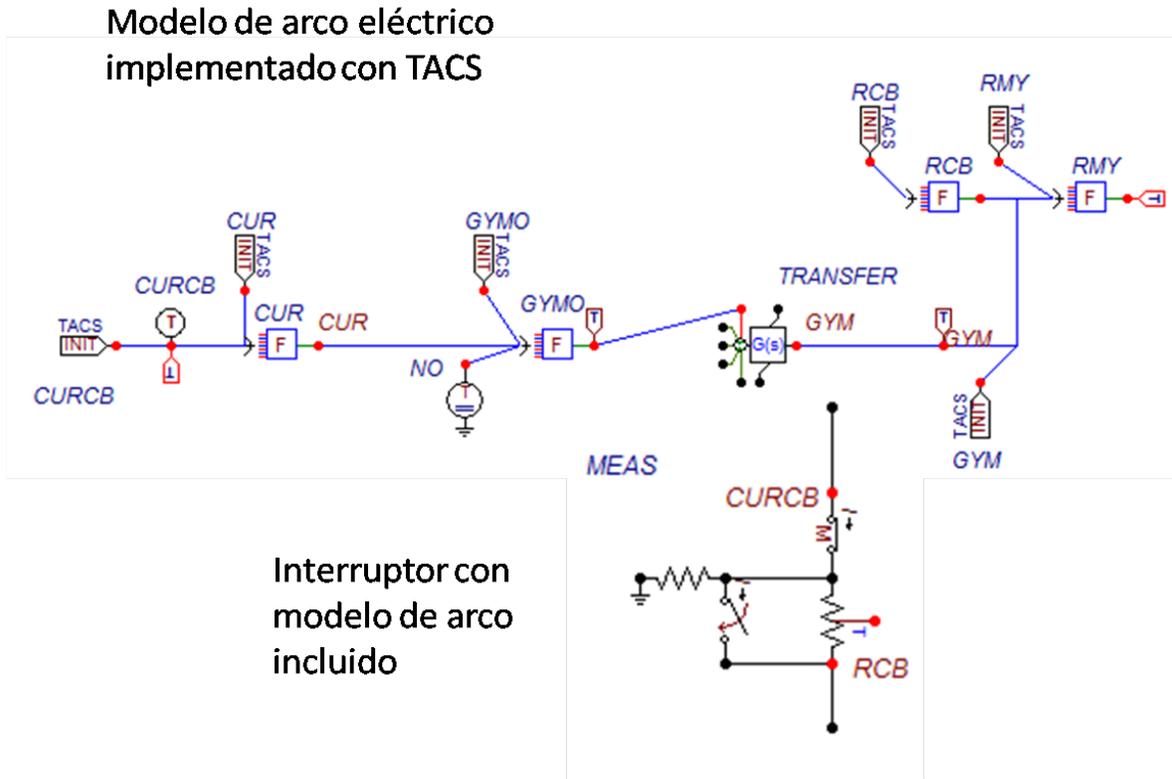


Figura 4.8 Modelo del arco eléctrico en el interruptor del GIS.

4.2.1.3 Simulación de SW1 utilizando el modelo de arco eléctrico.

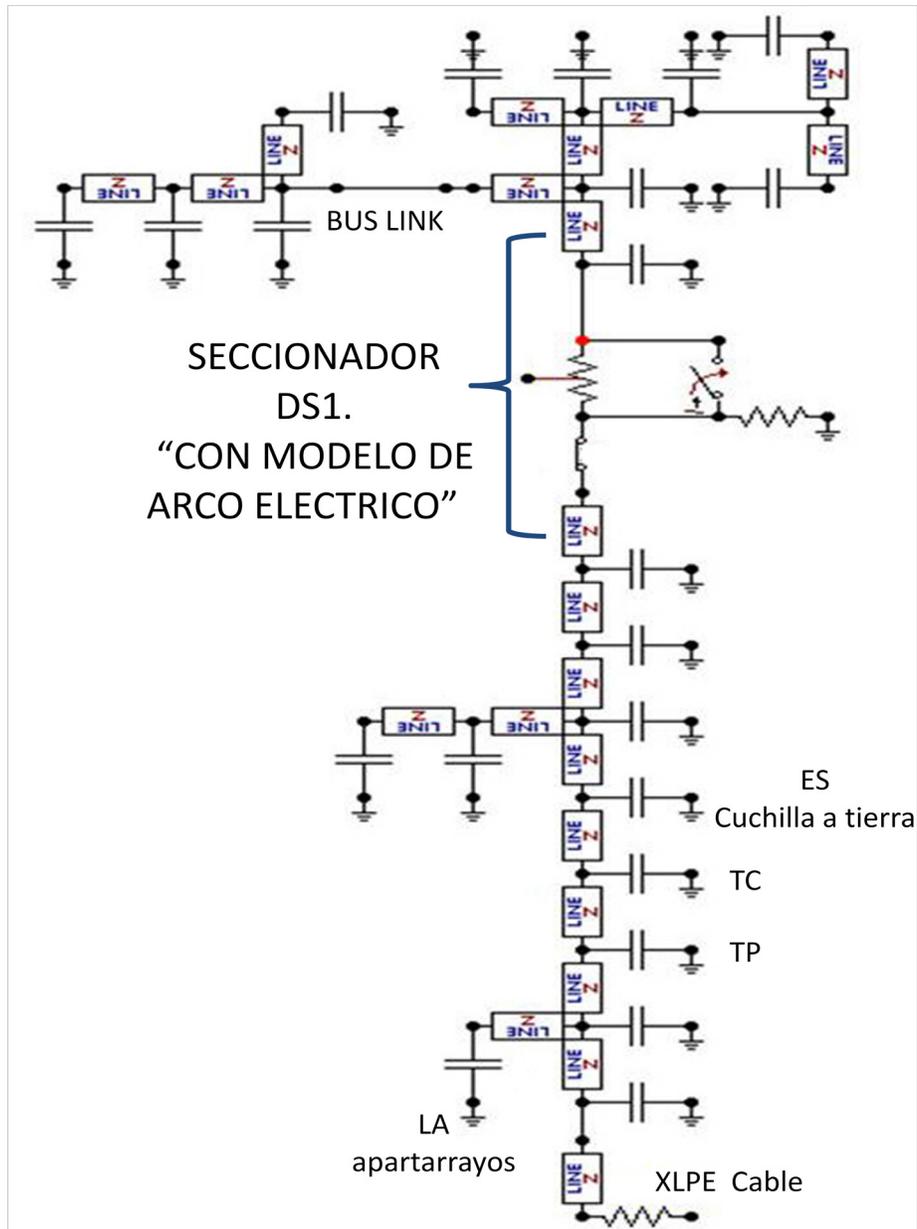


Figura 4.9 Modelo del GIS para SW1 incluyendo el modelo de arco eléctrico.

Una vez incluido el modelo de arco eléctrico se realiza la simulación del GIS para SW1 obteniendo las gráficas siguientes:

En la figura 4.10 se observa la gráfica de voltaje en el interruptor operado en SW1. En el cual se observa que no existe sobrevoltaje y en las figuras 4.11, 4.12, 4.13 se muestran los valores de los VFTC's.

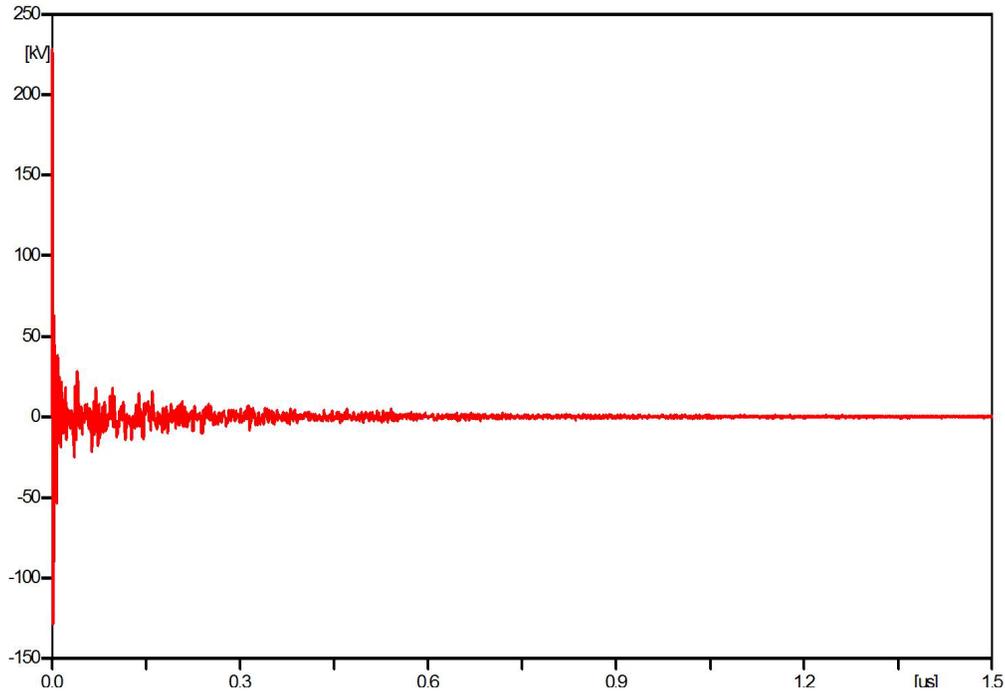


Figura 4.10 Gráfica de VFTO en el interruptor con modelo de arco eléctrico.

En la figura 4.11 se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW1, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, de aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 7.36 kA en un tiempo de 0.7 ns

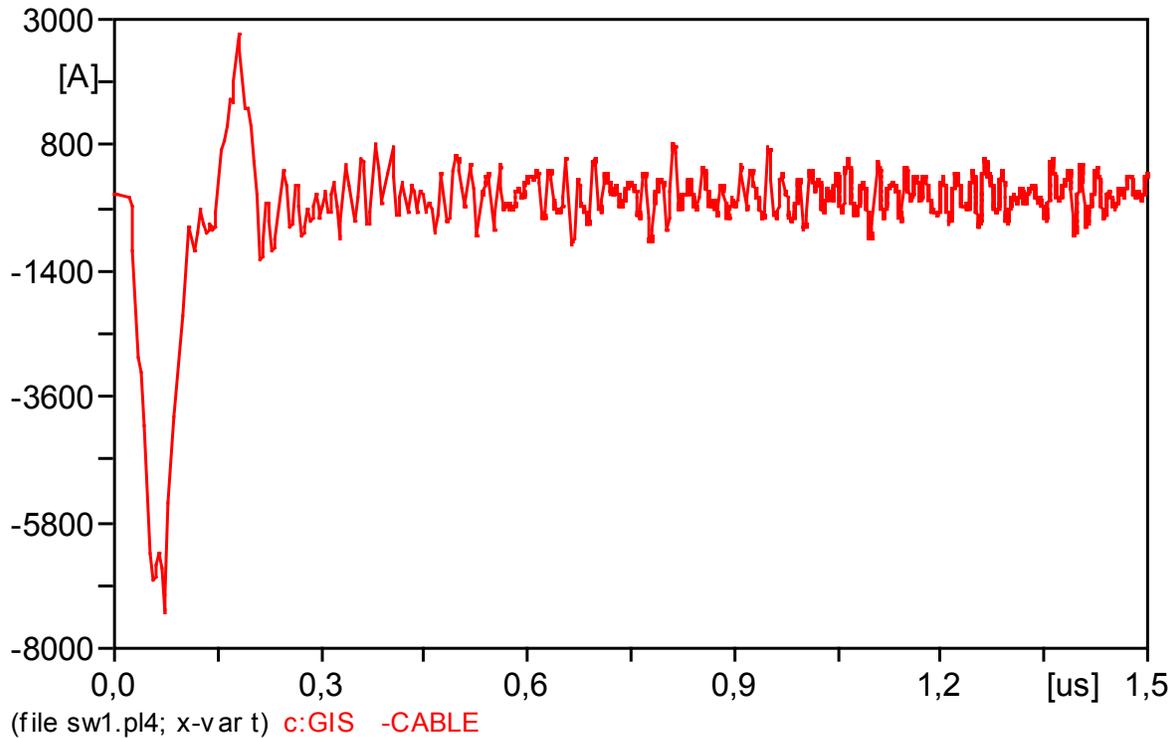


Figura 4.11 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW1, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

En la figura 4.12 se muestra el VFTC generado por la operación SW1. Mostrando ahora el bus link como punto de observación del transitorio que tiene como magnitud máxima 4.33 kA en un tiempo de 0.2ns. En la figura 4.13 se toma como punto de observación el transformador de corriente (TC), el VFTC toma como magnitud máxima 8.10 k A en un tiempo de 0.5ns.

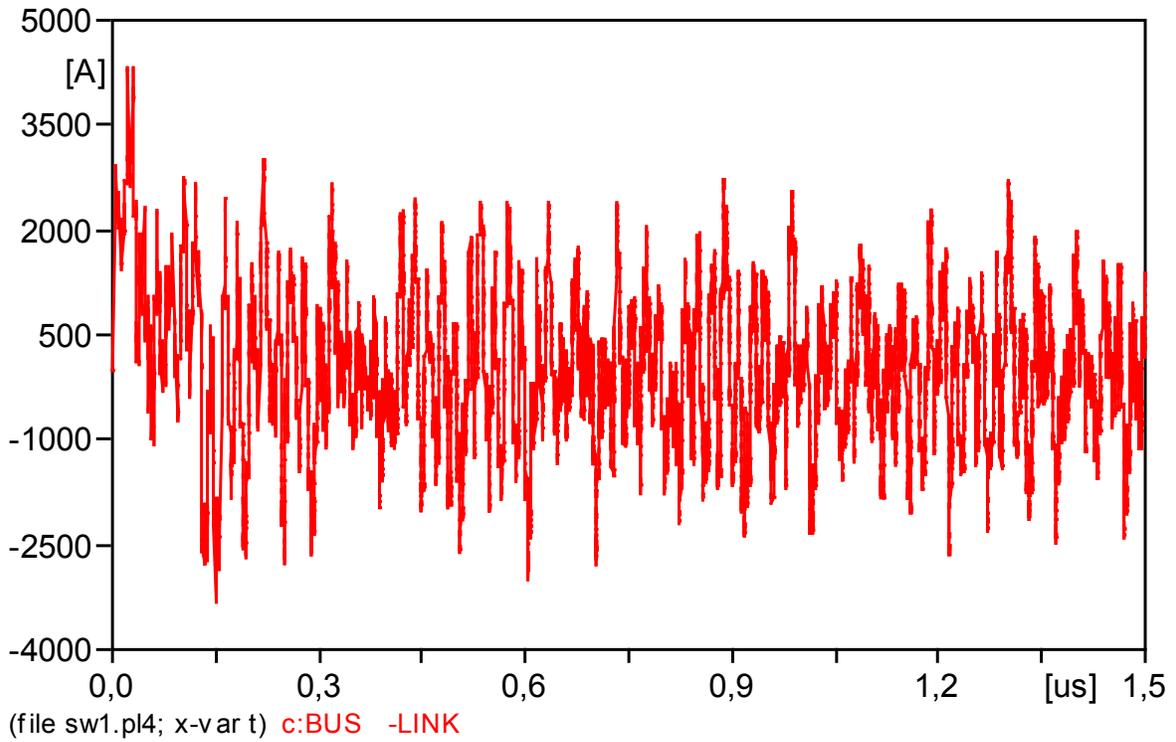


Figura 4.12 VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW1, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

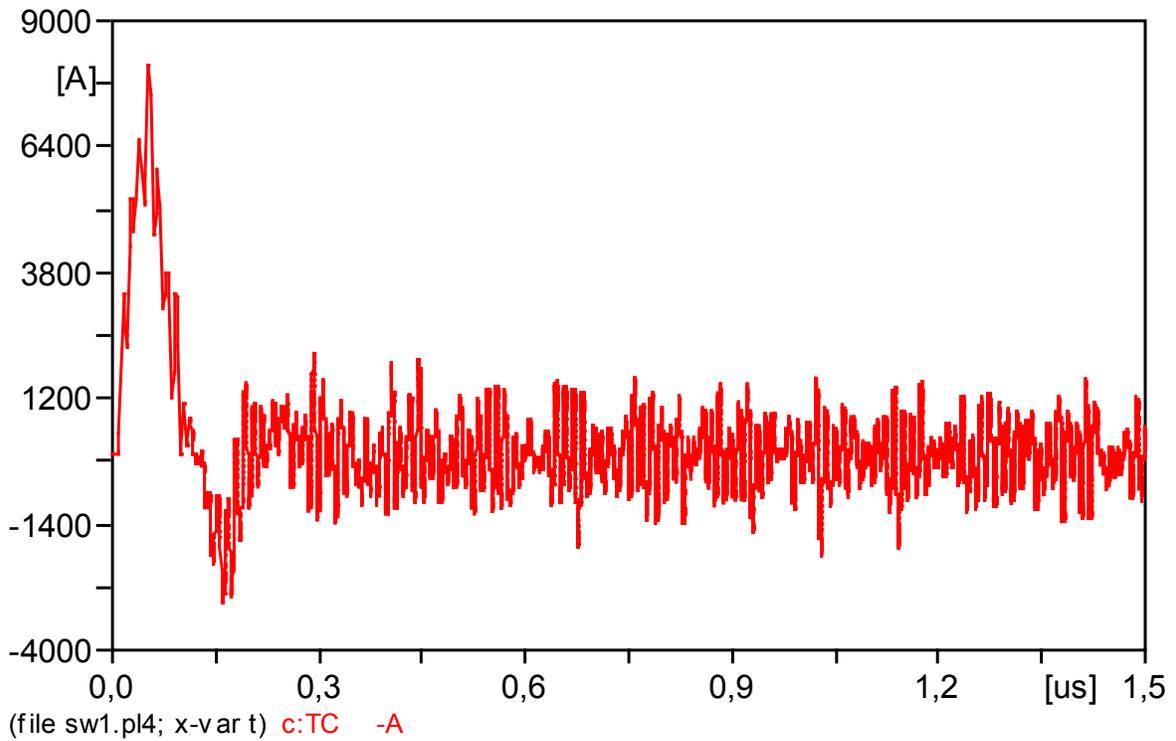


Figura 4.13 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW1, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

4.2.1.4 Espectro en frecuencia para el VFTC de la Simulación de SW1.

Con las gráficas anteriores, siendo estas más aceptables que las obtenidas sin modelo de arco eléctrico, se realiza un análisis de espectro en frecuencia. Esto se realiza en con ayuda del software MATLAB. Obteniendo los siguientes resultados:

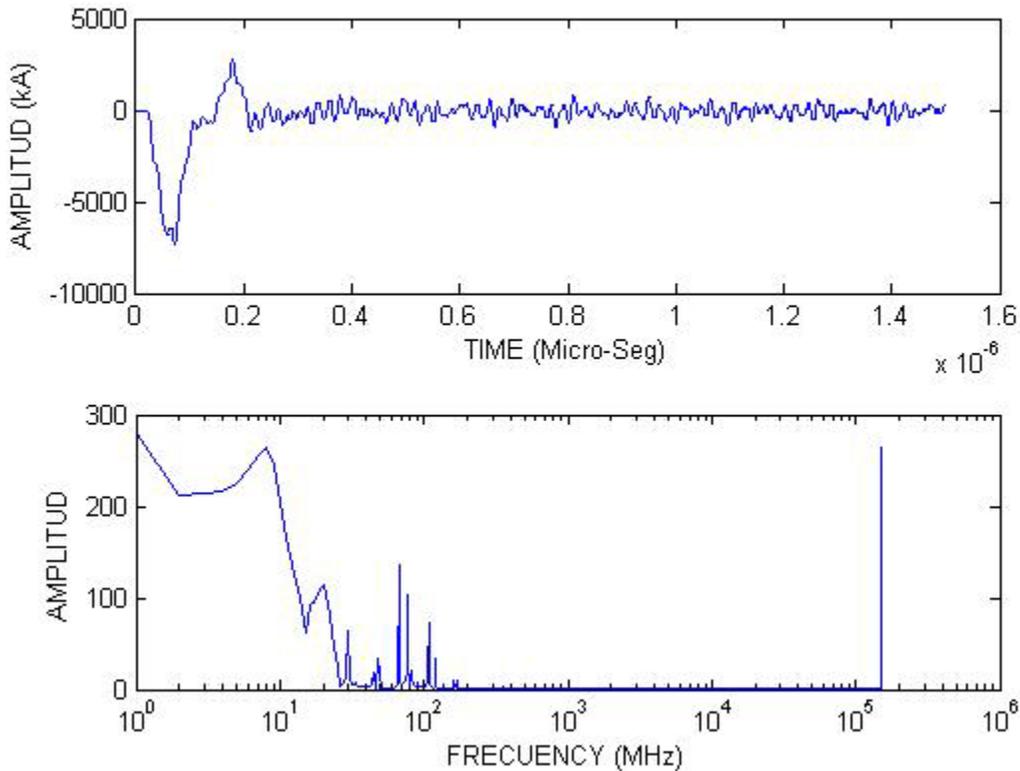


Figura 4.14 (a) Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para la operación SW1

En la figura 4.14 (a) se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable de la operación SW1, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 8 MHz, 20 MHz, 30 MHz, 48 MHz, 67 MHz, 77 MHz, 108 MHz, 120 MHz siendo estas las más significativas.

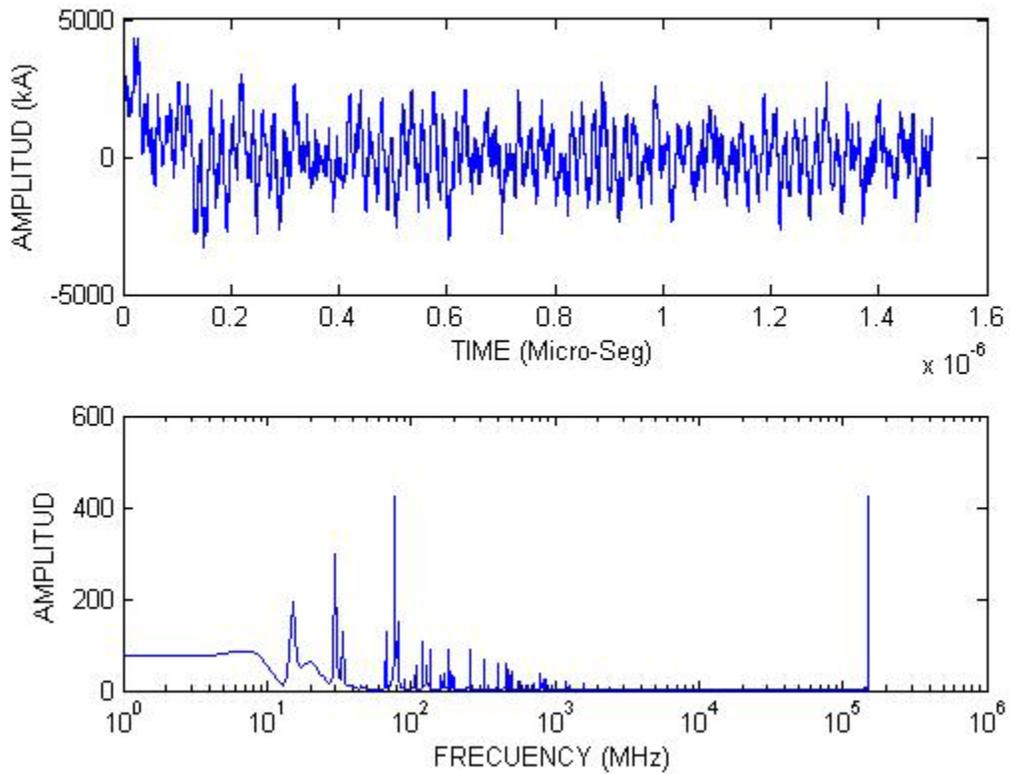


Figura 4.14 (b) Espectro en frecuencia en el bus link para la operación SW1

En la figura 4.14 (b) se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable de la operación SW1, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 15 MHz, 30 MHz, 34 MHz, 67 MHz, 77 MHz, 81 MHz, 120 MHz, 256 MHz siendo estas las más significativas.

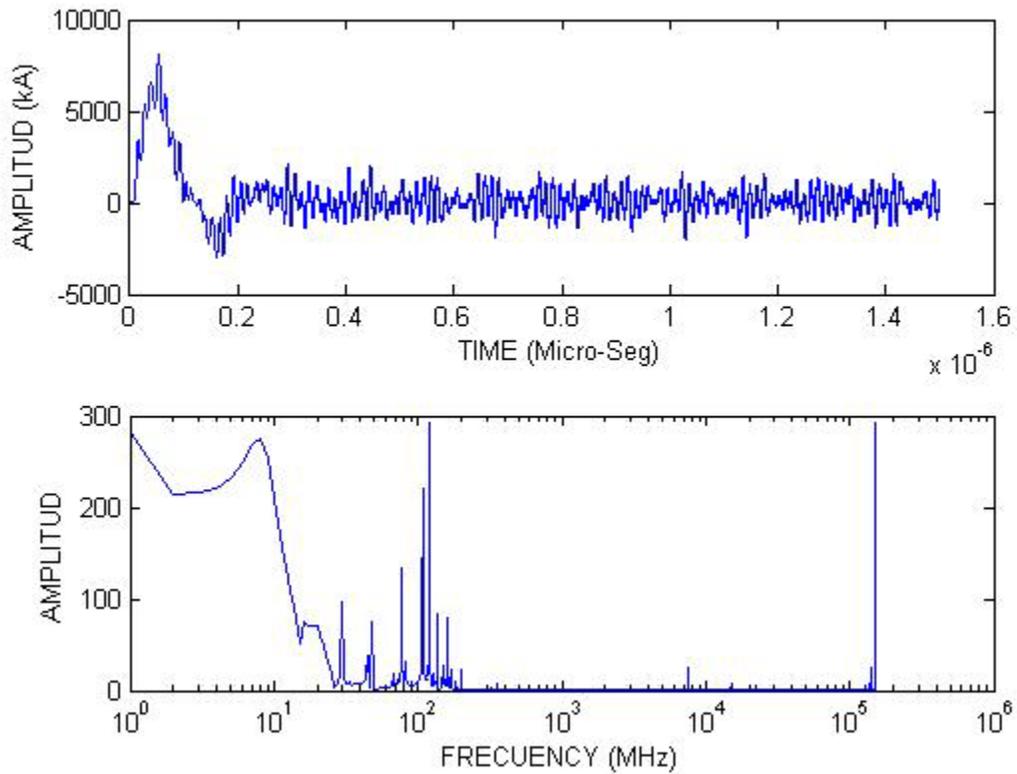


Figura 4.15 Espectro en frecuencia en el CT para la operación SW1

En la figura 4.15 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable de la operación SW1, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 8 MHz, 30 MHz, 48 MHz, 77 MHz, 108 MHz, 120 MHz, 136 MHz, 159 MHz, 201 MHz siendo estas las más significativas.

4.2.2 operación de cierre SW2.

Operación de cierre del seccionador DS3 cuando el interruptor CB3 está abierto. Para esta operación se utiliza la siguiente red eléctrica:

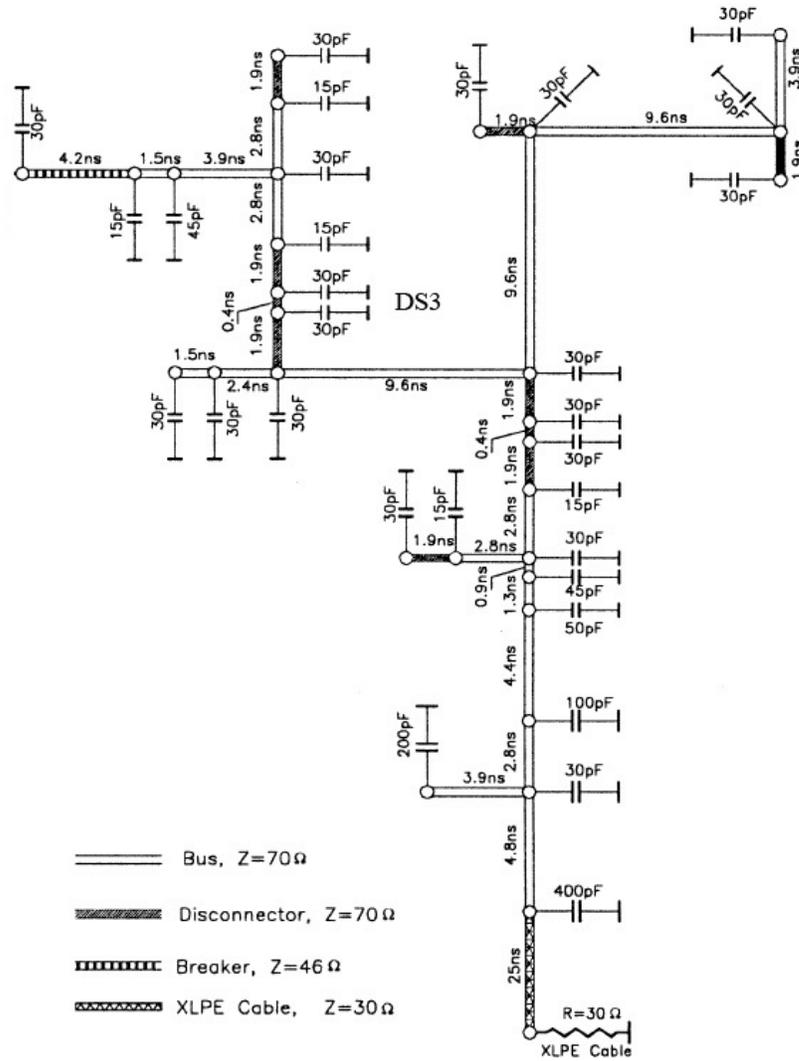


Figura 4.16. Red eléctrica equivalente de un GIS en SF₆ a 245 kV. Para SW2

La figura 4.16 muestra una red eléctrica equivalente del GIS para la operación de cierre de DS3, los componentes del GIS que influyen en esta operación de cierre son representados elementos eléctricos equivalentes a cada componente del GIS.

4.2.2.1 Simulación de SW2 sin incluir el modelo de arco eléctrico.

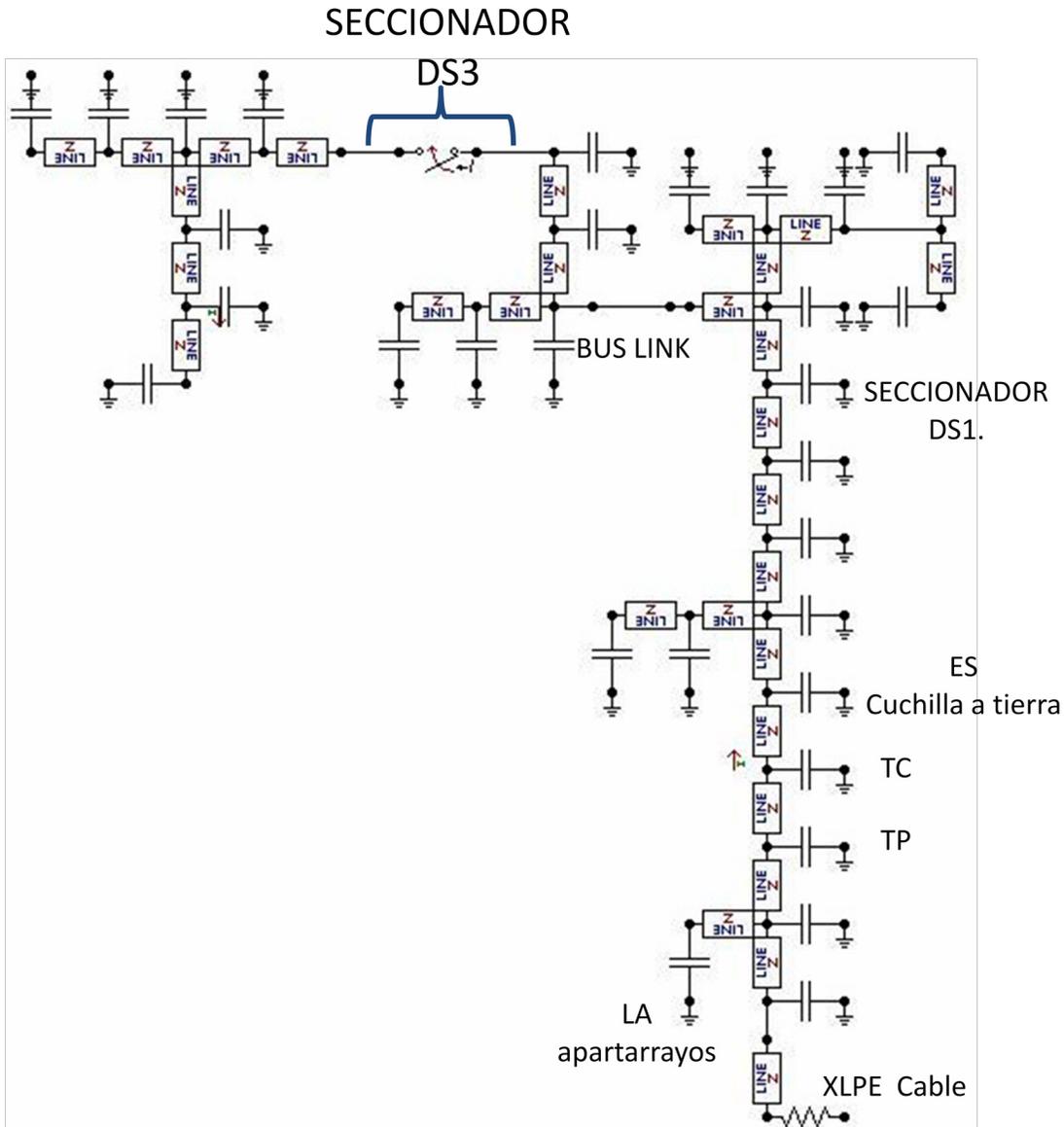


Figura 4.17 Modelo de GIS en ATP-DRAW para SW2.

Una vez obtenida la red eléctrica equivalente se realiza la simulación del cierre del seccionador DS3 con el software ATP-DRAW. La simulación se realiza para un tiempo de 1.5 ns. Se realizó la observación de VFTO y VFTC en algunos puntos del GIS.

El voltaje en el interruptor cerrado es el mostrado en la figura 4.18 (a) en el cual se observa que está dentro de los valores de voltaje de fuente, en la figura 4.18 (b) se observa el valor de la corriente en el interruptor.

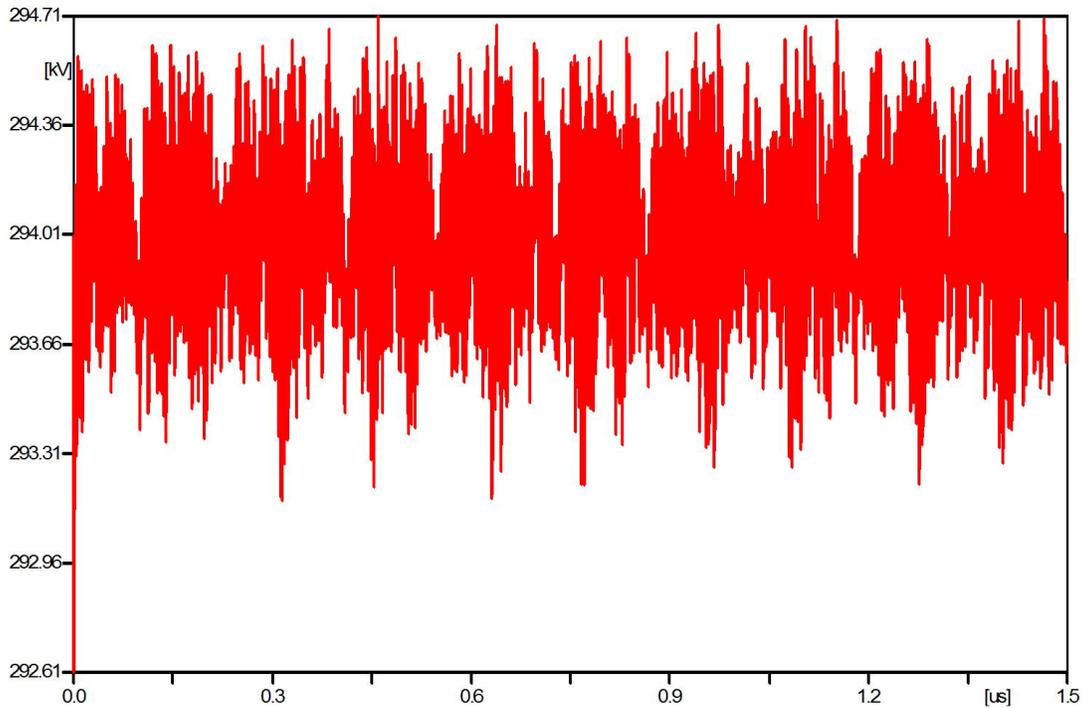


Figura 4.18 (a) Gráfica de VF_{TO} en el interruptor para SW2.

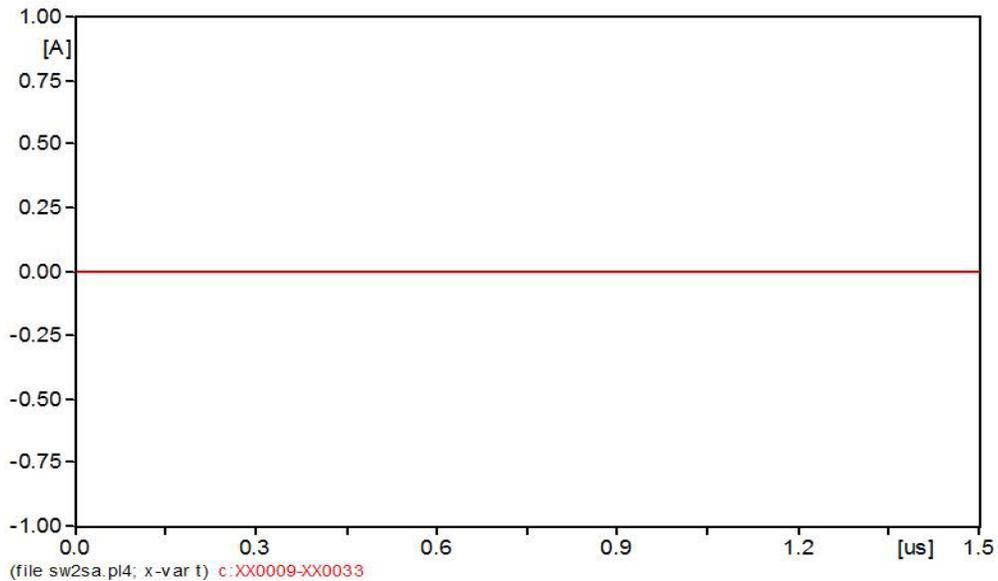


Figura 4.18 (b) Gráfica de VF_{TC} en el interruptor para SW2.

El modelo anterior usado para la operación de cierre SW2 No incluye el modelo de arco eléctrico y las gráficas obtenidas en la unión GIS-cable y en el bus link son las siguientes:

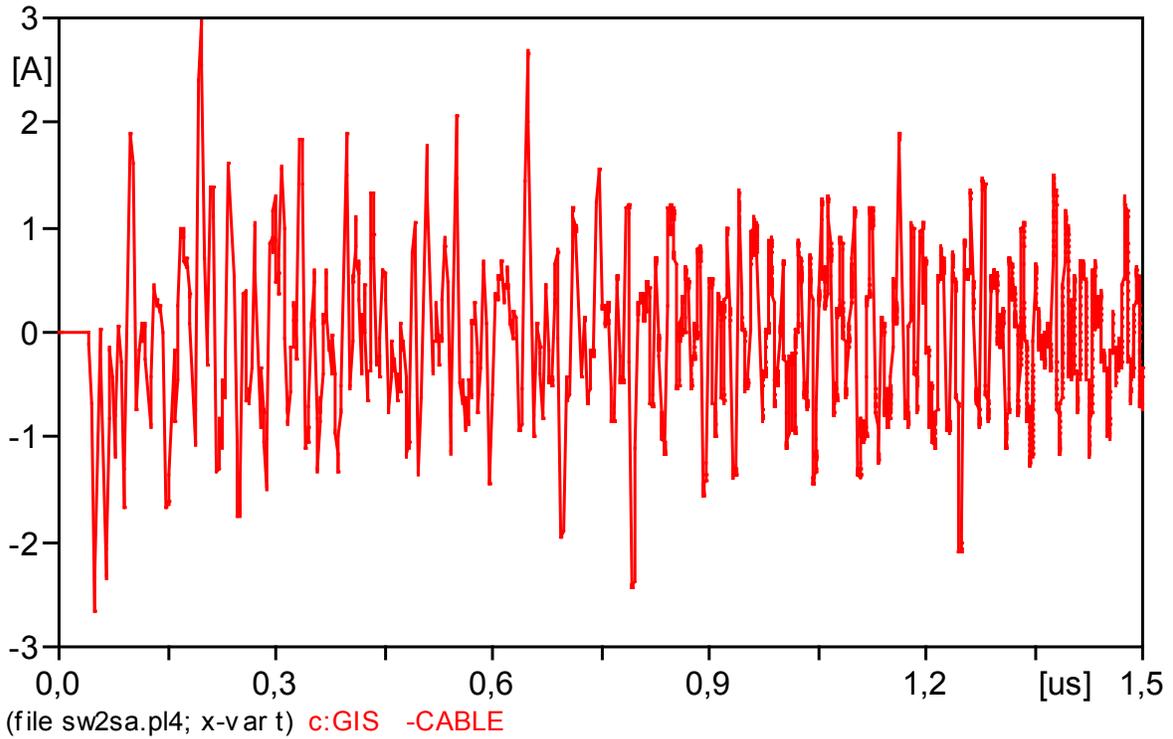


Figura 4.19 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW2, sin incluir modelo de arco eléctrico.

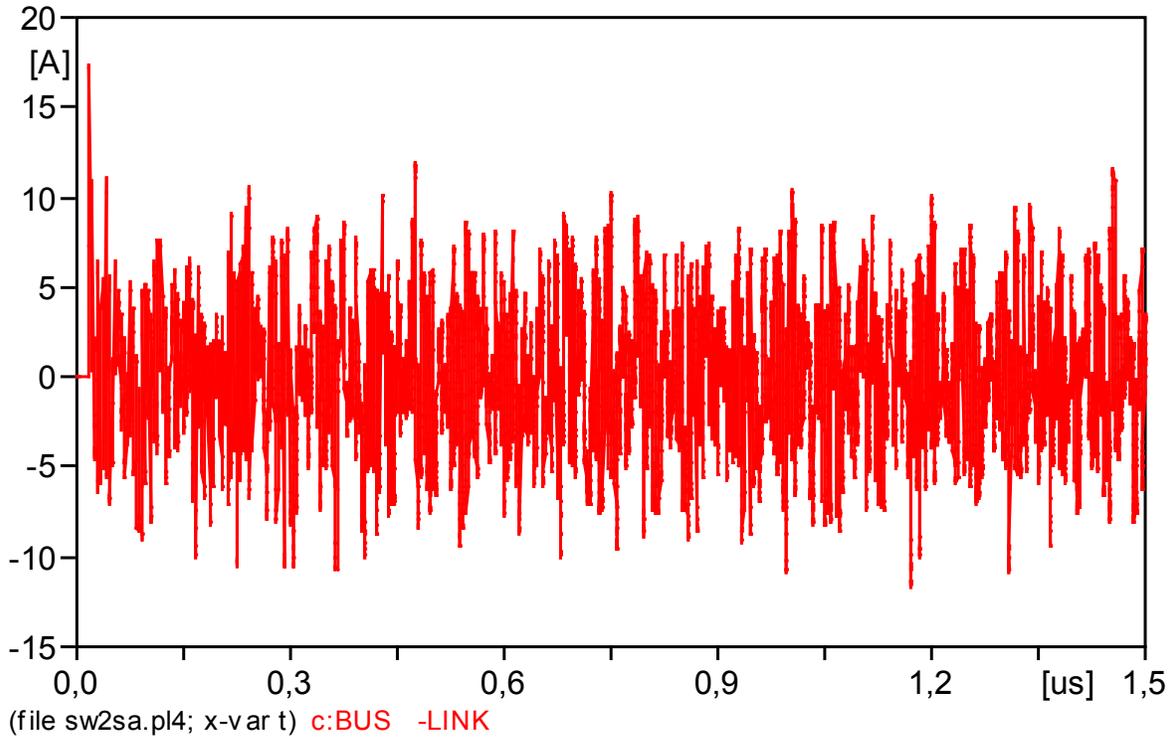


Figura 4.20 VFTC en el bus link, obtenido de la operación SW2, sin incluir el modelo de arco eléctrico.

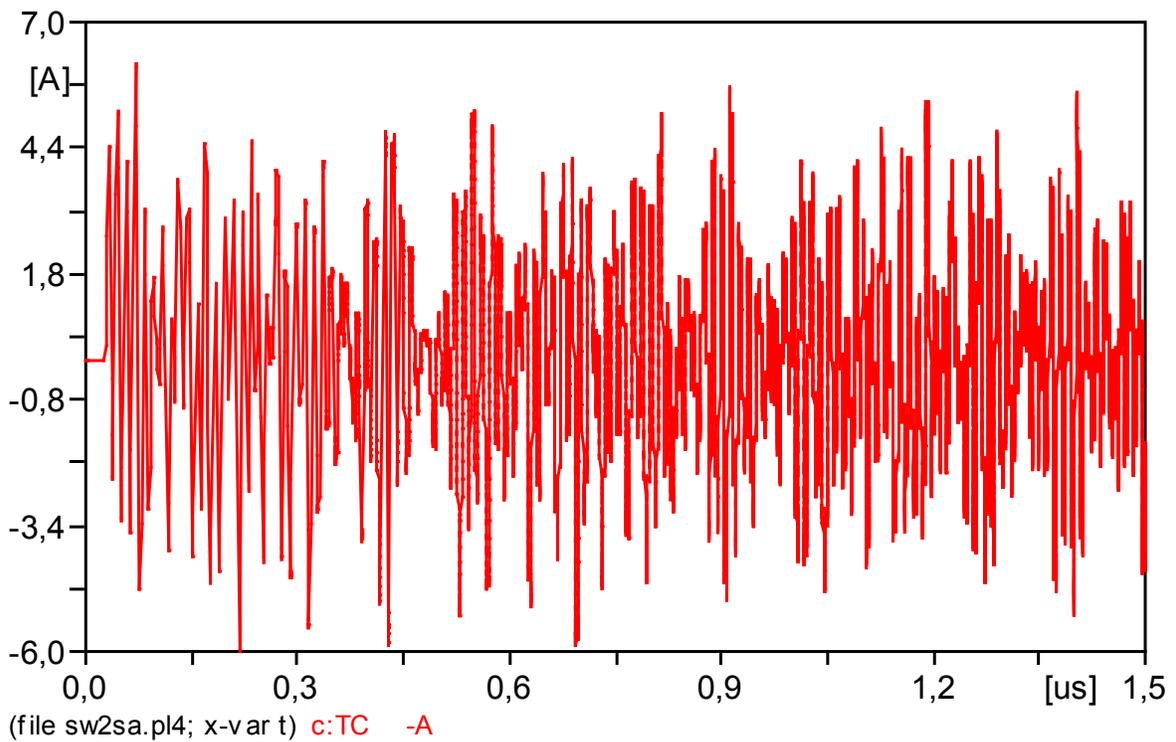


Figura 4.21 VFTC en el CT, obtenido de la operación SW2, sin incluir el modelo de arco eléctrico.

4.2.2.2 Simulación de SW2 utilizando el modelo de arco eléctrico.

Al igual que en SW1 a continuación se incluirá el modelo de arco eléctrico en el GIS para de esta manera determinar magnitud, frente de onda, y espectro en frecuencia del VFTC en SW2. El modelo de arco eléctrico se conecta en el sitio del interruptor operado como se muestra en la siguiente figura.

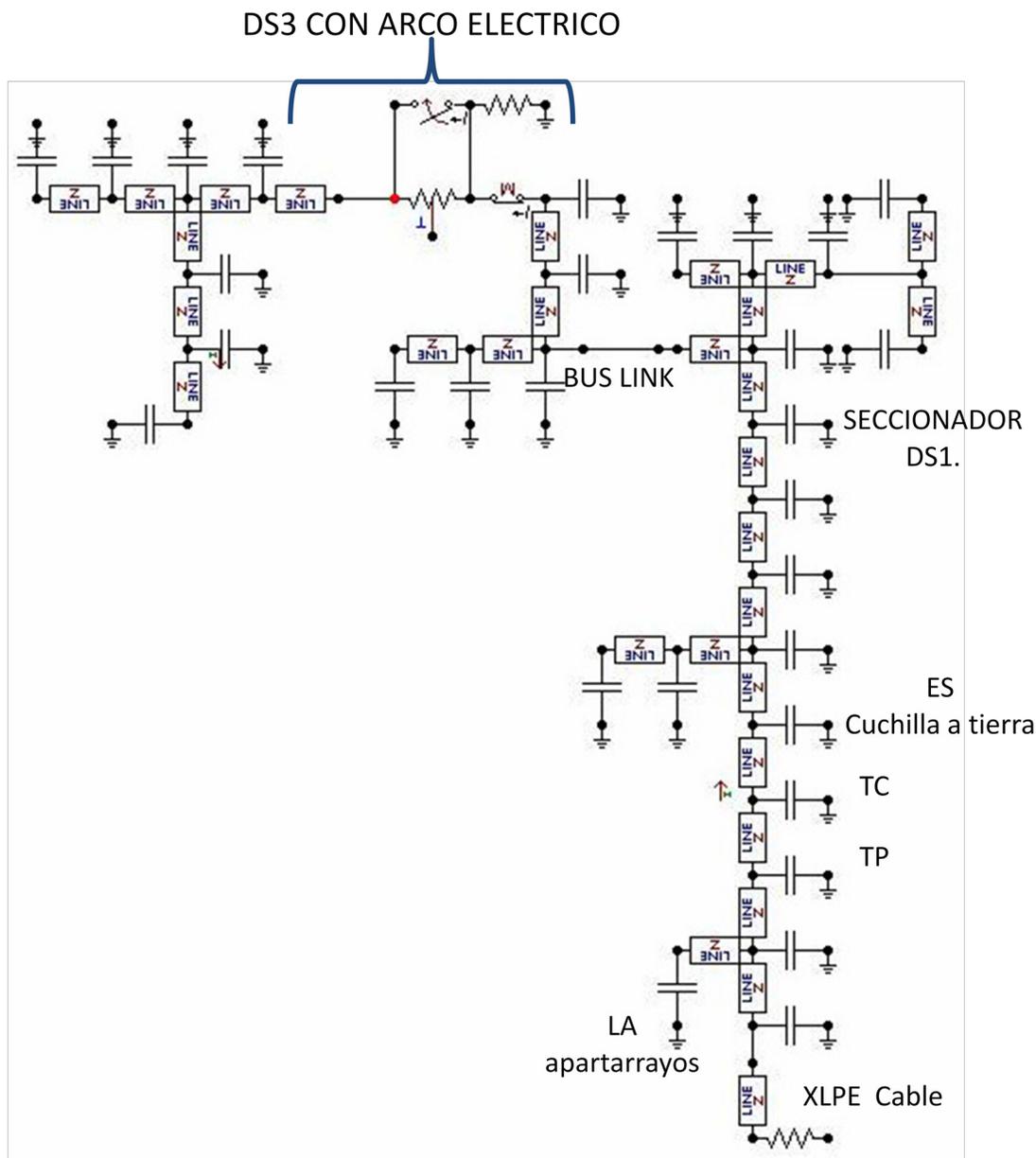


Figura 4.22 Modelo del GIS para SW2 incluyendo el modelo de arco eléctrico.

Una vez incluido el modelo de arco eléctrico se realiza la simulación del GIS para SW2 obteniendo las gráficas siguientes:

En la figura 4.23 se observa la gráfica de voltaje en el interruptor operado en SW1. En el cual se observa que no existe sobrevoltaje y en las figuras 4.24, 4.25, 4.26 se observan los valores de los VFTC's.

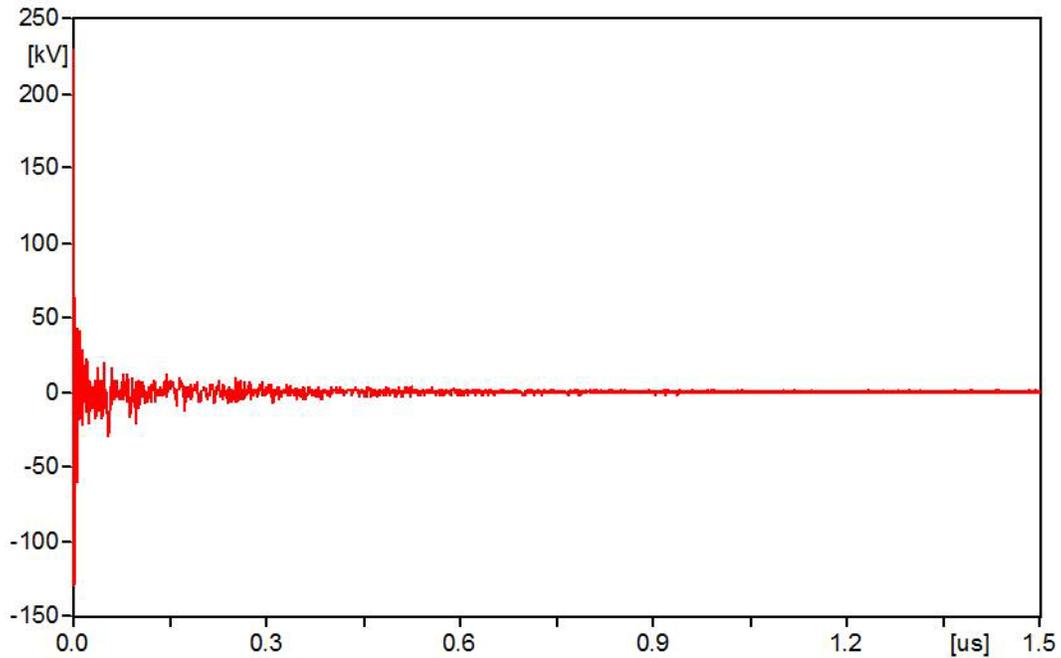


Figura 4.23 Gráfica de VFTO en el interruptor con modelo de arco eléctrico.

En la figura 4.24 se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW2, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, de aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 3.75 kA en un tiempo de 0.9 ns

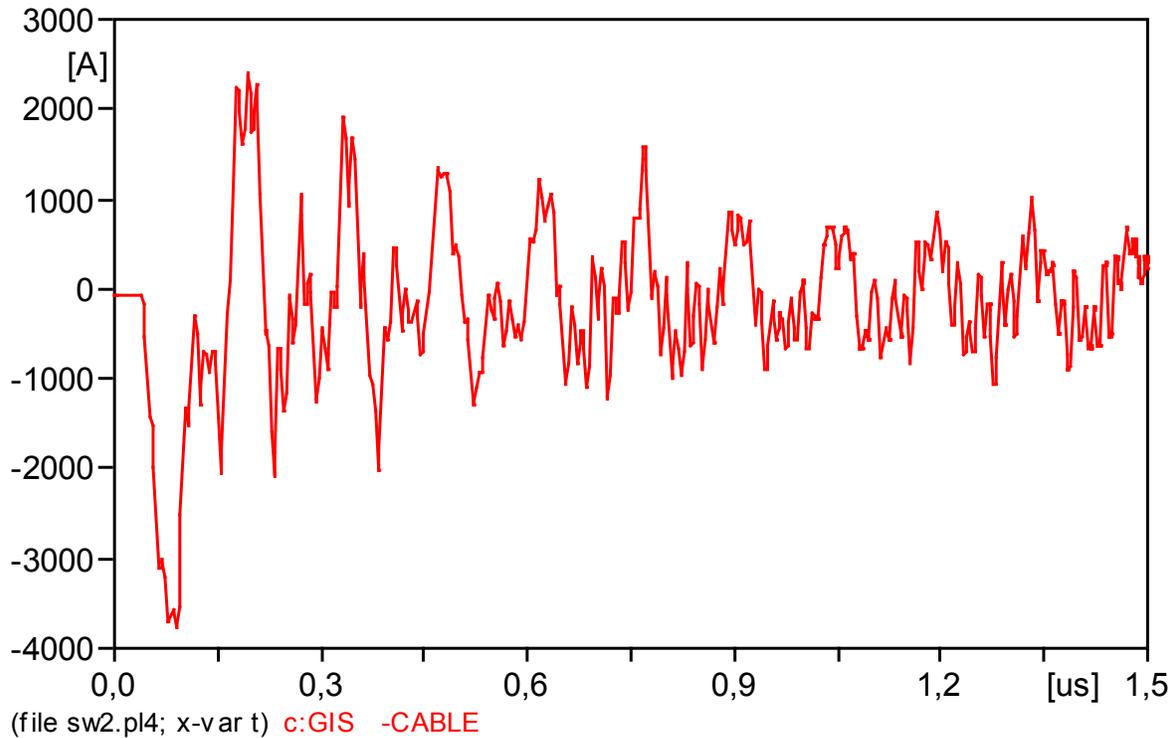


Figura 4.24 VF_{TC} en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW2, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

En la figura 4.25 se muestra el VF_{TC} generado por la operación SW2. Mostrando ahora el bus link como punto de observación del transitorio que tiene como magnitud máxima 6.28 kA en un tiempo de 0.3ns. En la figura 4.26 se toma como punto de observación el transformador de corriente (TC), el VF_{TC} toma como magnitud máxima 4.19 kA en un tiempo de 0.7ns.

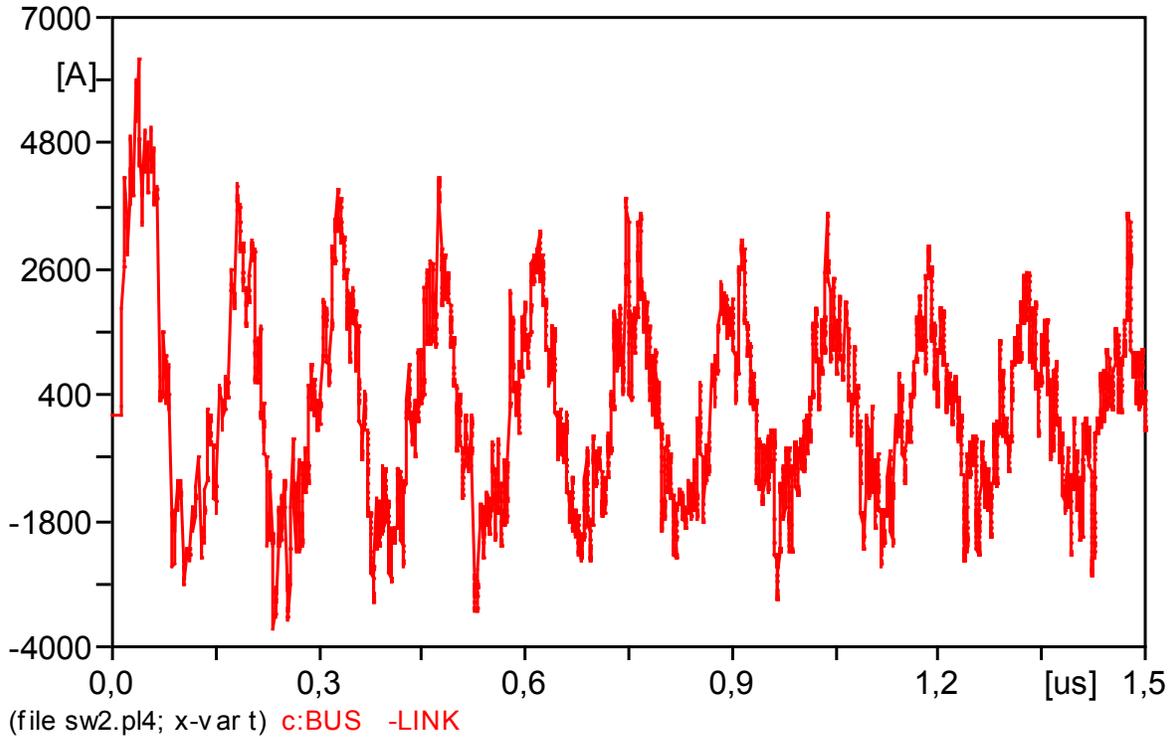


Figura 4.25 VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW2, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

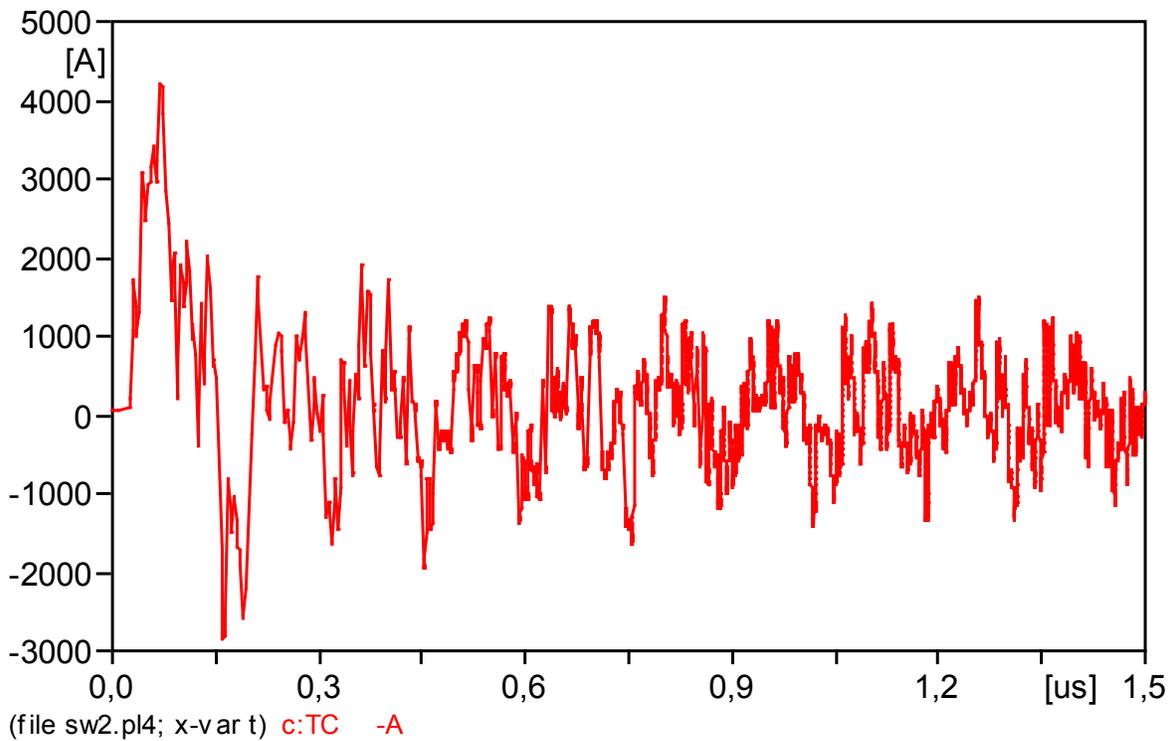


Figura 4.26 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW2, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

4.2.2.3 Espectro en frecuencia para la operación SW2.

Con las gráficas anteriores, se realiza un análisis de espectro en frecuencia. Obteniendo los siguientes resultados:

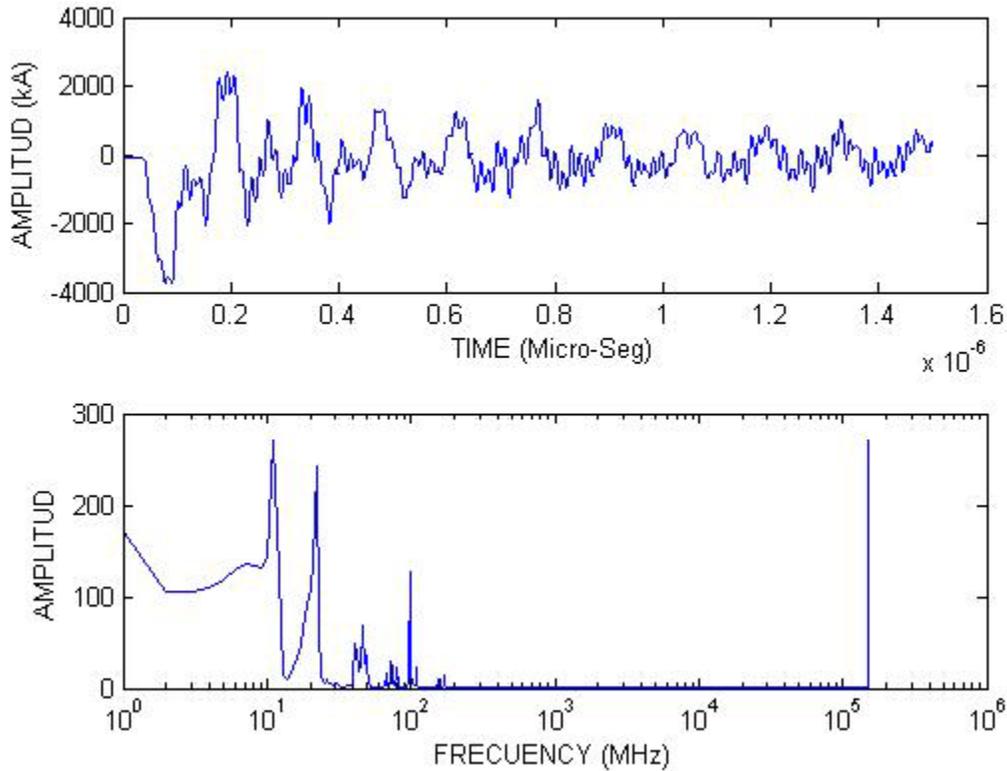


Figura 4.27 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para la operación SW2

En la figura 4.27 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable de la operación SW2, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 11 MHz, 22 MHz, 41 MHz, 46 MHz, 74 MHz, 100 MHz, 170 MHz siendo estas las más significativas.

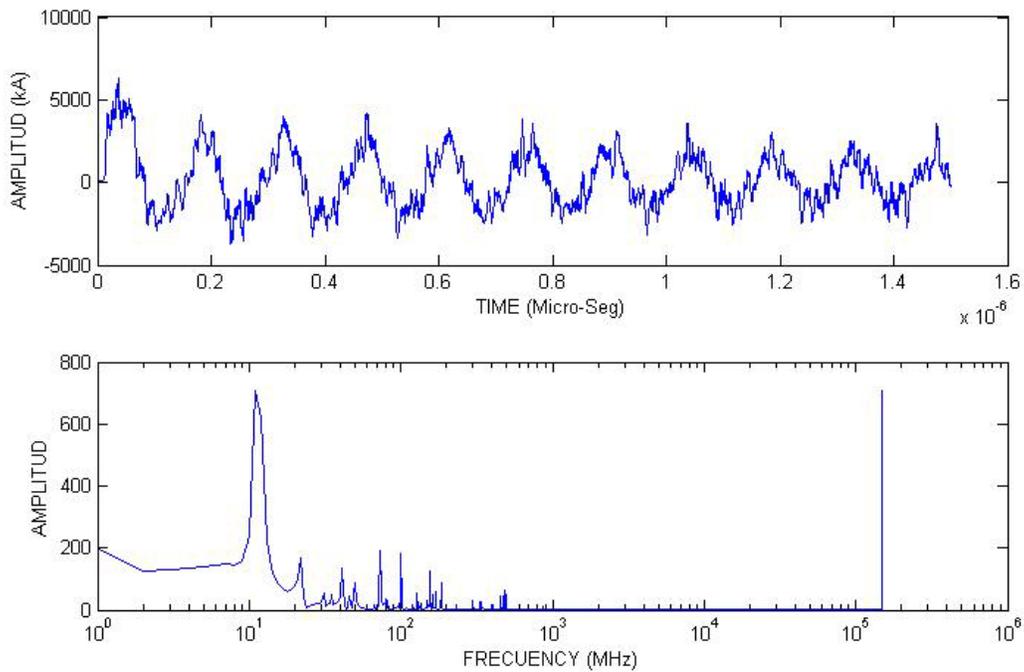


Figura 4.28 Espectro en frecuencia en el bus link para la operación SW2

En la figura 4.28 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión BUS LINK de la operación SW2, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 11 MHz, 22 MHz, 41 MHz, 50 MHz, 73 MHz, 100 MHz, 155 MHz, 186 MHz, 482 MHz siendo estas las más significativas.

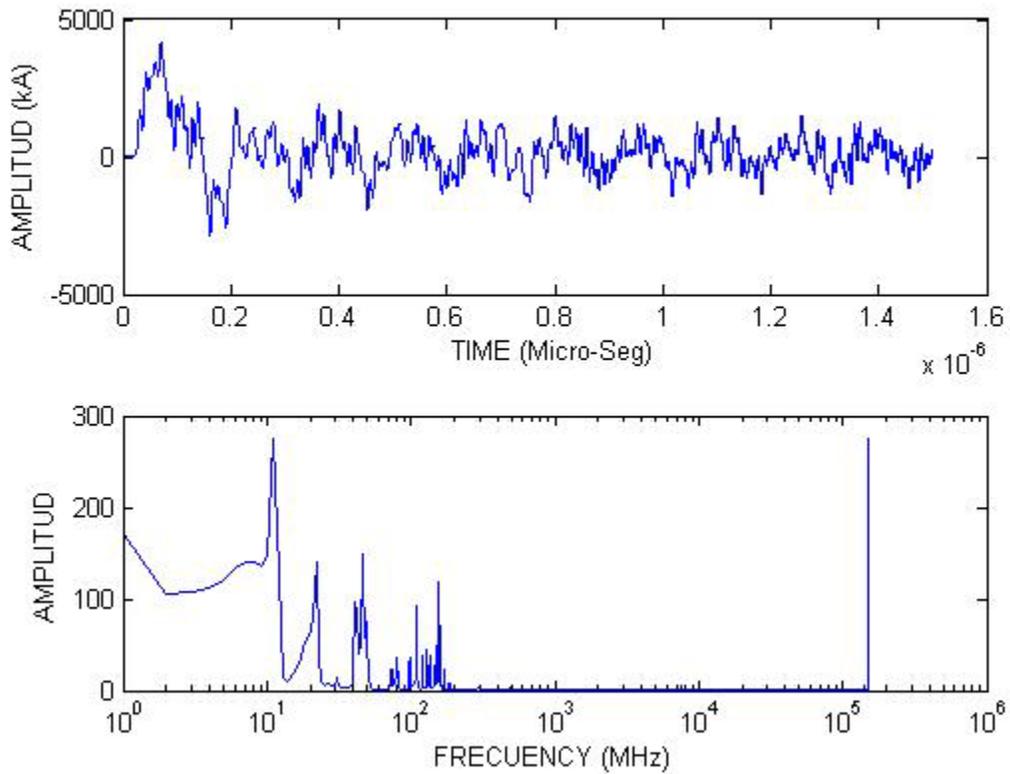


Figura 4.29 Espectro en frecuencia en el CT para la operación SW2

En la figura 4.29 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión CT de la operación SW2, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 11 MHz, 22 MHz, 41 MHz, 46 MHz, 110 MHz, 155 MHz, 170 MHz, siendo estas las más significativas.

4.2.3 operación de cierre SW3.

Operación de cierre del interruptor CB3 cuando el seccionador DS6 está abierto.
Para esta operación se utiliza la siguiente red eléctrica:

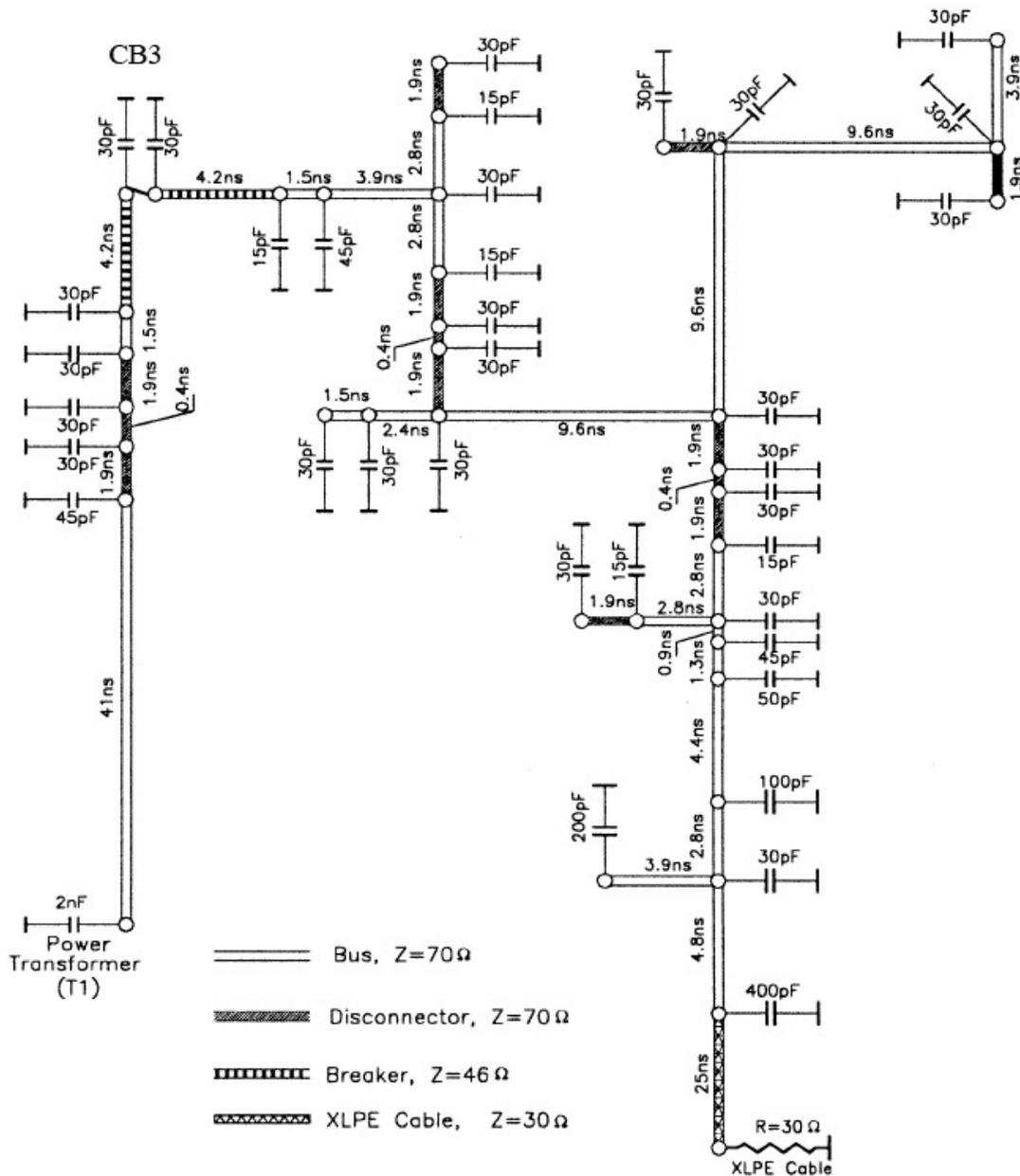


Figura 4.30. Red eléctrica equivalente de un GIS en SF₆ a 245 kV. Para SW3

La figura 4.30 muestra una red eléctrica equivalente del GIS para la operación de cierre de CB3, los componentes del GIS que influyen en esta operación de cierre son representados elementos eléctricos equivalentes a cada componente del GIS.

4.2.3.1 Simulación de SW3 sin incluir el modelo de arco eléctrico.

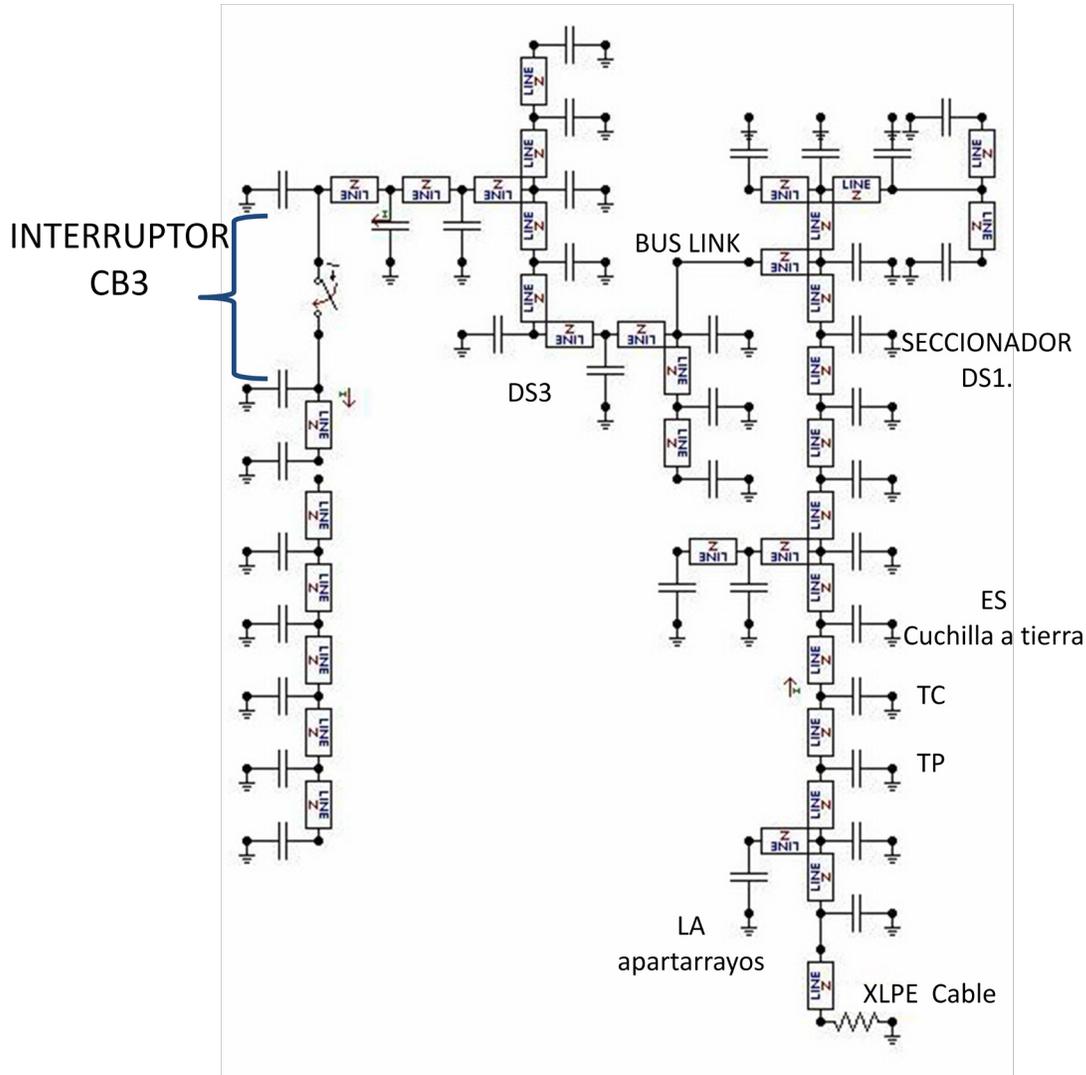


Figura 4.31 Modelo de GIS en ATP-DRAW para SW3.

Una vez obtenida la red eléctrica equivalente se realiza la simulación del cierre del seccionador CB3 con el software ATP-DRAW. La simulación se realiza para un tiempo de 1.5 ns. Se realizó la observación del VFTC en algunos puntos del GIS.

El voltaje en el interruptor cerrado es el mostrado en la figura 4.32 (a) en el cual se observa que está dentro de los valores de voltaje de fuente, en la figura 4.32 (b) se observa el valor de la corriente en el interruptor.

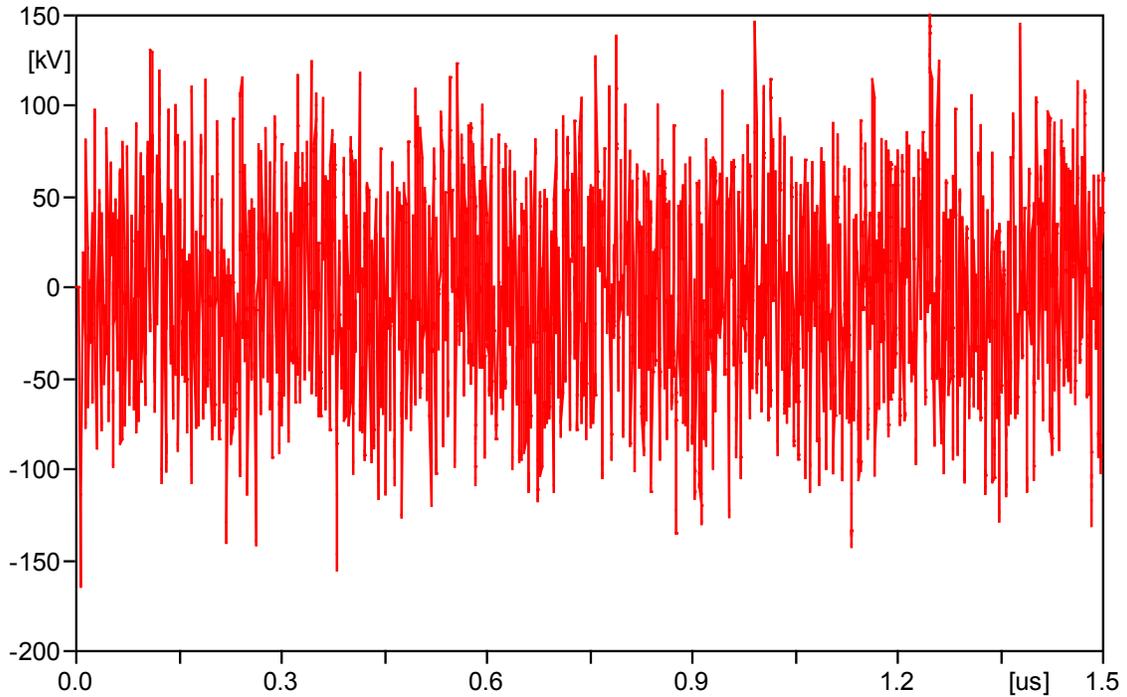


Figura 4.32 (a) Gráfica de VFTO en el interruptor para SW3.

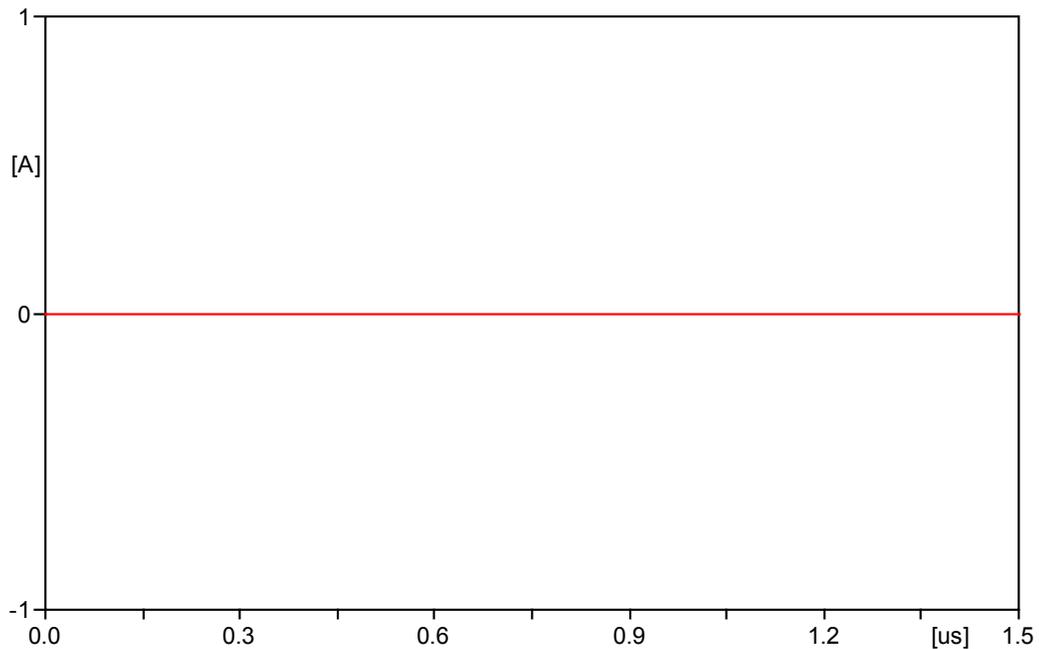


Figura 4.32 (b) Gráfica de VFTC en el interruptor para SW3.

El modelo anterior usado para la operación de cierre SW3 No incluye el modelo de

arco eléctrico y las gráficas obtenidas en la unión GIS-cable y en el bus link son las siguientes:

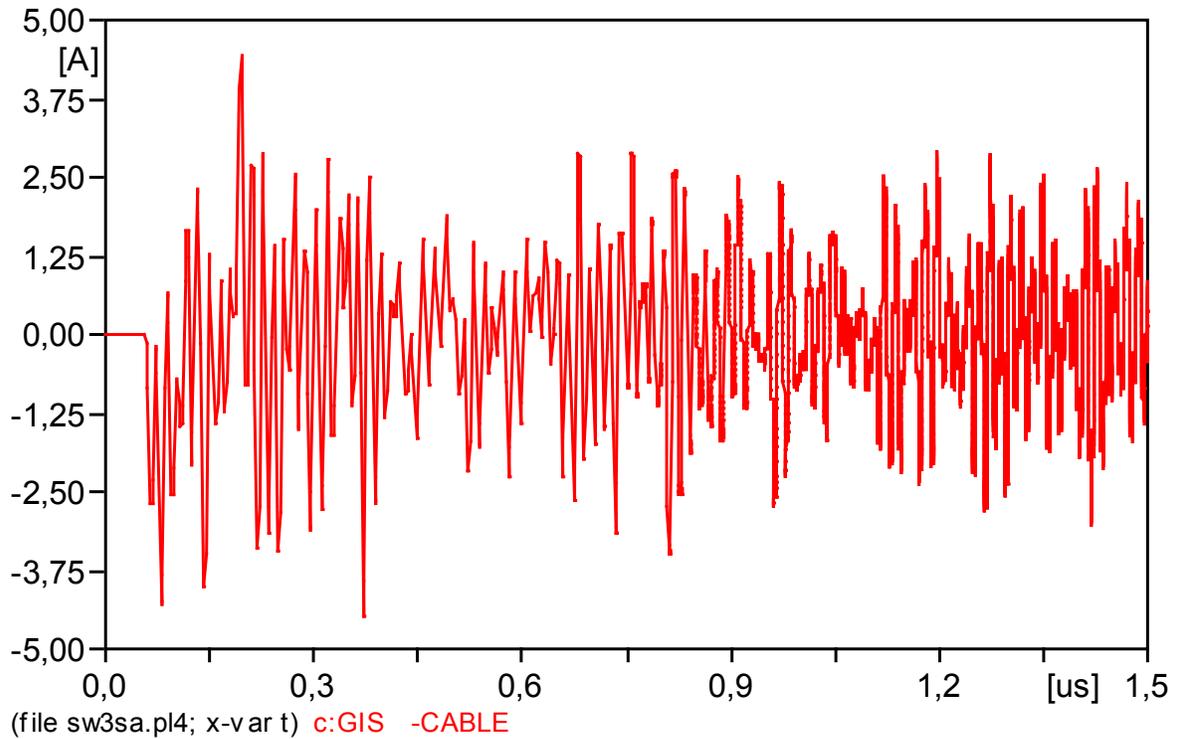


Figura 4.33 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, sin incluir modelo de arco eléctrico.

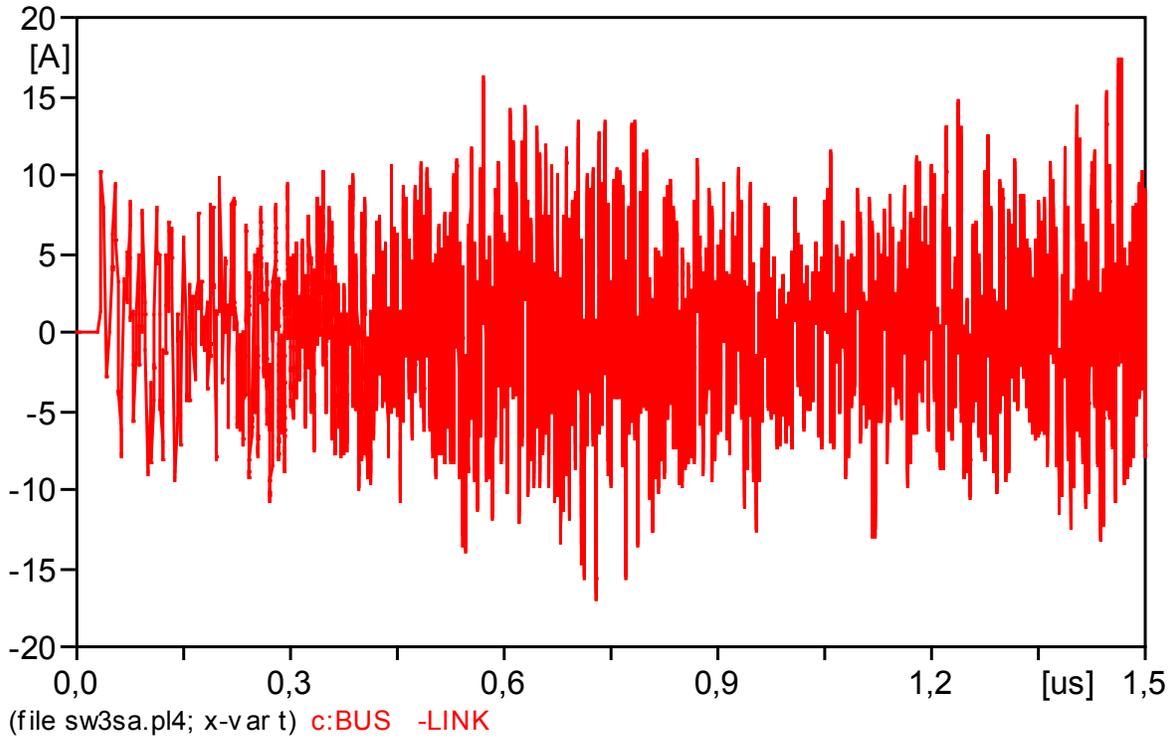


Figura 4.34 VFTC en el bus link, obtenido de la operación SW3, sin incluir el modelo de arco eléctrico.

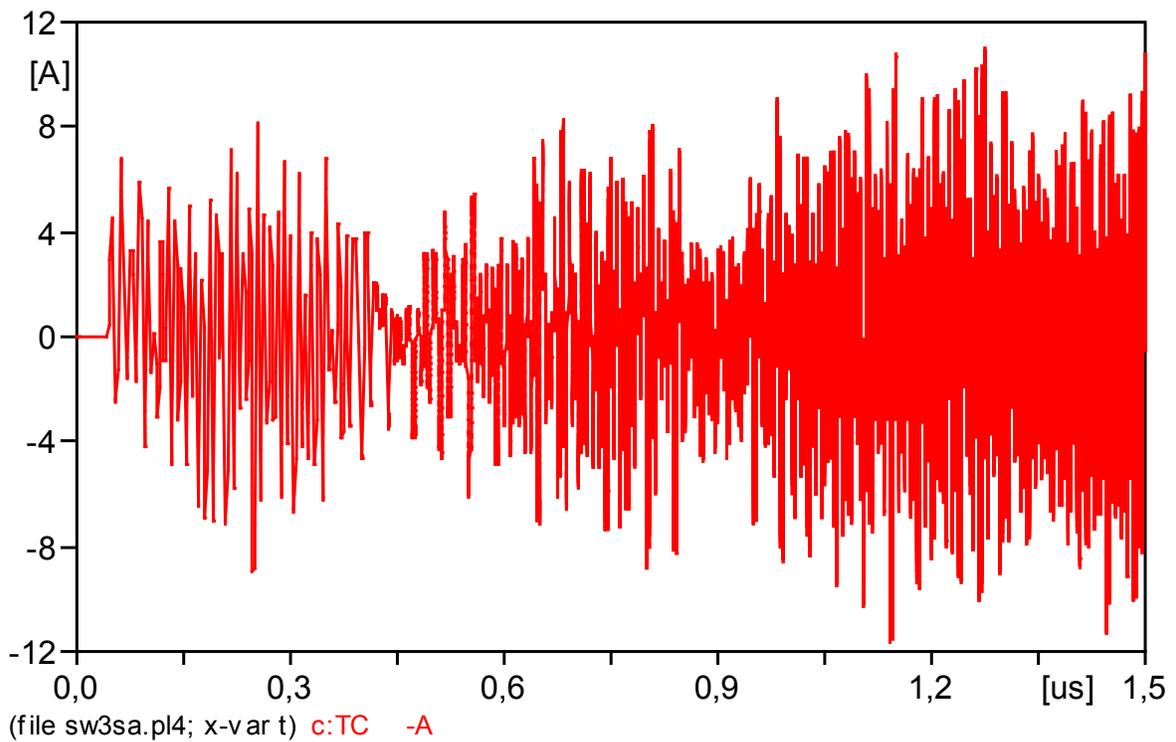


Figura 4.35 VFTC en el CT, obtenido de la operación SW3, sin incluir el modelo de arco eléctrico.

4.2.3.2 Simulación de SW3 utilizando el modelo de arco eléctrico.

Al igual que en SW1 y SW2 a continuación se incluirá el modelo de arco eléctrico en el GIS para de esta manera determinar: magnitud, frente de onda, y espectro en frecuencia del VFTC en la operación SW3. El modelo de arco eléctrico se conecta en el sitio del interruptor operado como se muestra en la siguiente figura.

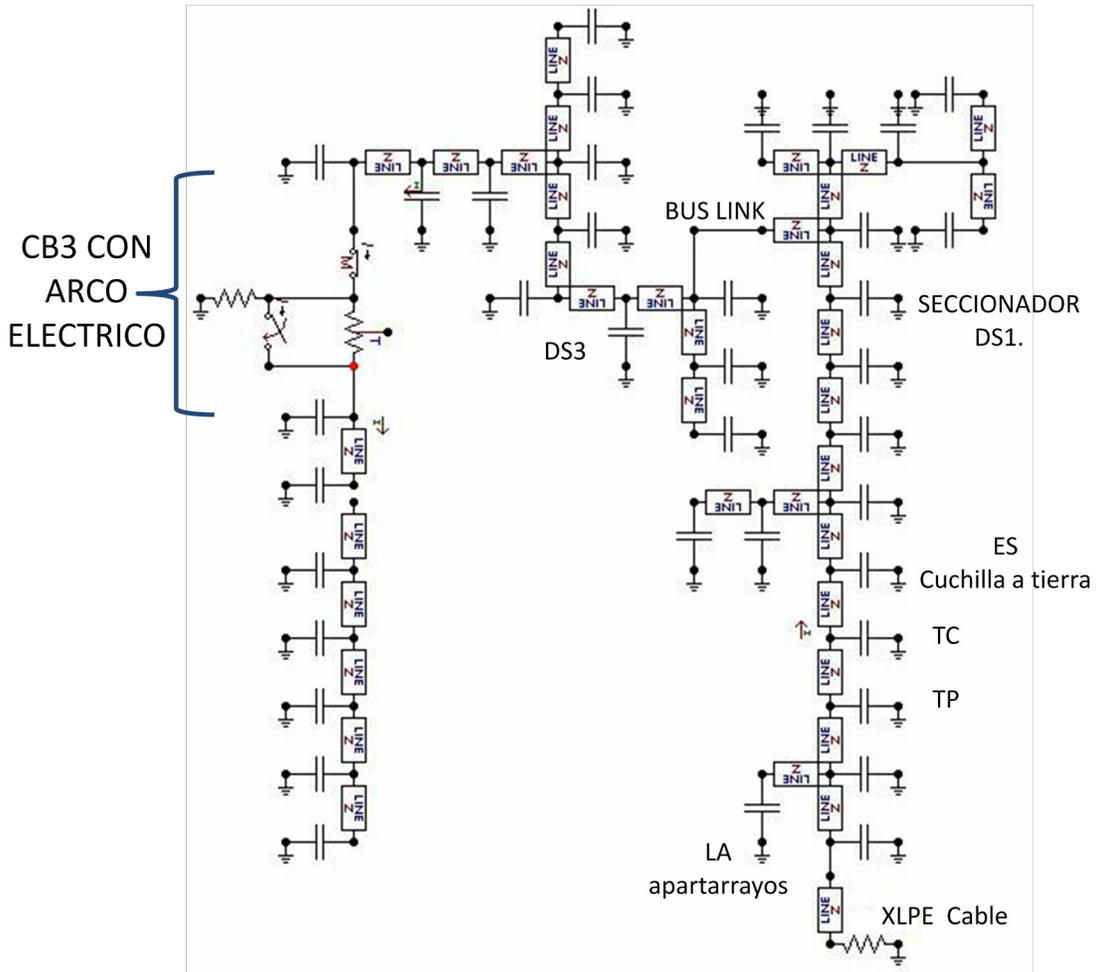


Figura 4.36 Modelo del GIS para SW3 incluyendo el modelo de arco eléctrico.

Una vez incluido el modelo de arco eléctrico se realiza la simulación del GIS para SW3 obteniendo las gráficas siguientes:

En la figura 4.37 se observa la gráfica de voltaje en el interruptor operado en SW1. En el cual se observa que no existe sobrevoltaje y en las figuras 4.38, 4.39, 4.40 se observan los valores de los VFTC's.

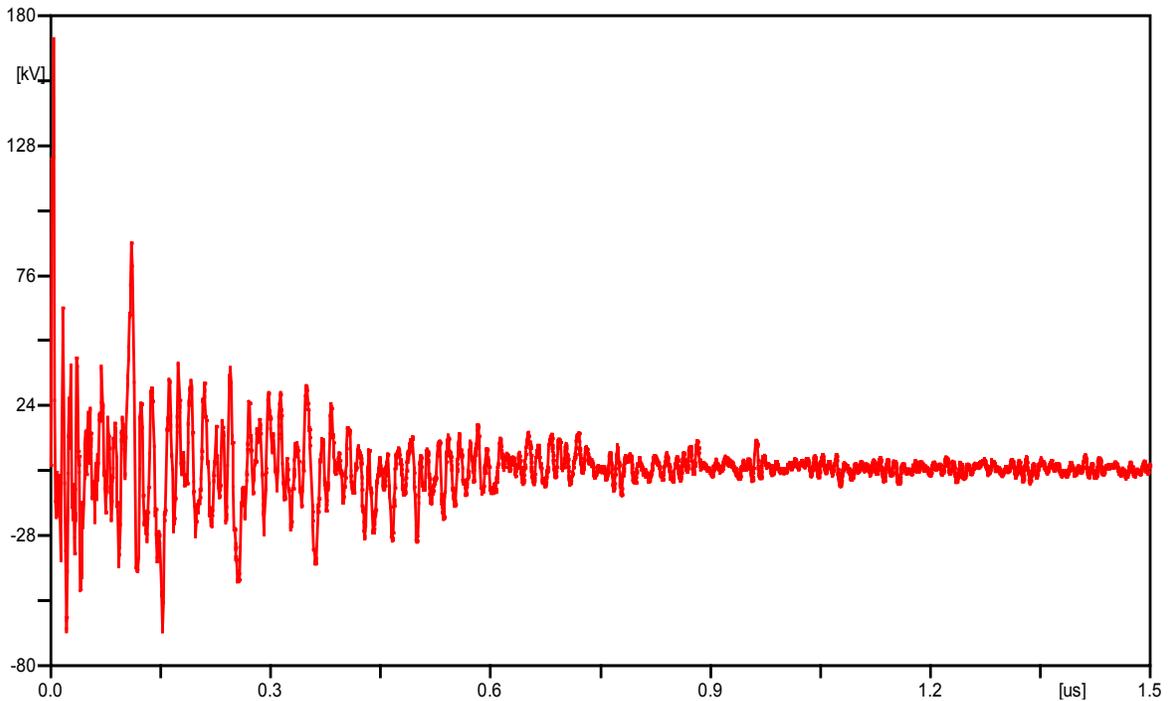


Figura 4.37 Modelo Gráfica de VFTO en el interruptor con modelo de arco eléctrico.

En la figura 4.38 se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, de aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 6.14 kA en un tiempo de 0.02 ns

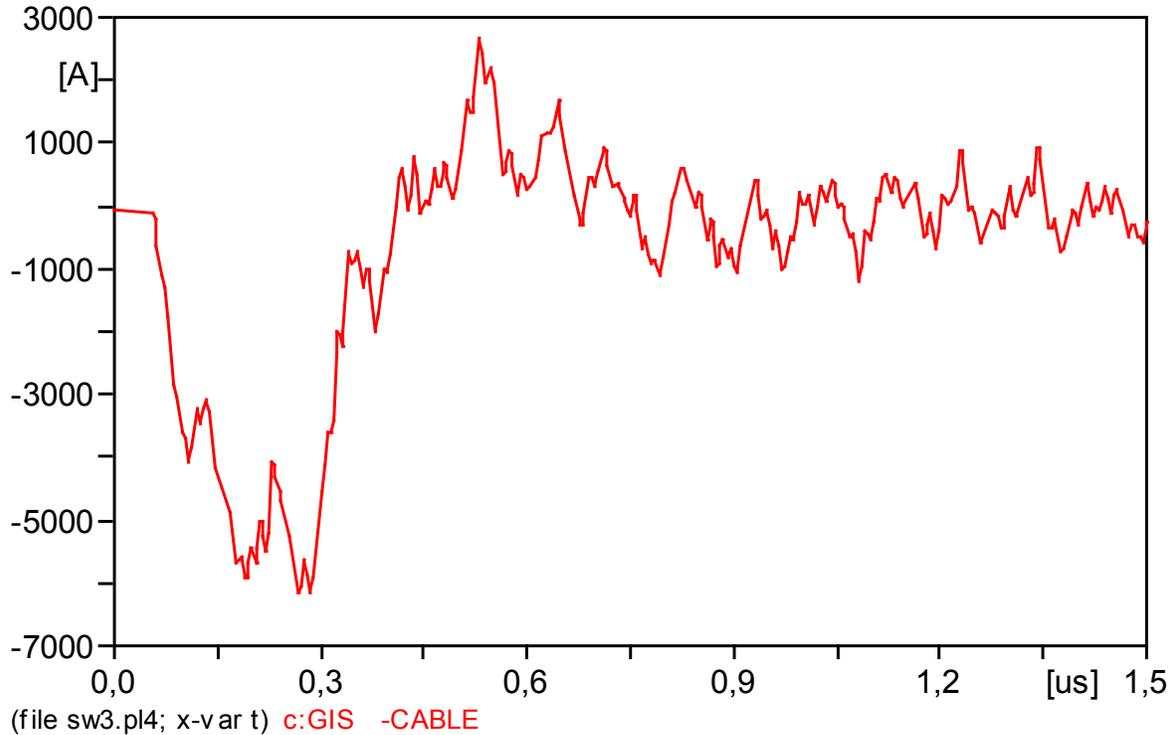


Figura 4.38 VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

En la figura 4.39 se muestra el VFTC generado por la operación SW3. Mostrando ahora el bus link como punto de observación del transitorio que tiene como magnitud máxima 7.24 kA en un tiempo de 0.01ns. En la figura 4.40 se toma como punto de observación el transformador de corriente (TC), el VFTC toma como magnitud máxima 6.35 k A en un tiempo de 0.02ns.

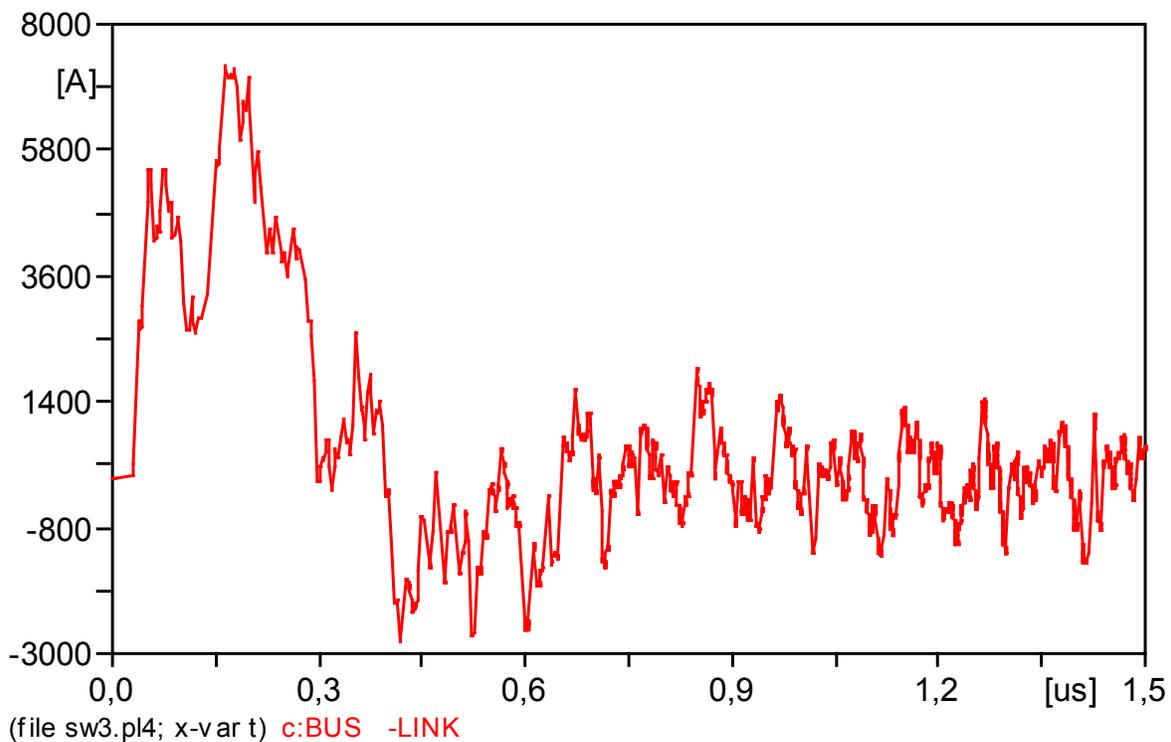


Figura 4.39 VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

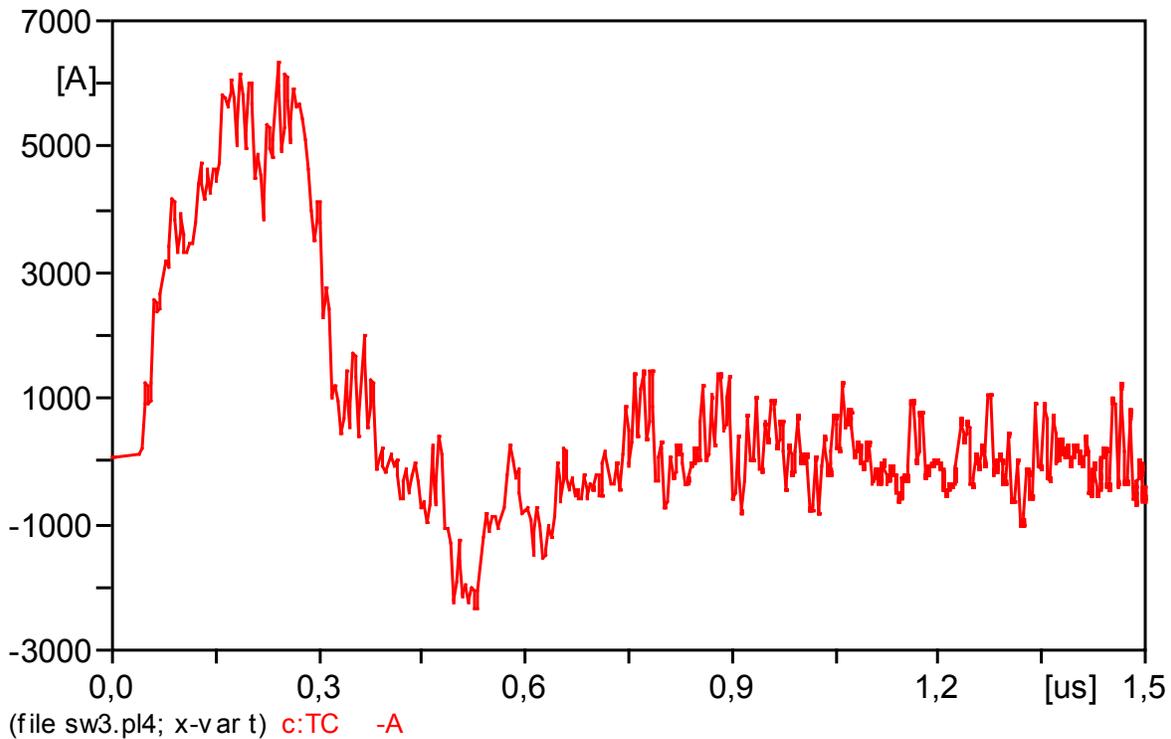


Figura 4.40 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3, incluyendo el modelo de arco eléctrico.

4.2.3.3 Espectro en frecuencia para la operación SW3.

Con las gráficas anteriores, se realiza un análisis de espectro en frecuencia. Obteniendo los siguientes resultados:

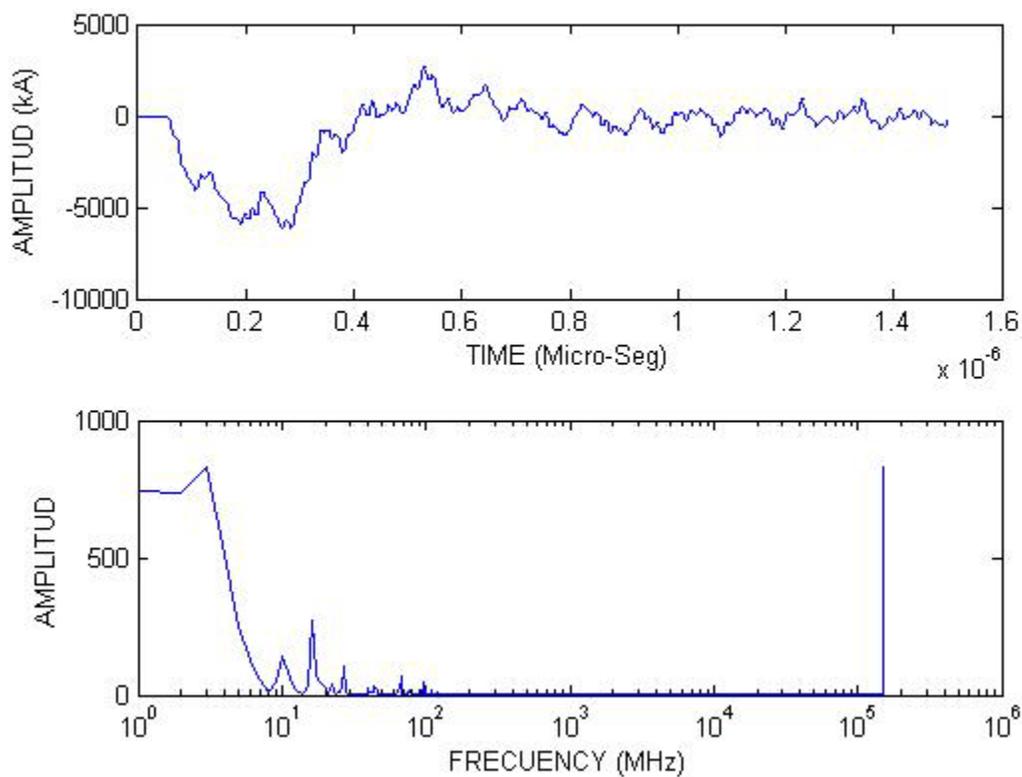


Figura 4.41 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para la operación SW3

En la figura 4.41 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable de la operación SW3, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 67 MHz, siendo estas las más significativas.

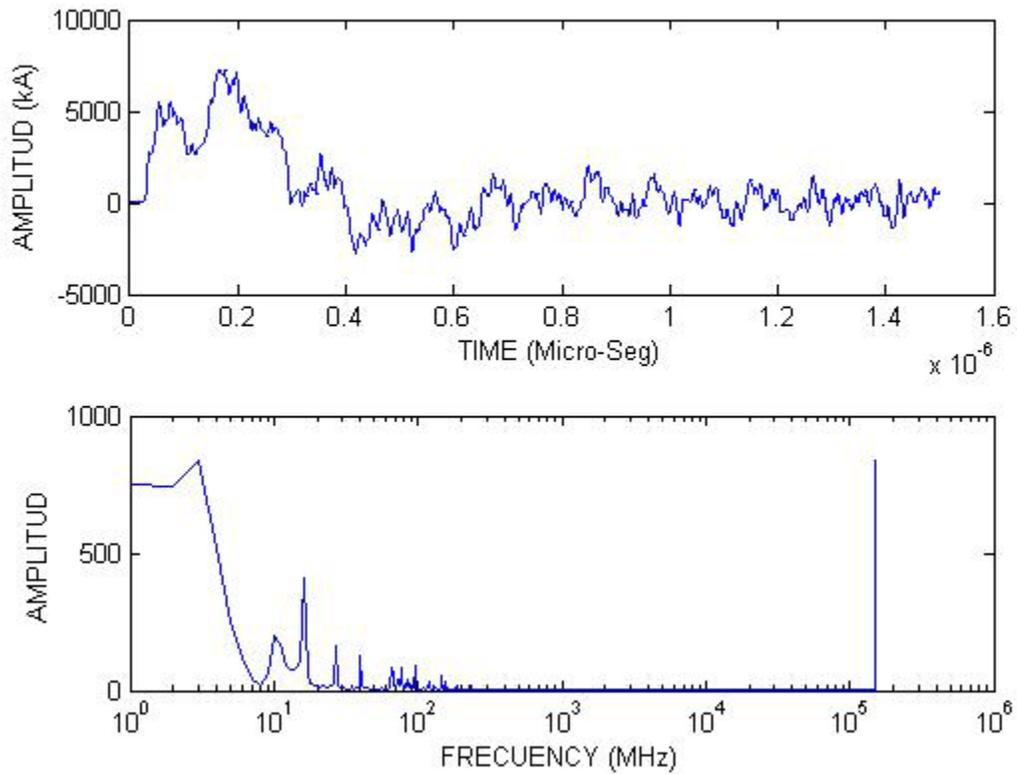


Figura 4.42 Espectro en frecuencia en el bus link para la operación SW3

En la figura 4.42 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en el BUS LINK de la operación SW3, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 40 MHz, 95 MHz, 146 MHz siendo estas las más significativas.

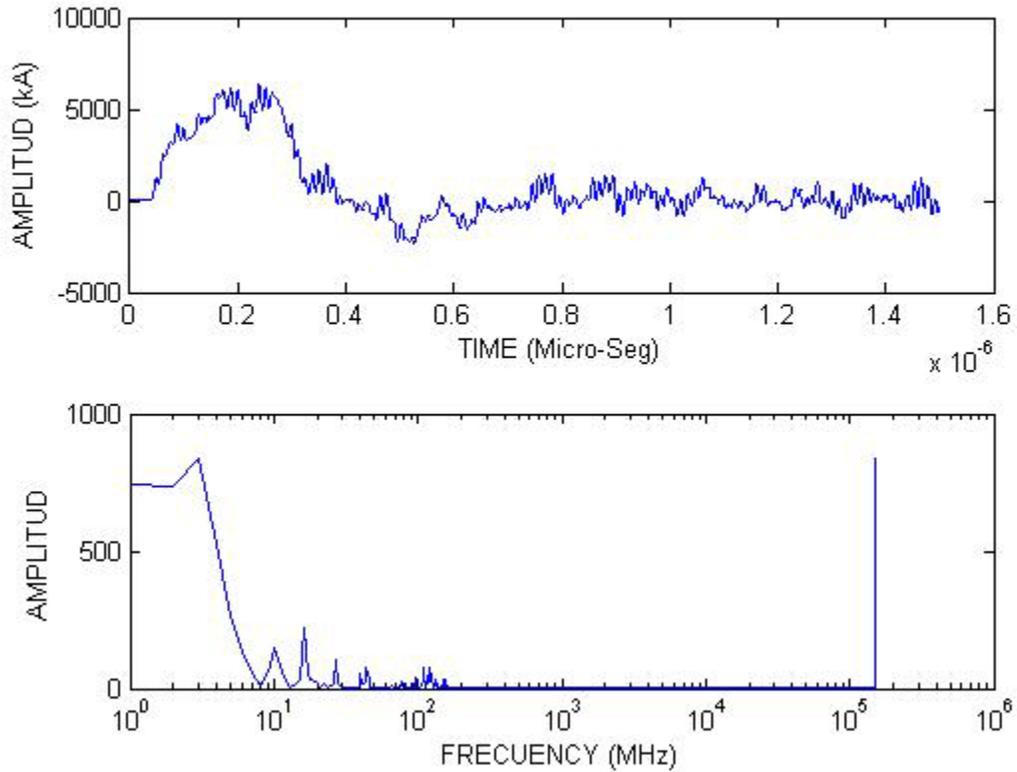


Figura 4.43 Espectro en frecuencia en el CT para la operación SW3

En la figura 4.43 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en el CT de la operación SW3, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 40 MHz, 44MHz, 95 MHz, 122 MHz siendo estas las más significativas.

4.3 ESPECTRO EN FRECUENCIA DEL VFTC.

En las operaciones de cierre SW1, SW2 y SW3 realizadas anteriormente se mostraron gráficas del espectro en frecuencia del VFTC. A continuación se describirá la forma en la cual se obtiene dichas gráficas. El primer paso es realizar la simulación del cierre. Por ejemplo la operación SW1 en el punto de observación, “unión GIS-cable”

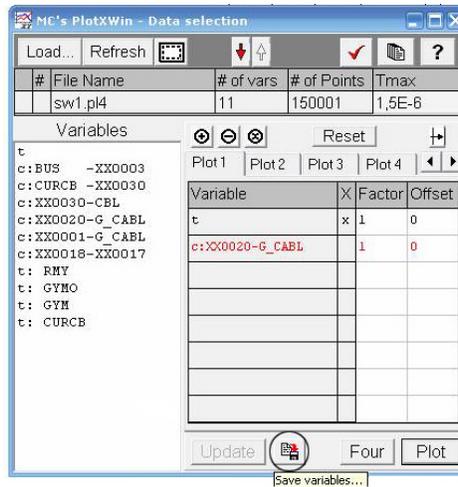


Figura 4.44 Ventana del PLOT XY

La figura 4.44 muestra la ventana de PLOT XY en el cual existe una opción de guardar las variables de la gráfica del transitorio ultra-rápido de sobre-corriente, esta opción está señalada en la figura mediante un círculo negro.

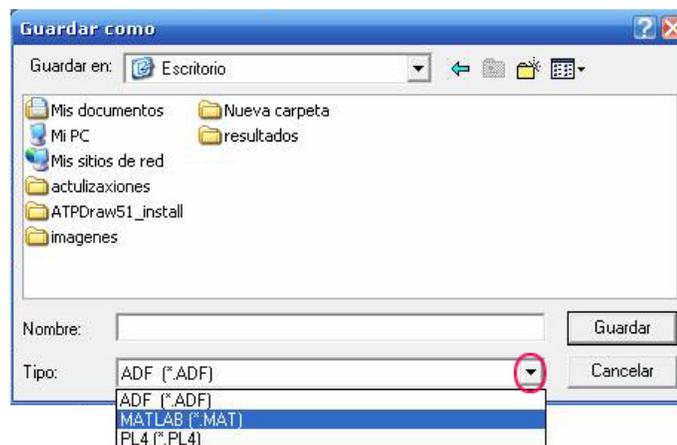


Figura 4.45 ventana para guardar las variables del VFTC.

Después de seleccionar la opción de guardar, aparecerá otra ventana, como se muestra en la figura 4.45 en la cual se debe seleccionar el tipo de archivo a guardar, este debe ser del tipo .MAT.

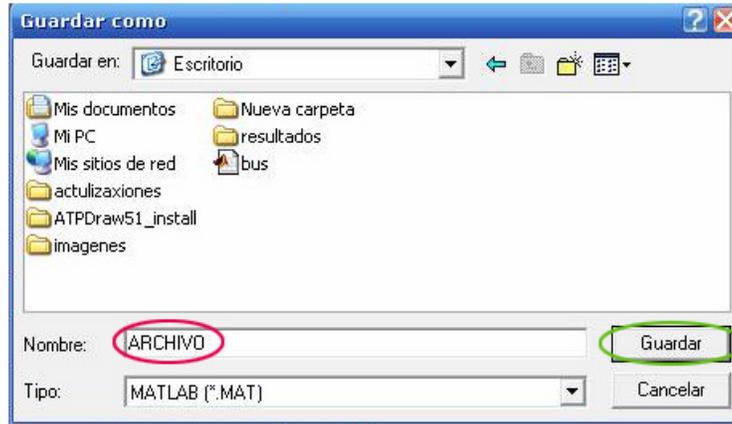


Figura 4.46 Nombrar el archivo donde se guardarán las variables del VFTC.

Una vez seleccionado el tipo de archivo, se le dará nombre a este y se guardará como se muestra en la figura 4.46. Se recibirá una notificación de que el archivo ha sido guardado con éxito como se muestra en la figura 4.47. Después se busca el archivo y se abre con el software MATLAB

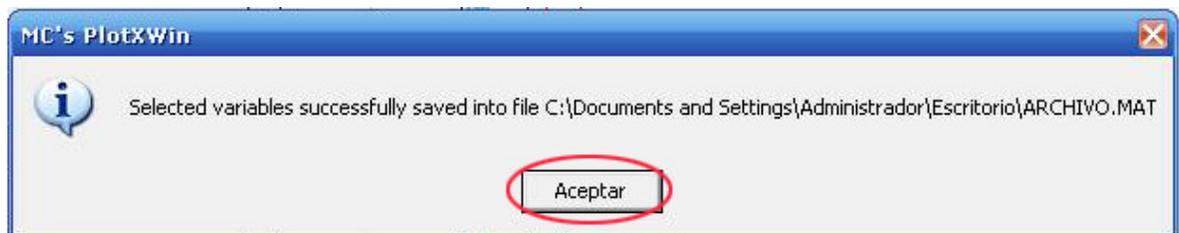


Figura 4.47 Mensaje de confirmación

Al abrir el archivo guardado aparecerá en la pantalla los vectores del transitorio ultra-rápido de sobre-corriente, mostrado en la figura 4.47 con un círculo de color rojo, como siguiente paso se debe redactar el algoritmo, este algoritmo es el que se encargará de utilizar la información del archivo guardado con las variables del transitorio ultra-rápido (Este se muestra en la figura 4.48 por medio de un rectángulo de color verde) y por medio de esta adquirir un el espectro en frecuencia del VFTC mostrado en la figura 4.49.

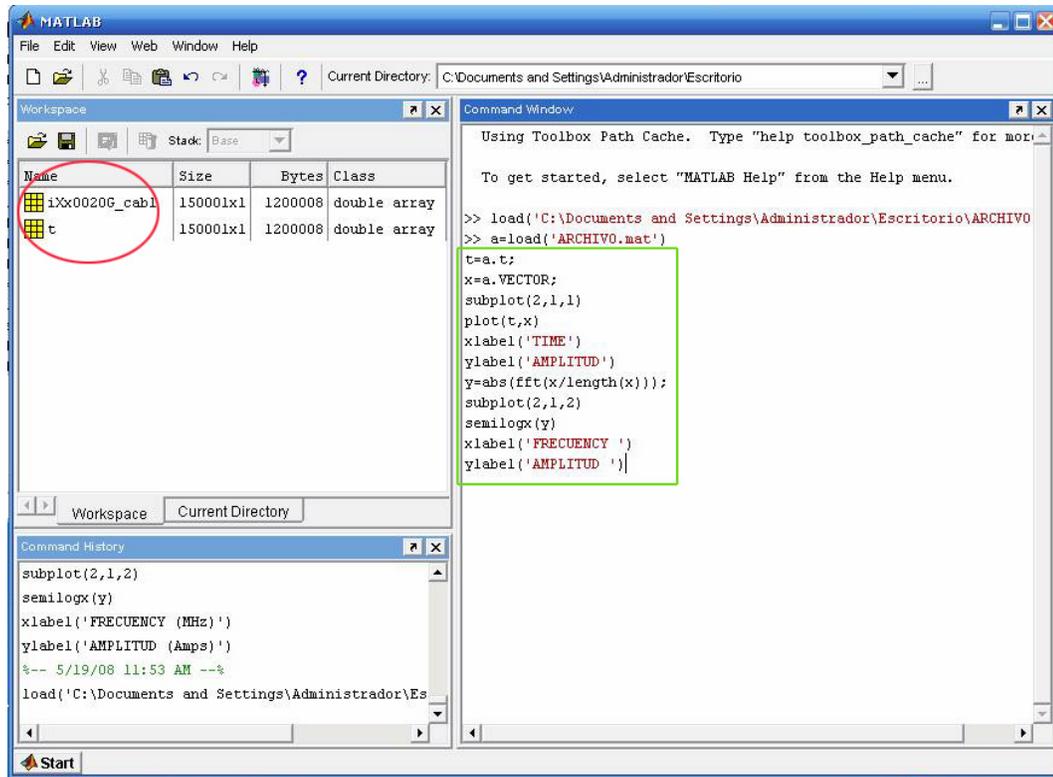


Figura 4.48 Vista de MATLAB, por medio de este es obtenido el espectro en frecuencia del VF_{TC}.

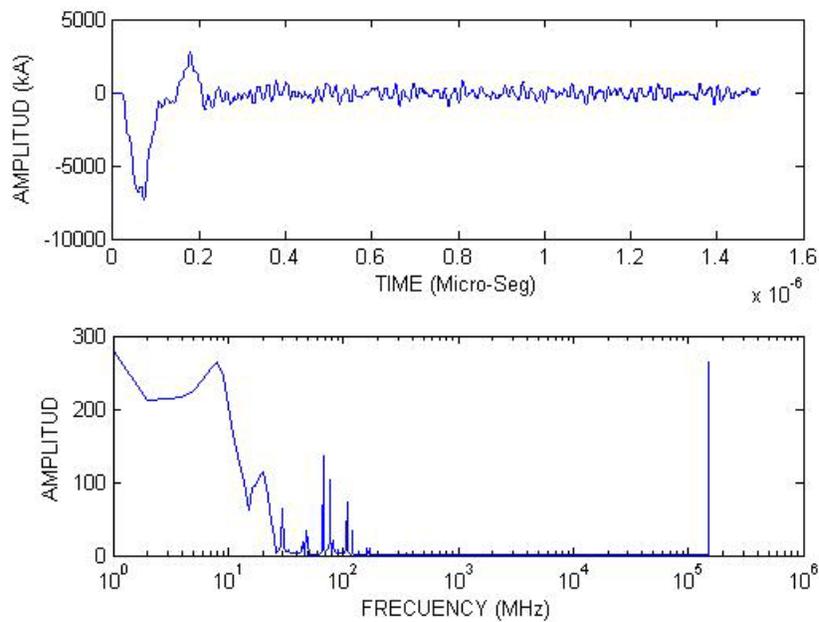


Figura 4.49 Gráfica del espectro en frecuencia del VF_{TC}

4.4 TABLA DE RESULTADOS DE OPERACIONES.

La tabla 4.3 muestra las amplitudes máximas de los transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente en los puntos de observación, unión GIS-cable, BUS LINK, transformador de corriente (CT), etc. simulados en la subestación aislada en gas SF₆ incluyendo el modelo de arco eléctrico. Para las operaciones de cierre de interruptores SW1, SW2 y SW3.

Tabla 4.3 Resultados obtenidos de las operaciones SW1, SW2 y SW3. La amplitud de estos está dada en kA

VF _{TC} 's EN KA EN DIFERENTES COMPONENTES DEL GIS			
COMPONENTE DEL GIS	OPERACIÓN DE CIERRE		
	SW1	SW2	SW3
GIS-CABLE	7.36	3.75	6.14
CT	8.10	4.19	6.35
DS1	7.38	3.67	6.16
BUS LINK	4.33	6.28	7.24
DS3	2.18	6.90	7.3

Interacción de Armónicos con el VFTC en un GIS.

Del capítulo anterior se obtuvieron simulaciones de VFTC en un GIS, este modelo de GIS será utilizado para inyectar fuentes armónicas y observar los efectos que provocan en las características del VFTC que son amplitud y componentes en frecuencia, y observar que interacción tiene la inyección de armónicos con el VFTC en diferentes puntos del GIS. Para la simulación de dichos armónicos se utilizaron 2 ejemplos.

5.1 ARMÓNICOS PROVENIENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

El incremento en el uso cada vez más frecuente de cargas no lineales ha provocado en los últimos años, una mayor dedicación entre los investigadores de ingeniería eléctrica al problema de la distorsión de la onda de tensión en los sistemas de distribución.

Las cargas no lineales originan corrientes armónicas que se propagan en las redes de transmisión y distribución eléctrica, afectando los índices de calidad del suministro. Esto puede ser peligroso para algunos equipos y cargas sensibles (ejemplo: dispositivos de protección, bancos de condensadores, motores, computadoras etc.), además los problemas de calentamiento que se originan en las líneas y transformadores de distribución [10]

Para observar el efecto de los armónicos de la red de distribución en el GIS, es necesario realizar una inyección de señales armónicas al modelo obtenido del GIS en los capítulos anteriores.

5.2 EJEMPLO 1

Para la simulación de armónicos se utilizó un ejemplo de una carga que contiene señales armónicas.

La figura 5.1 muestra las formas de onda que contienen distorsión armónica estas fueron utilizadas como armónicos provenientes de la red de distribución [9]. Para observar los efectos que causan en el GIS y cómo interactúan con los VFTC's ya simulados

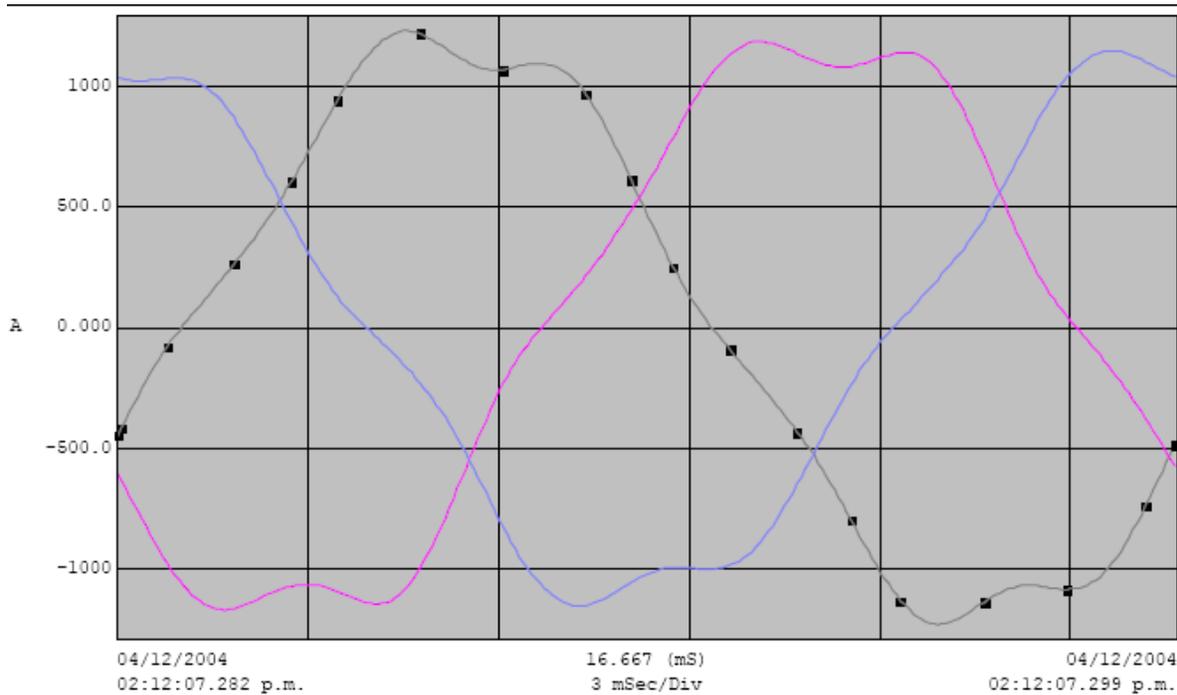
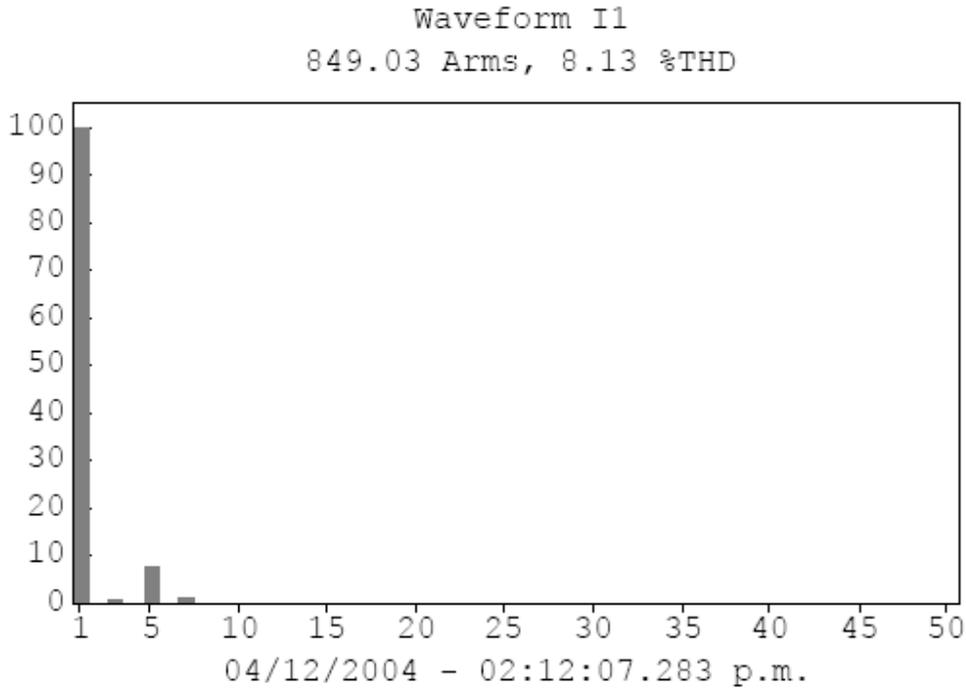


Figura 5.1. Señal de corriente con armónicos del ejemplo 1.

La figura 5.2 muestra el contenido armónico de la onda de corriente I_1 esta será la utilizada para la inyección de armónicos.



Waveform I1

	(%)		(%)		(%)
H01	100.0	H18	0.0	H35	0.0
H02	0.1	H19	0.0	H36	0.0
H03	0.7	H20	0.0	H37	0.0
H04	0.5	H21	0.0	H38	0.0
H05	7.9	H22	0.0	H39	0.0
H06	0.1	H23	0.0	H40	0.0
H07	1.7	H24	0.0	H41	0.0
H08	0.0	H25	0.0	H42	0.0
H09	0.1	H26	0.0	H43	0.0
H10	0.0	H27	0.0	H44	0.0
H11	0.1	H28	0.0	H45	0.0
H12	0.0	H29	0.0	H46	0.0
H13	0.1	H30	0.0	H47	0.0
H14	0.0	H31	0.0	H48	0.0
H15	0.0	H32	0.0	H49	0.0
H16	0.0	H33	0.0	H50	0.0
H17	0.1	H34	0.0		

Figura 5.2. Contenido armónico de la señal de corriente I1. [9]

En base a estos valores se generará una fuente de armónica en ATP-DRAW, pero con la limitación de solo generar hasta la armónica H9. Para esto existe un elemento en el software ATP-DRAW, el cual es la fuente HSF source. Y cual funciona de la misma manera que si se conectaran diferentes fuentes a un mismo punto.

Para la validación del uso de este elemento. Se demostró que HFS source, funciona igual que un conjunto de fuentes, esto se muestra gráficamente con ayuda del software ATP-DRAW.

Tabla 5.1 armónicos utilizados para el ejemplo 1

armónico	%
1	100
2	0.1
3	0.7
4	0.5
5	7.9
6	0.1
7	1.7
8	0
9	0.1

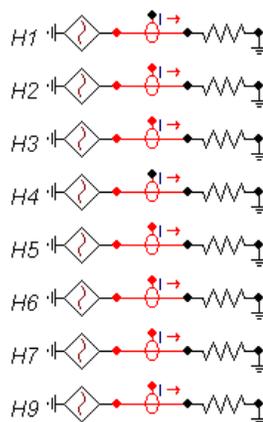


Figura 5.3. (a) Fuentes individuales de armónicos de la 2 a la 9.

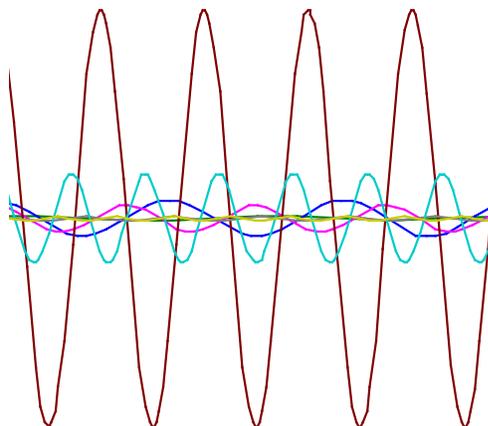


Figura 5.3. (b) Señales armónicas desde la 2 hasta la 9. Magnitudes obtenidas del ejemplo 1.

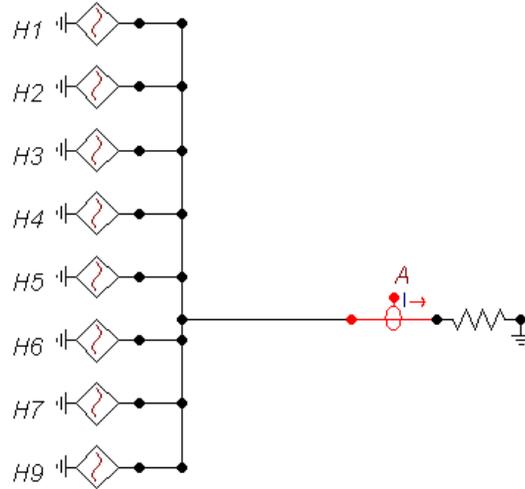


Figura 5.4 (a). Fuentes armónicas conectadas a un punto común.

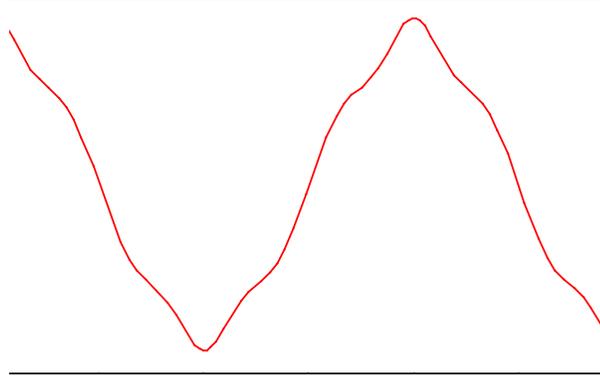


Figura 5.4 (b). Señal obtenida de las fuentes armónicas conectadas a un punto común.

La figura 5.4 (a) muestra la conexión de las fuentes armónicas desde la 2 hasta la 9 que tiene como señal resultante la gráfica mostrada en la figura 5.4 (b).

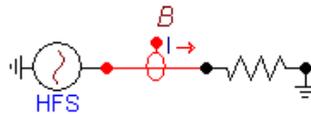


Figura 5.5 (a). Fuente de armónicos HFS source.

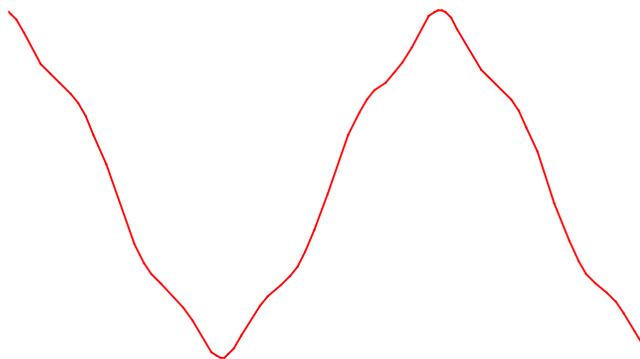


Figura 5.5 (b). Señal obtenida de la HFS source.

De las figuras 5.4 (b) y 5.5 (b), podemos concluir que las señales obtenidas en las dos simulaciones de fuentes separadas y la fuente HFS source, son idénticas, por lo cual para la simulación de inyección de armónicos se utiliza el elemento HFS source.

La gráfica 5.5 (b) se analiza para obtener sus componentes armónicos para verificar que corresponden a los componentes que se ingresaron para la generación de la señal, teniendo como resultado lo mostrado en la figura 5.6.

MC's PlotXY - Fourier chart(s). Copying date: 27/05/2008
 File sahor1.pl4 Variable c:B -XX0004 [pu of harm. 1]
 Initial Time: 0,01 Final Time: 0,03

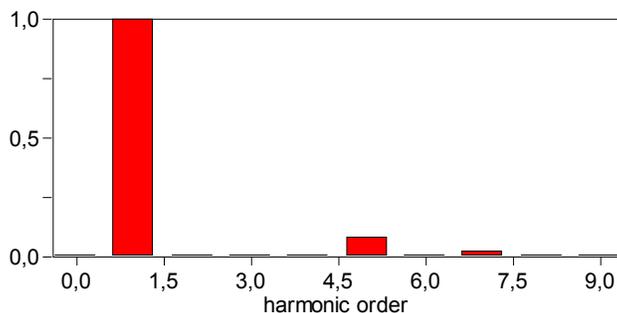


Figura 5.6. Contenido armónico de la señal de HFS source.

5.2.1 Inyección de armónicos del ejemplo 1 en el modelo del GIS

Como se indicó anteriormente, se realiza la inyección de los armónicos del ejemplo 1 al modelo del GIS. Esto se realiza solamente para la operación SW3.

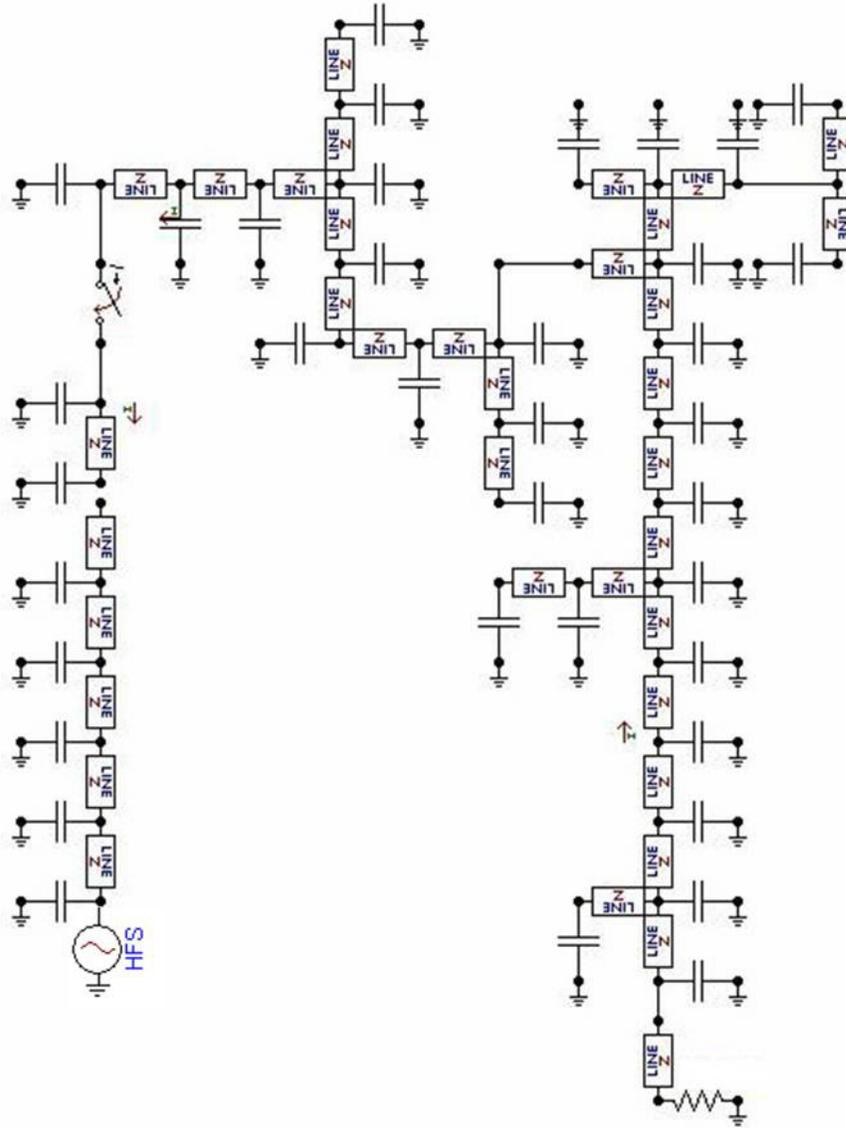


Figura 5.7. Diagrama utilizado en ATP- DRAW para la simulación de SW3.

Una vez realizada la simulación de la inyección de armónicos, se observa el efecto que causan en los VFTC's observados en las simulaciones anteriores.

En la figura 5.8 (a) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, de aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 6.14 kA en un tiempo de 0.02 ns

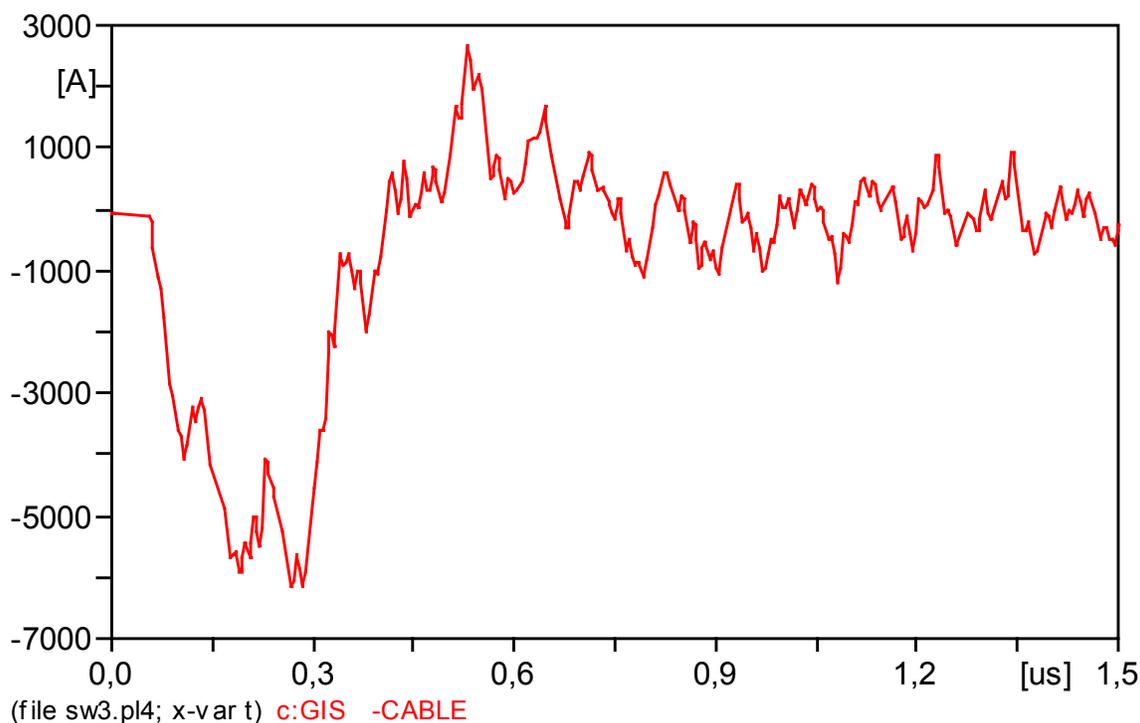


Figura 5.8 (a) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3.

En la figura 5.8 (b) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, pero incluye la inyección de armónicos del ejemplo 1. De aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 7.480 kA en un tiempo de 0.02ns

En la figura 5.8 (c) se comparan las dos señales de las figuras 5.8 (a) y 5.8 (b) y se observa el efecto que provoca la inyección de armónicos en el transitorio ultra-rápido de corriente en el punto, unión GIS-cable

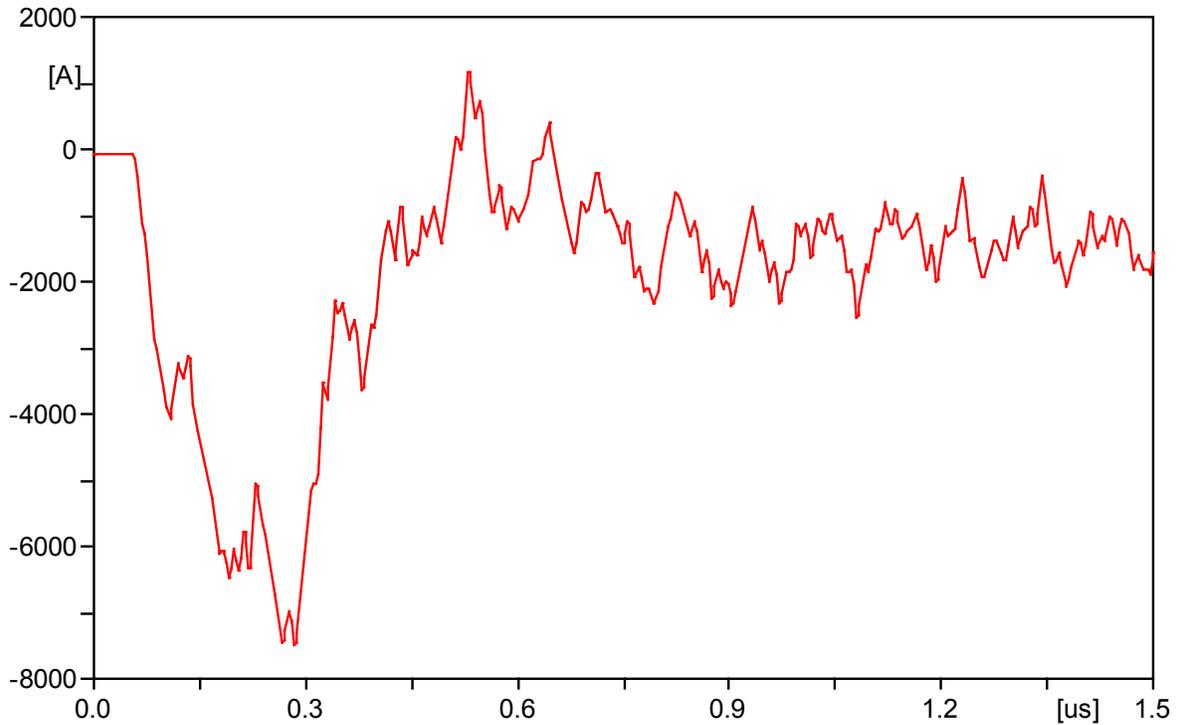


Figura 5.8 (b) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicas.

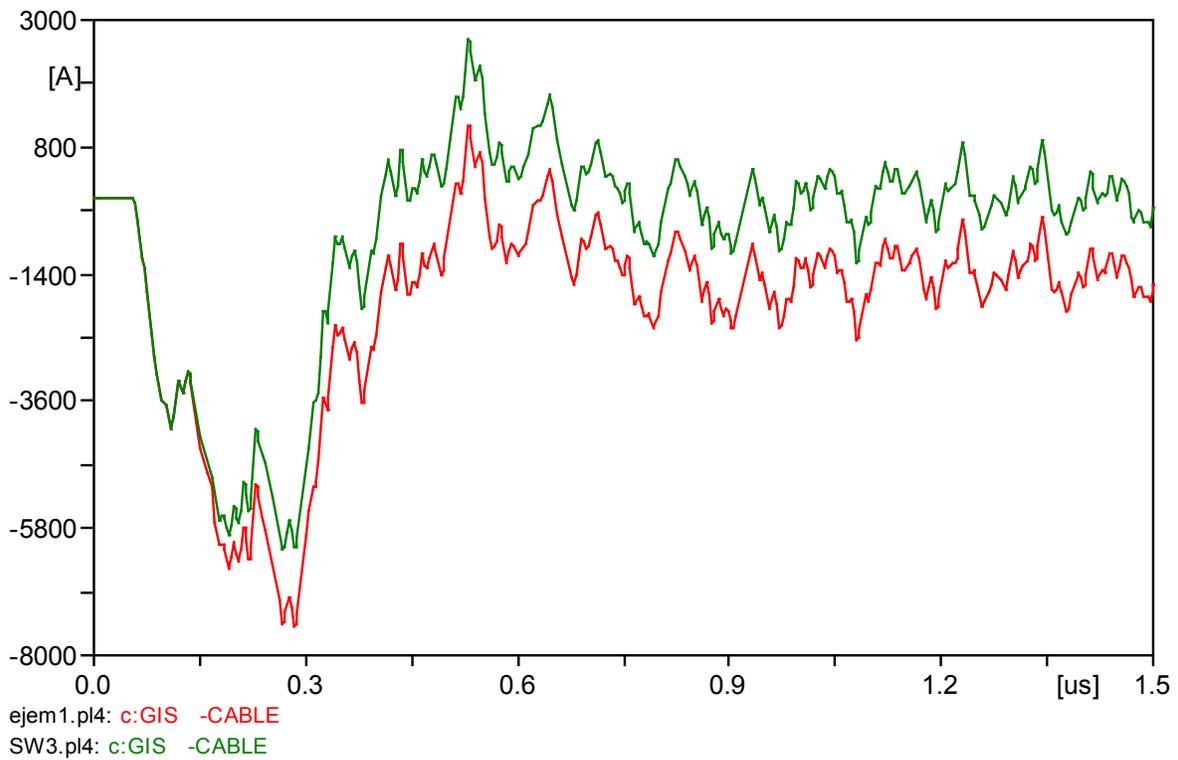


Figura 5.8 (c) Comparación del VFTC en la unión GIS cable, con y sin armónicas.

En la figura 5.9 (a) se muestra el VFTC generado por la operación SW3. Mostrando ahora el bus link como punto de observación del transitorio que tiene como magnitud máxima 7.24 kA en un tiempo de 0.01ns

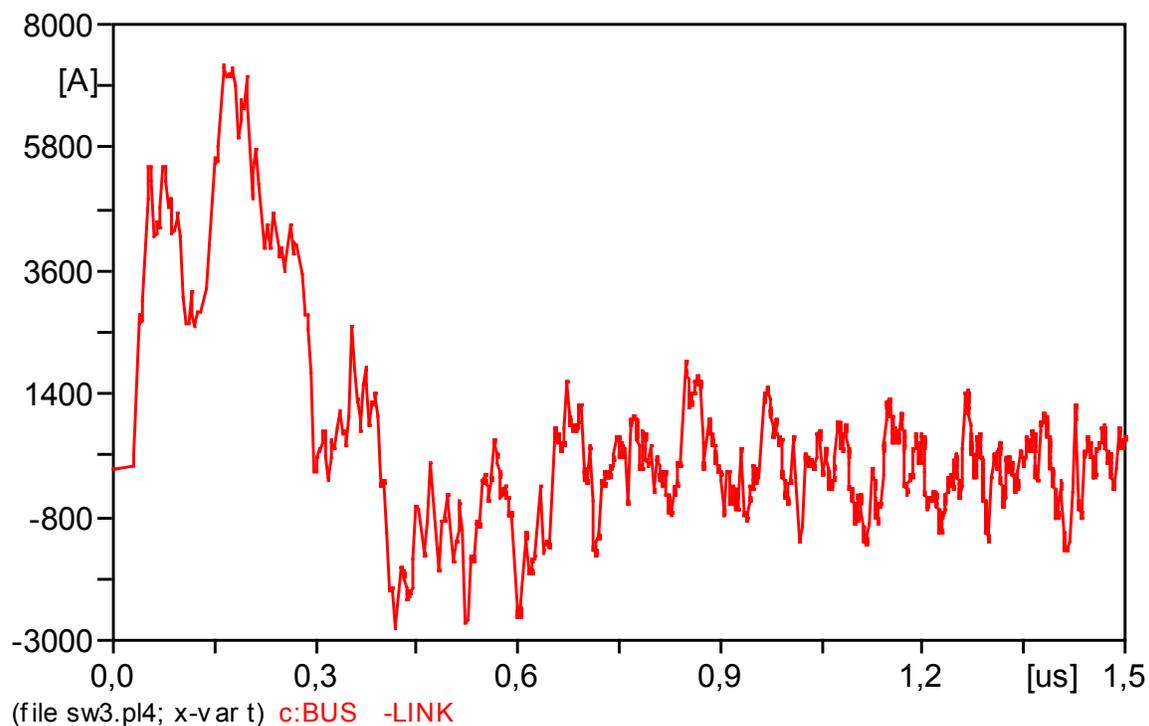


Figura 5.9(a) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3.

En la figura 5.9 (b) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en el bus link, pero incluye la inyección de armónicos del ejemplo 1. De aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 8.15 kA en un tiempo de 0.01ns

En la figura 5.9 (c) se comparan las dos señales de las figuras 5.9 (a) y 5.9 (b) y se observa el efecto que provoca la inyección de armónicos en el transitorio ultra-rápido de corriente en el punto, bus link.

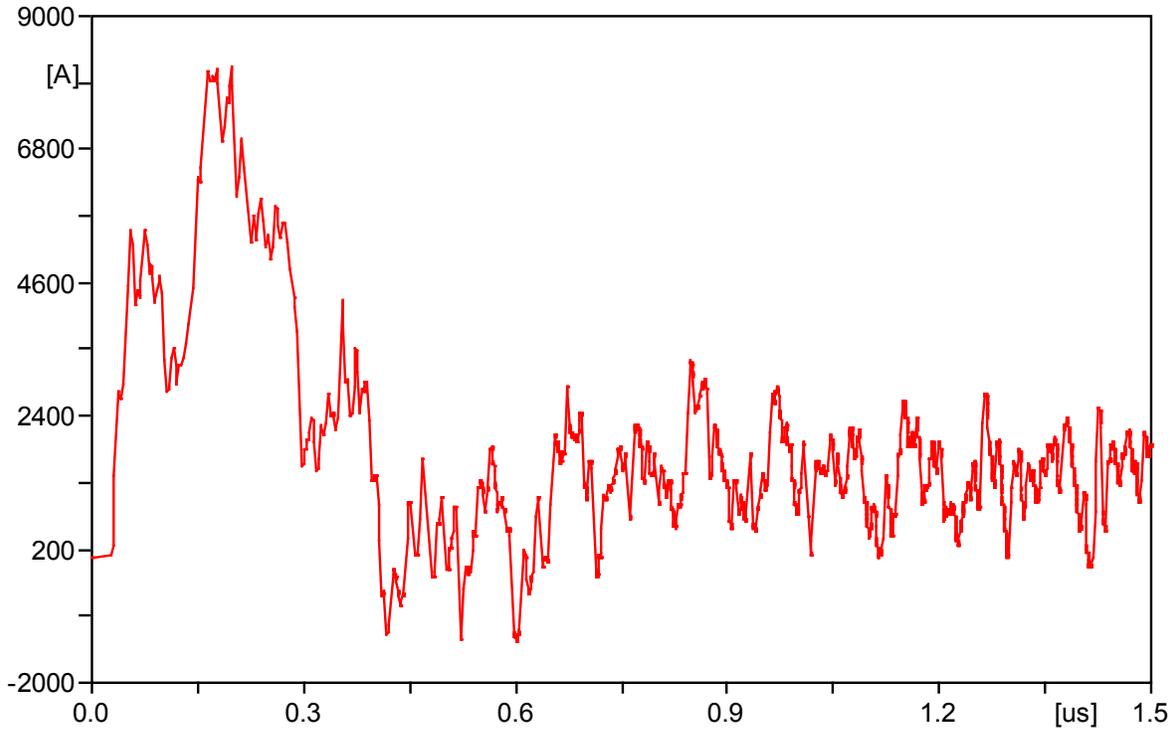


Figura 5.9 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicas.

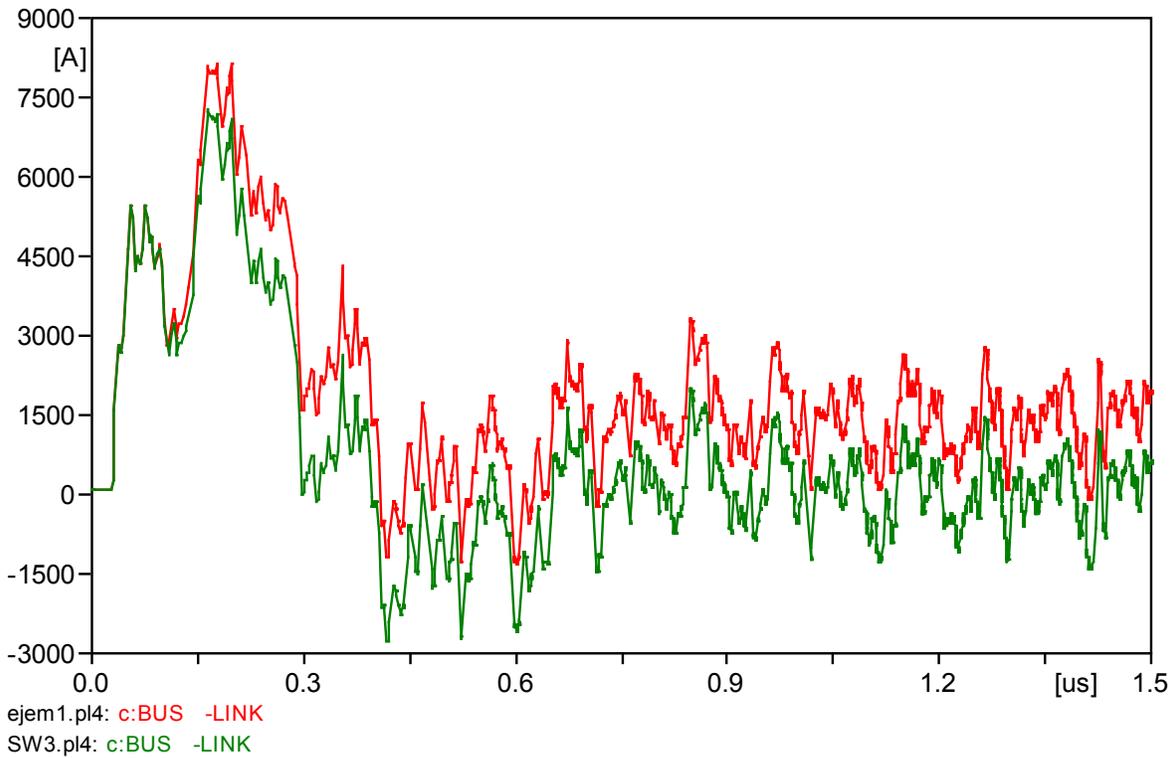


Figura 5.9 (c) Comparación del VFTC en el bus link. Con y sin armónicas.

En la figura 5.10 (a) se toma como punto de observación el transformador de corriente (TC), el VFTC toma como magnitud máxima 6.35 k A en un tiempo de 0.02ns.

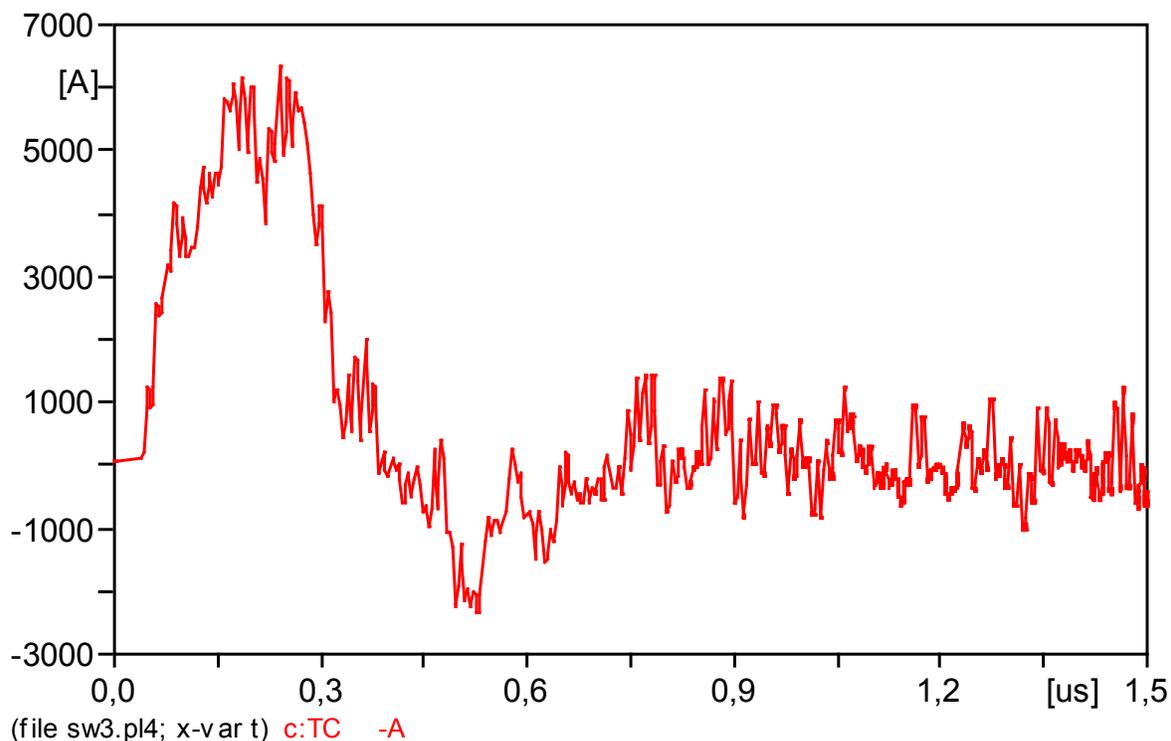


Figura 5.10 (a) VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3.

En la figura 5.10 (b) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en el TC, pero incluye la inyección de armónicos del ejemplo 1. De aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 7.59 kA en un tiempo de 0.02ns

En la figura 5.10 (c) se comparan las dos señales de las figuras 5.10 (a) y 5.10 (b) y se observa el efecto que provoca la inyección de armónicos en el transitorio ultra-rápido de corriente en el punto, TC.

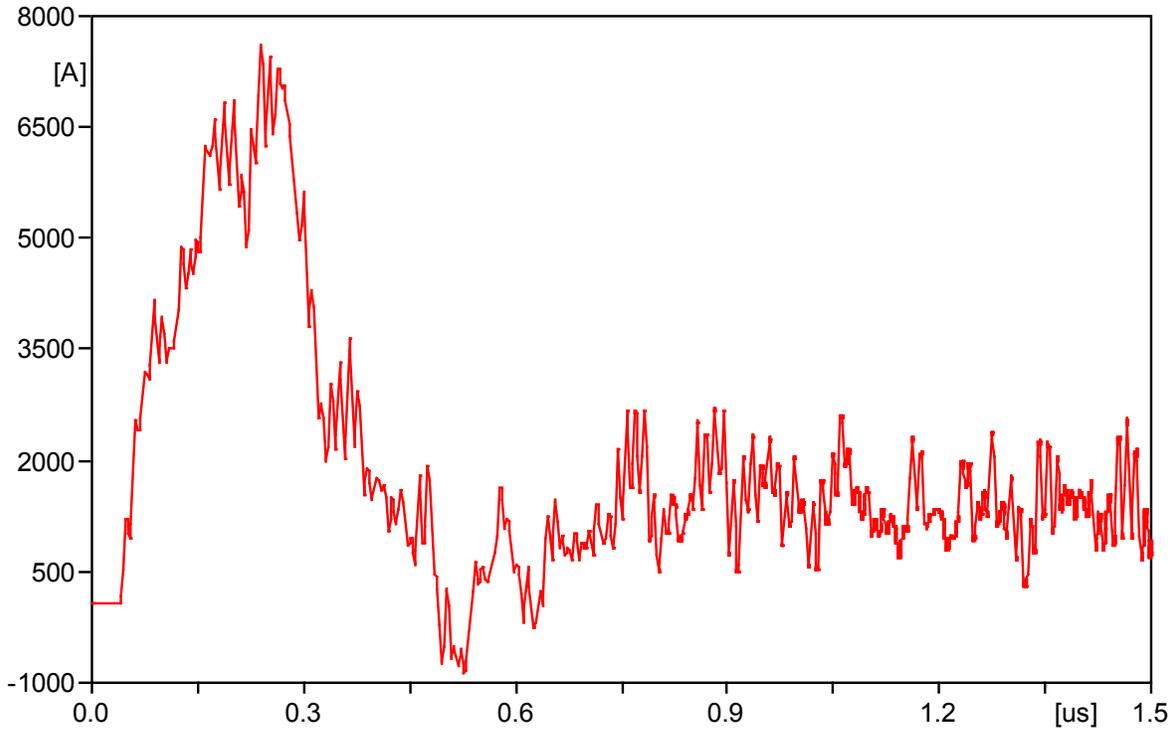


Figura 5.10 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicas.

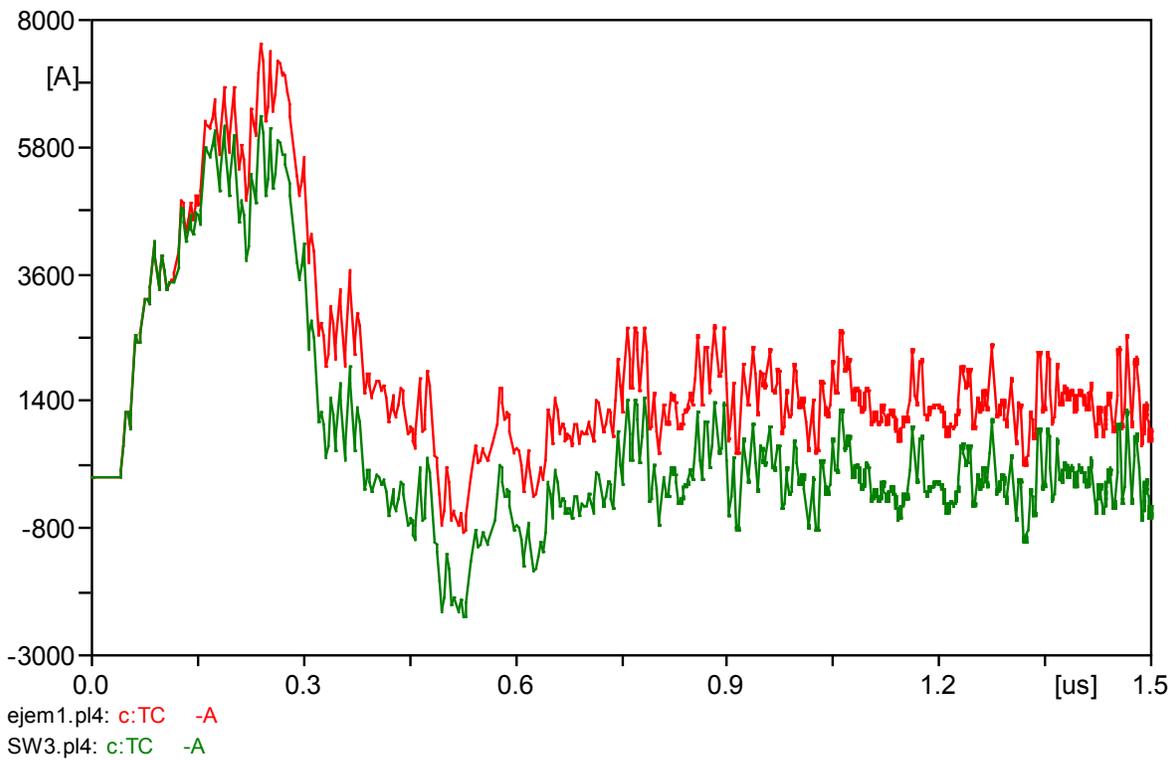


Figura 5.10 (c) Comparación del VFTC en el bus link. Con y sin armónicas.

5.2.2 Tabla de resultados del ejemplo 1

La tabla 5.2 muestra las amplitudes máximas de los transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente en los puntos de observación, unión GIS-cable, BUS LINK, transformador de corriente (CT), etc. simulados en la subestación aislada en gas SF₆ incluyendo el modelo de arco eléctrico. Para la operación SW3 sin inyección de armónicos y muestra también las amplitudes máximas obtenidas al incluir la inyección de armónicos del ejemplo 1

Tabla 5.2 *Comparación de amplitudes de SW3. Con inyección de armónicos provenientes de la red de distribución. La amplitud está dada en kA*

VFTC's EN KA EN DIFERENTES COMPONENTES DEL GIS		
COMPONENTE DEL GIS	Sin inyección de Armónicos	Inyección de Armónicos
	SW3	Ejemplo1
GIS-CABLE	6.14	7.48
CT	6.35	7.59
DS1	6.16	7.41
BUS LINK	7.24	8.15
DS3	7.3	8.58

5.2.3 Espectro en frecuencia para el ejemplo 1

Con las gráficas anteriores, se realiza un análisis de espectro en frecuencia. Obteniendo los siguientes resultados:

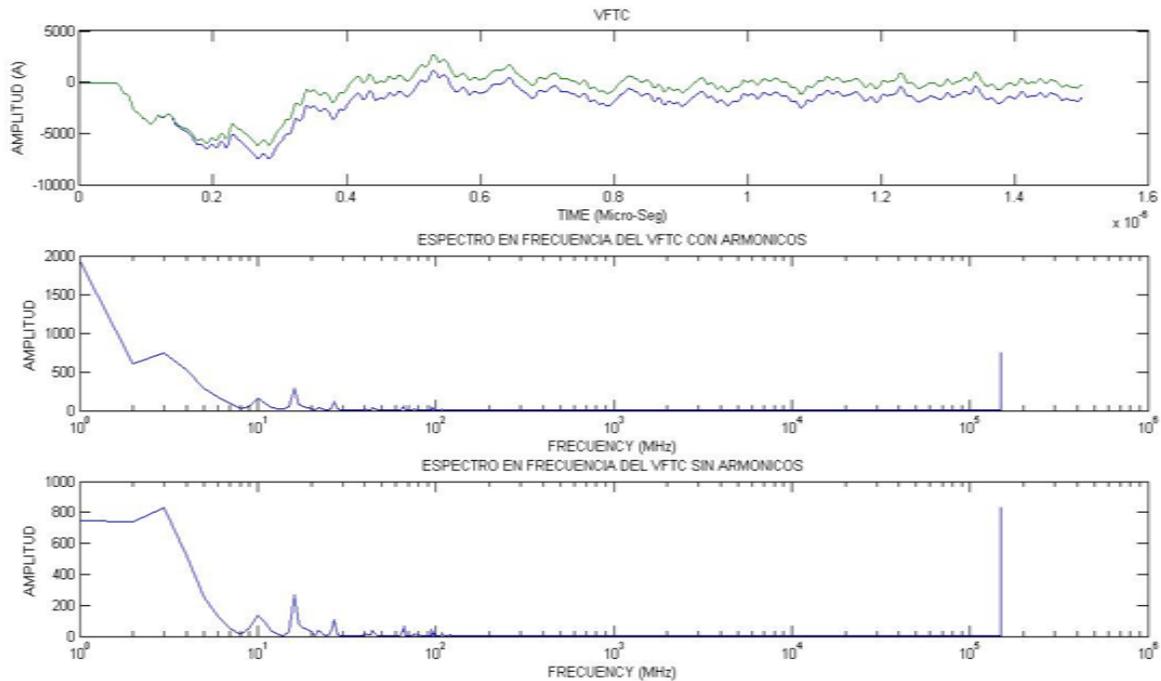


Figura 5.11 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para el ejemplo 1.

En la figura 5.11 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable del ejemplo 1 de inyección de armónicos, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 67 MHz, siendo estas las más significativas.

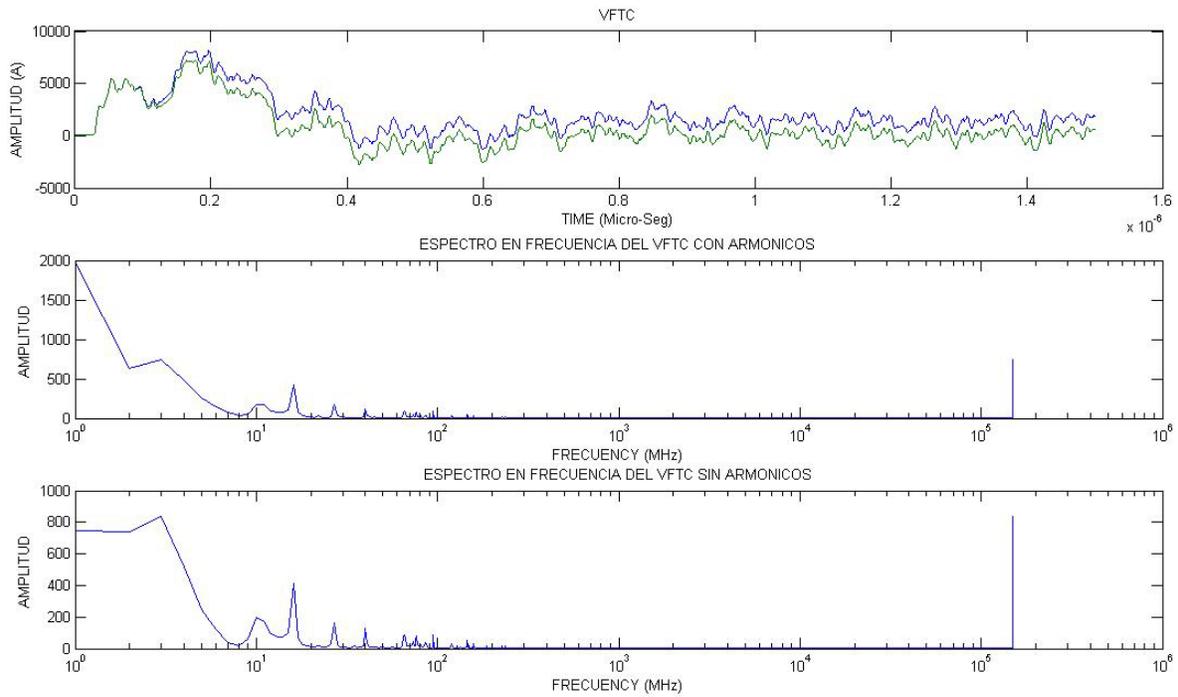


Figura 5.12 Espectro en frecuencia en el bus link para el ejemplo 1.

En la figura 5.12 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en el BUS LINK del ejemplo 1, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 40 MHz, 95 MHz, 146 MHz siendo estas las más significativas.

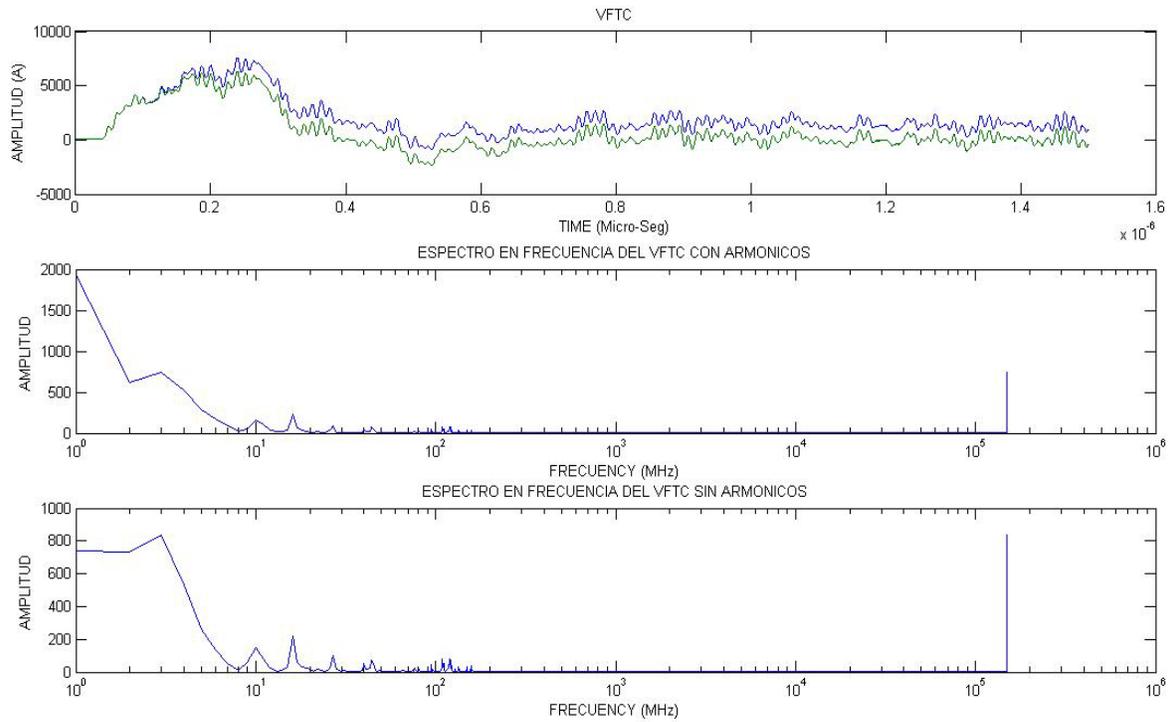


Figura 5.13 Espectro en frecuencia en el CT para el ejemplo 1.

En la figura 5.13 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en el CT del ejemplo 1 de inyección de armónicos, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 40 MHz, 44MHz, 95 MHz, 122 MHz siendo estas las más significativas.

5.3 EJEMPLO 2

La figura 5.14 muestra las formas de onda que contienen distorsión armónica estas serán utilizadas como armónicos provenientes de la red de distribución [9]. Para observar los efectos que causan en el GIS y cómo interactúan con los VFTC's ya simulados

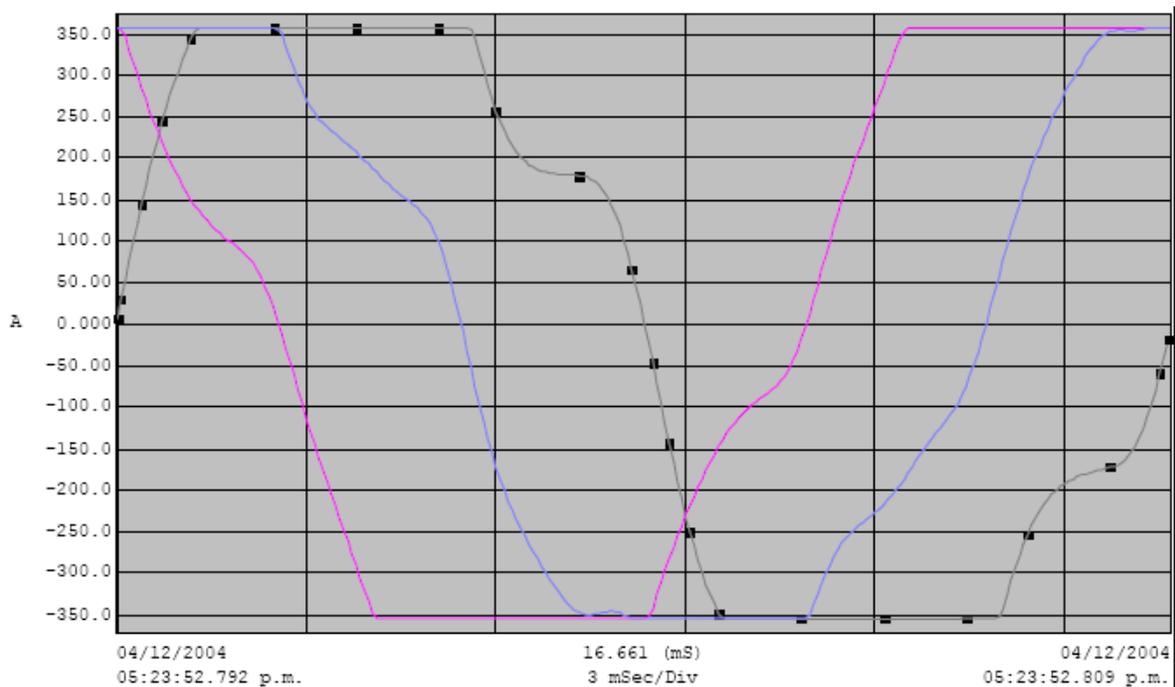
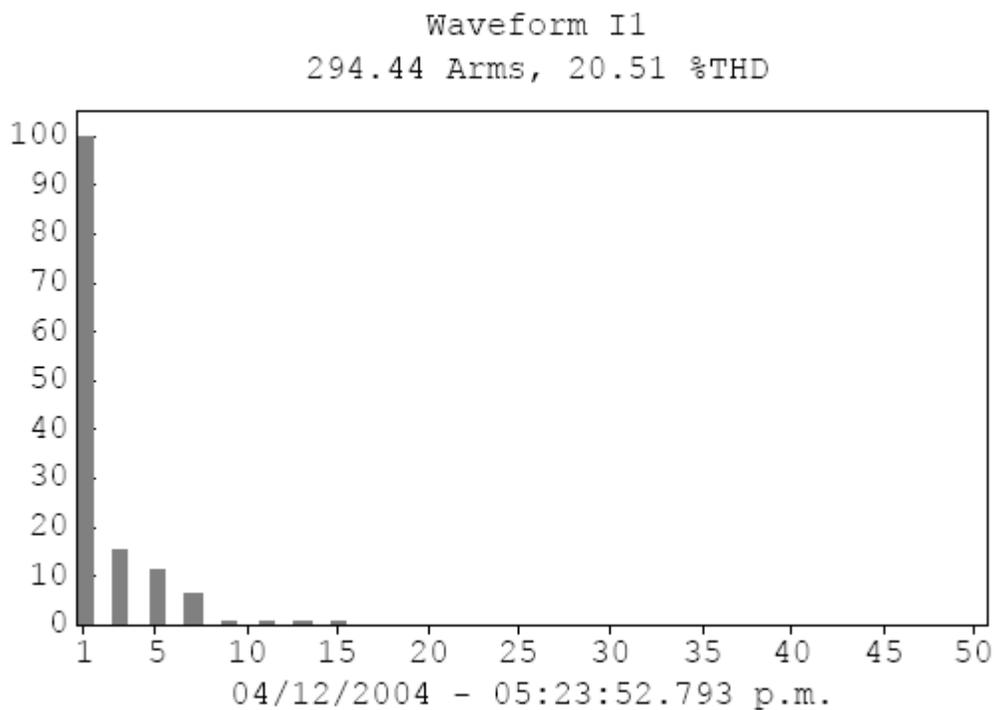


Figura 5.14. Señal de corriente con armónicos del ejemplo 2

La figura 5.15 muestra el contenido armónico de la onda de corriente I_1 esta será la utilizada para la inyección de armónicos.



Waveform I1

	(%)		(%)		(%)
H01	100.0	H18	0.0	H35	0.1
H02	0.2	H19	0.5	H36	0.0
H03	15.3	H20	0.0	H37	0.1
H04	0.4	H21	0.2	H38	0.0
H05	11.7	H22	0.0	H39	0.1
H06	0.5	H23	0.4	H40	0.0
H07	6.8	H24	0.1	H41	0.1
H08	0.1	H25	0.2	H42	0.0
H09	0.9	H26	0.0	H43	0.1
H10	0.2	H27	0.2	H44	0.0
H11	1.1	H28	0.0	H45	0.1
H12	0.2	H29	0.1	H46	0.0
H13	0.7	H30	0.0	H47	0.0
H14	0.1	H31	0.1	H48	0.0
H15	1.0	H32	0.0	H49	0.1
H16	0.1	H33	0.1	H50	0.0
H17	0.3	H34	0.0		

Figura 5.15. Contenido armónico de la señal de corriente I1. Del ejemplo 2. [9]

Tabla 5.3 armónicos utilizados para el ejemplo 2

armónico	%
1	100
2	0.2
3	15.3
4	0.4
5	11.7
6	0.5
7	6.8
8	0.1
9	0.9

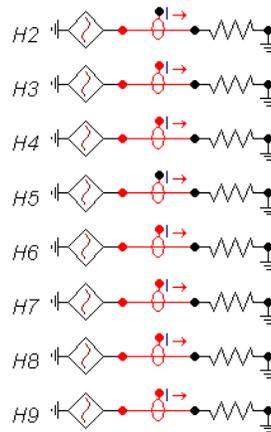


Figura 5.16. (a) Fuentes individuales de armónicos de la 2 a la 9, para el ejemplo 2.

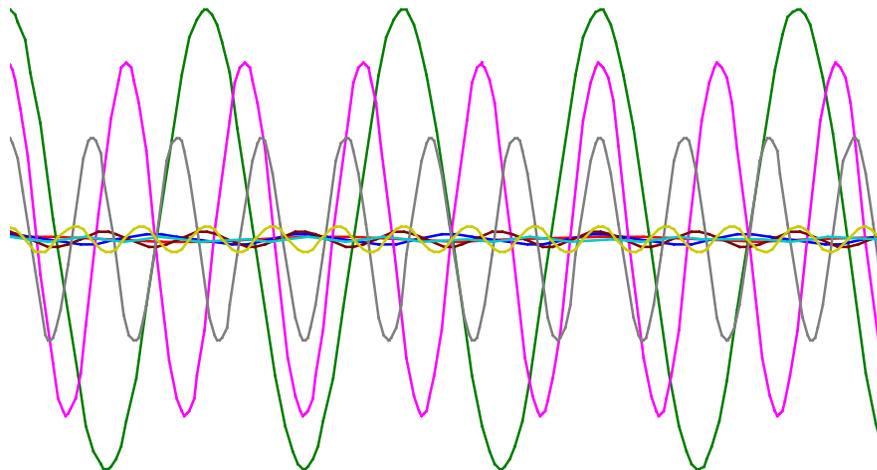


Figura 5.16. (b) Señales armónicas desde la 2 hasta la 9. Magnitudes obtenidas del ejemplo 2

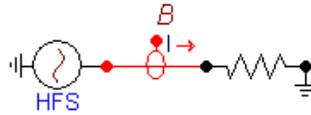


Figura 5.17 (a). Fuente de armónicos HFS source para el ejemplo 2.

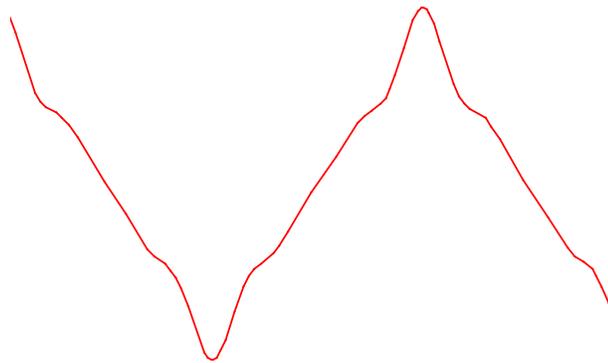


Figura 5.17 (b). Señal obtenida de la HFS source.

La gráfica 5.17 (b) se analiza para obtener sus componentes armónicos para manera de verificar que corresponden a los componentes que se ingresaron para la generación de la señal teniendo como resultado lo mostrado en la figura 5.18.

MC's PlotXY - Fourier chart(s). Copying date: 28/05/2008

File sahor2.p4 Variable c:B -XX0003 [pu of harm. 1]

Initial Time: 0,01 Final Time: 0,03

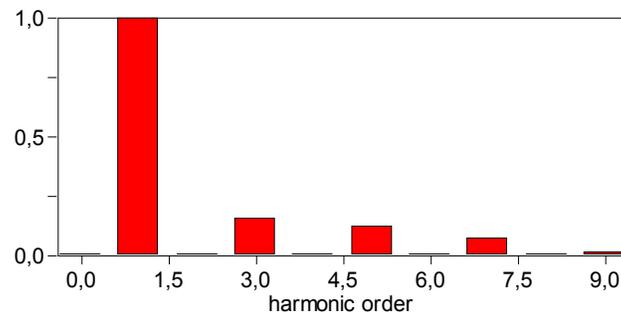


Figura 5.18. Contenido armónico de la señal de HFS source.

5.3.1 Inyección de armónicos del ejemplo 2 en el modelo del GIS

Como se indicó anteriormente, se realiza la inyección de los armónicos del ejemplo 2 al modelo del GIS. Esto se realiza solamente para la operación SW3.

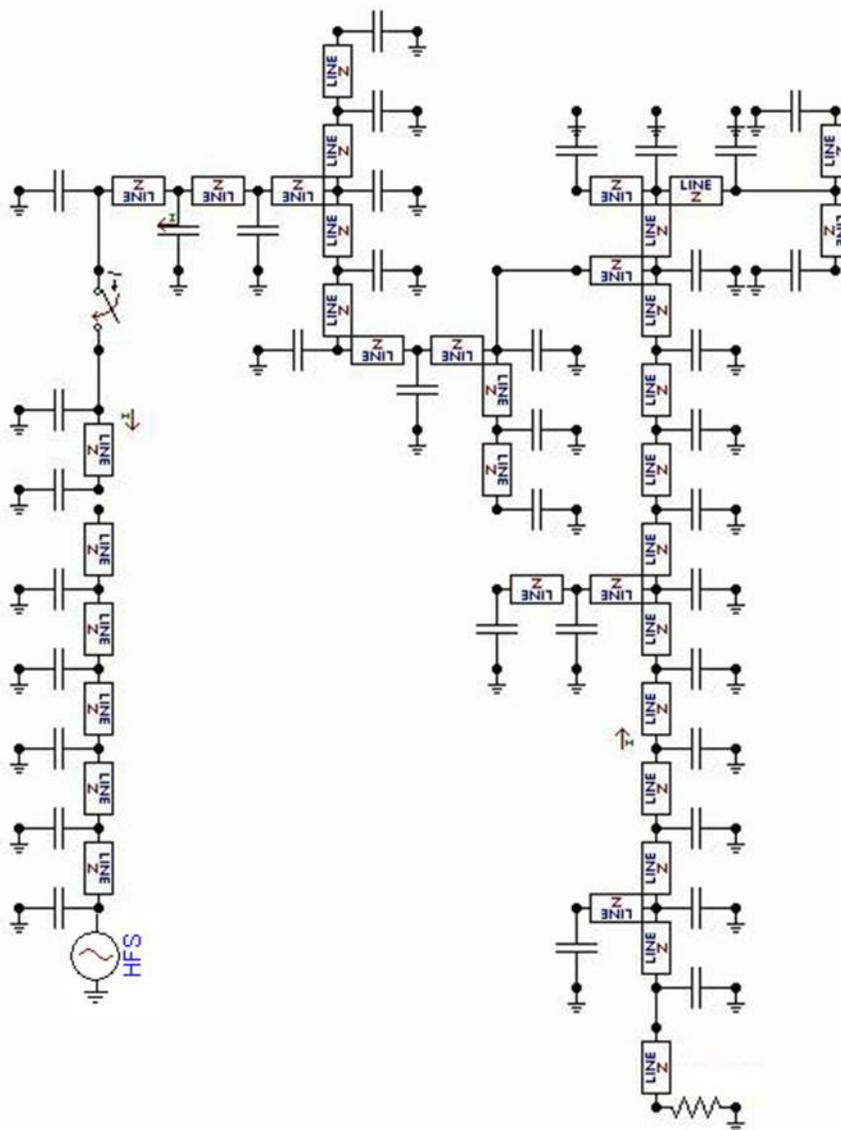


Figura 5.19 Diagrama utilizado en ATP- DRAW para la simulación de SW3.

Una vez realizada la simulación de la inyección de armónicos se observa el efecto que causan en los VFTC's resultado de las simulaciones anteriores

En la figura 5.20 (a) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, de aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 6.14 kA en un tiempo de 0.02 ns

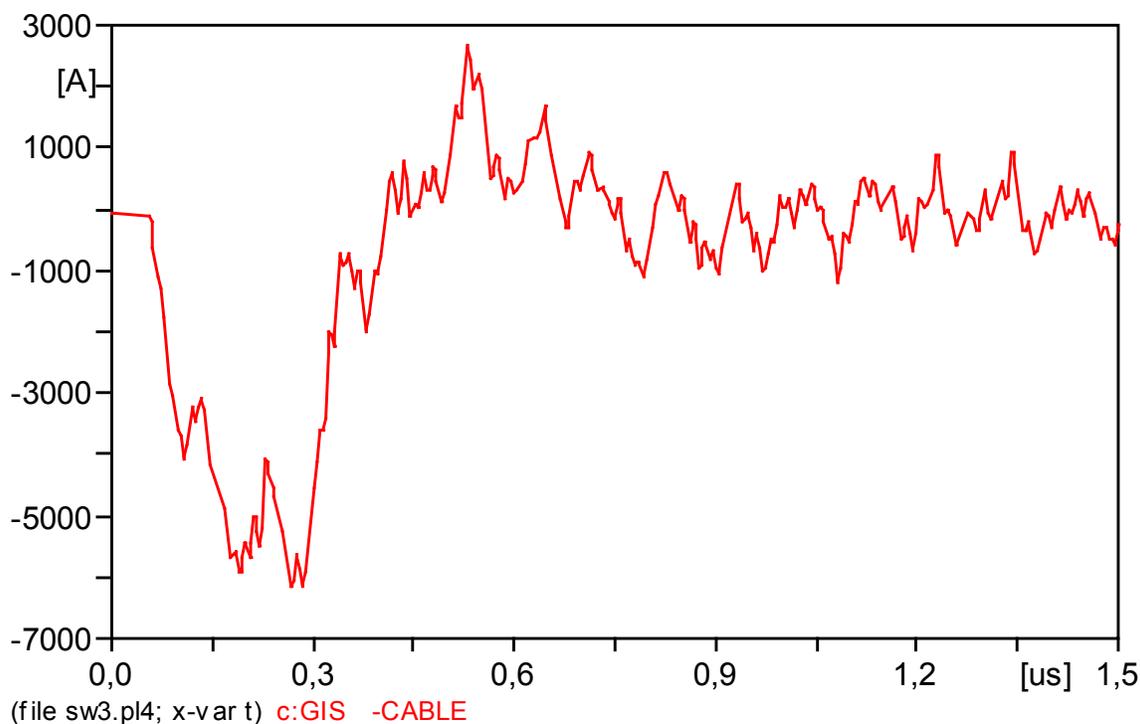


Figura 5.20 (a) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3.

En la figura 5.20 (b) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en la unión GIS-cable, pero incluye la inyección de armónicos del ejemplo 2. De aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 6.70 kA en un tiempo de 0.02 ns

En la figura 5.20 (c) se comparan las dos señales de las figuras 5.20 (a) y 5.20 (b) y se observa el efecto que provoca la inyección de armónicos en el transitorio ultra-rápido de corriente en el punto, unión GIS-cable.

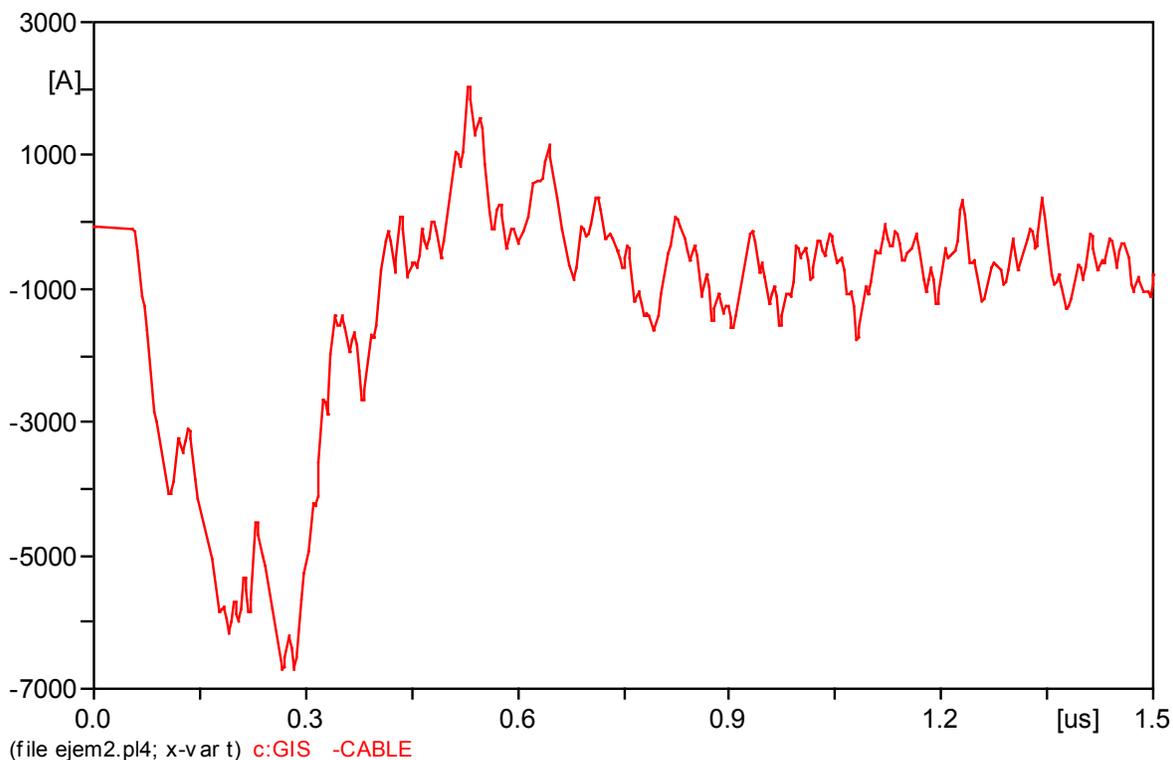


Figura 5.20 (b) VFTC en la unión GIS cable. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicos.

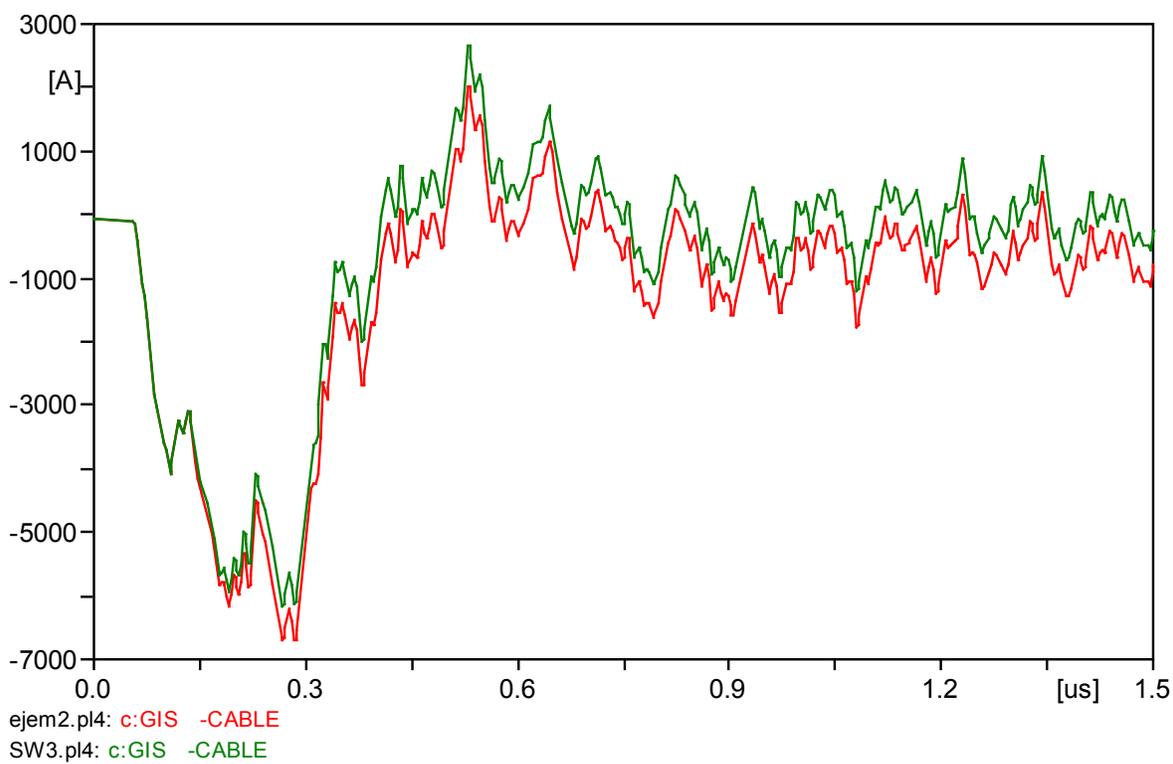


Figura 5.20 (c) Comparación del VFTC en la unión GIS-cable. Con y sin armónicos.

En la figura 5.21 (a) se muestra el VFTC generado por la operación SW3. Mostrando ahora el bus link como punto de observación del transitorio que tiene como magnitud máxima 7.24 kA en un tiempo de 0.01ns

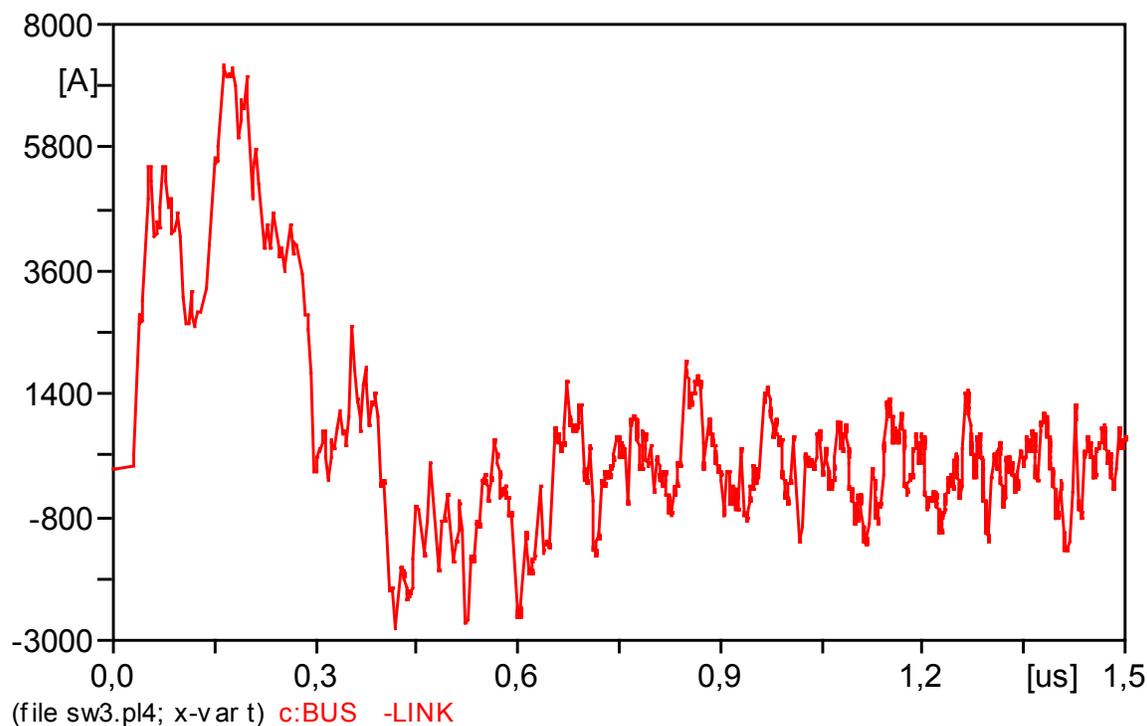


Figura 5.21(a) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3.

En la figura 5.21 (b) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en el bus link, pero incluye la inyección de armónicos del ejemplo 1. De aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 7.61 kA en un tiempo de 0.01ns.

En la figura 5.21 (c) se comparan las dos señales de las figuras 5.21 (a) y 5.21 (b) y se observa el efecto que provoca la inyección de armónicos en el transitorio ultra-rápido de corriente en el punto, bus link.

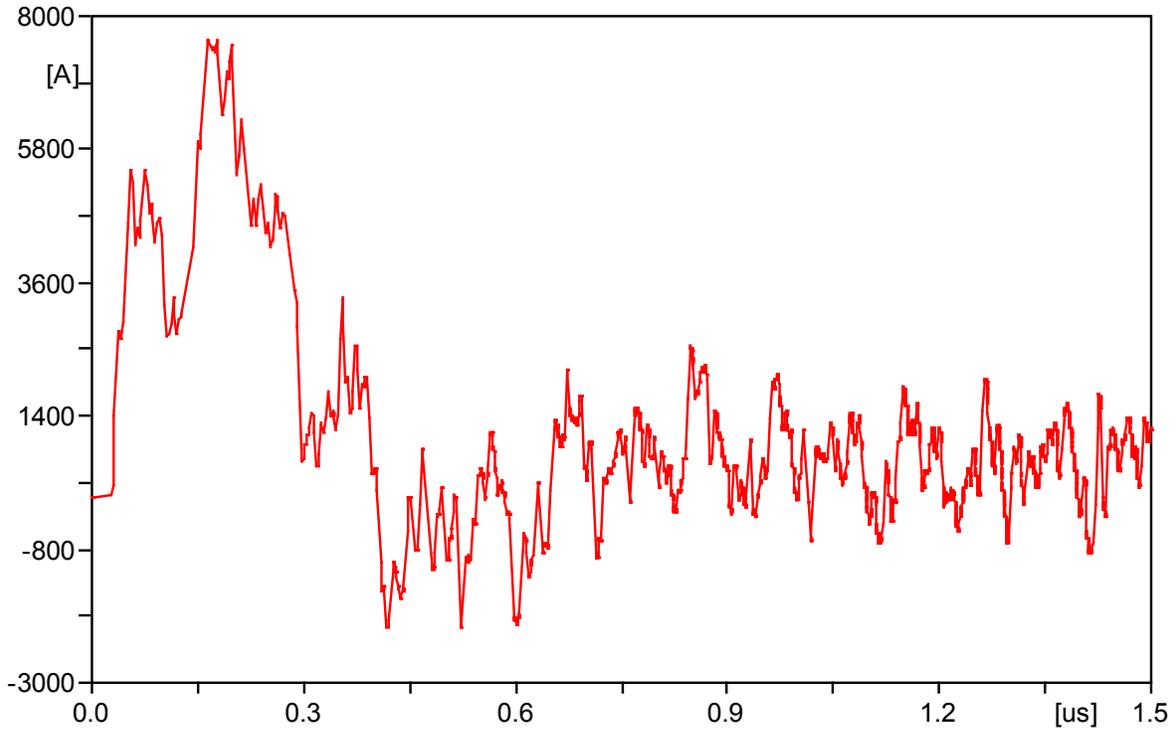


Figura 5.21 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicos.

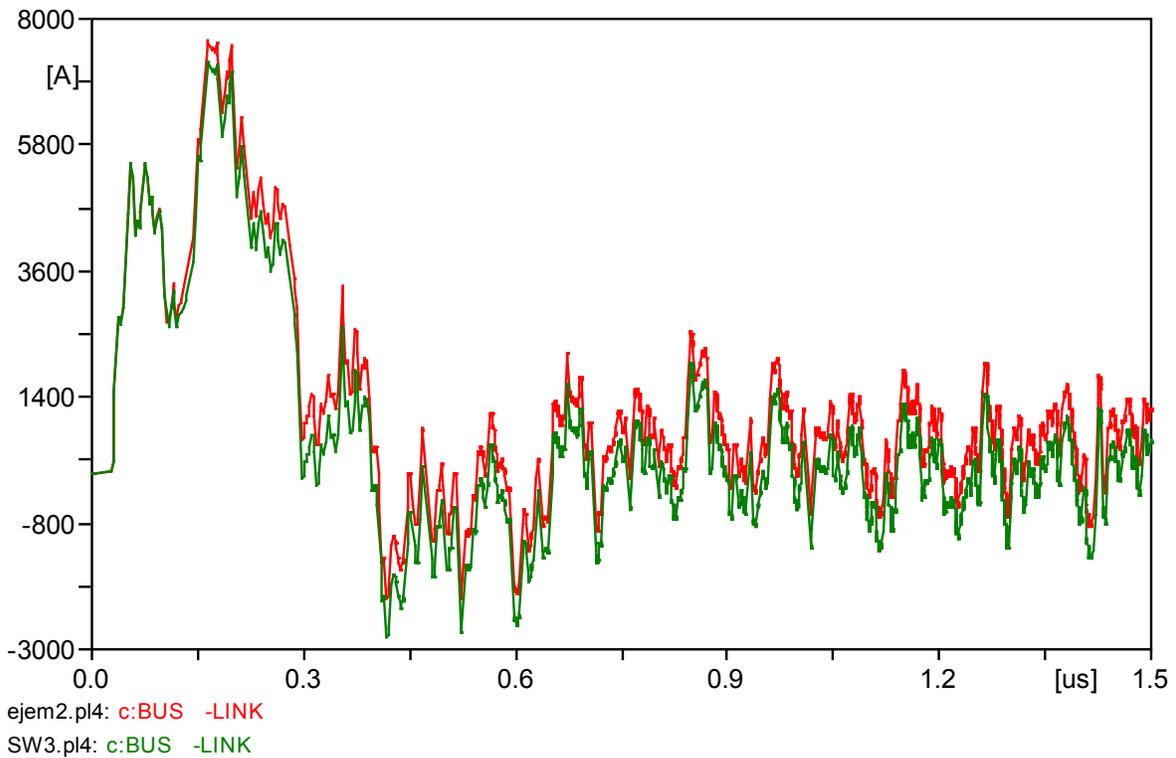


Figura 5.21 (c) Comparación del VFTC en el bus link. Con y sin armónicos.

En la figura 5.22 (a) se toma como punto de observación el transformador de corriente (TC), el VFTC toma como magnitud máxima 6.35 k A en un tiempo de 0.02ns.

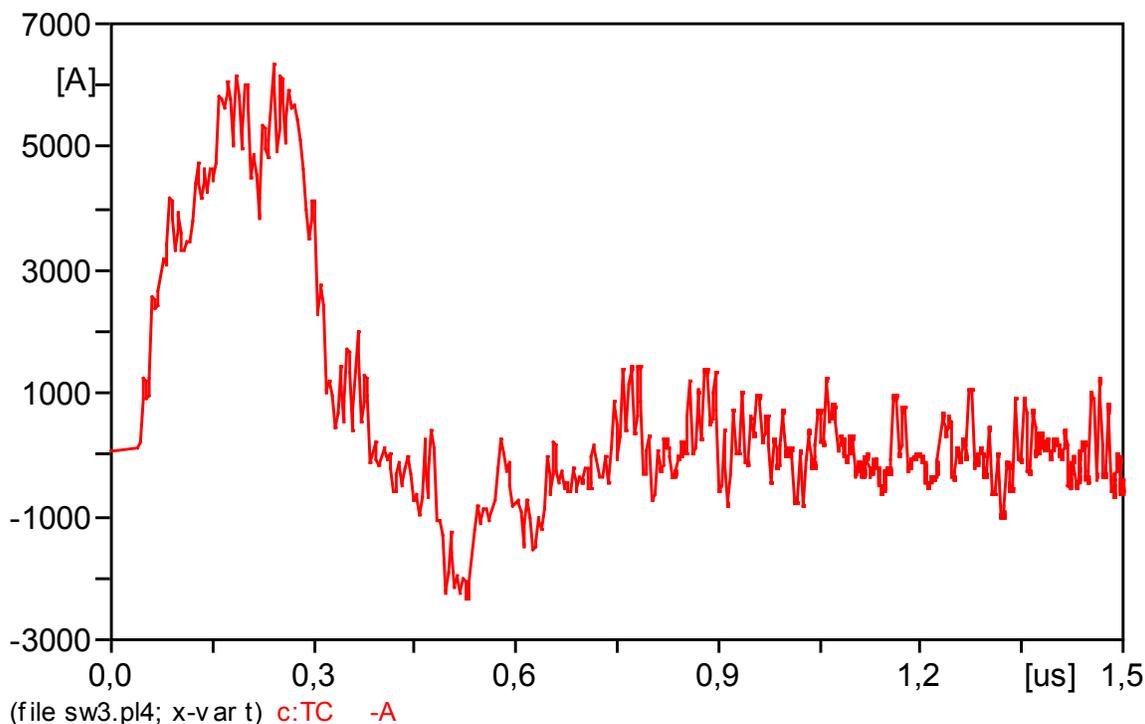


Figura 5.22 VFTC en el CT. Obtenido de la operación SW3.

En la figura 5.22 (b) se observa el transitorio de sobre-corriente ultra-rápido generado por la operación de cierre SW3, el punto de observación de este VFTC es en el TC, pero incluye la inyección de armónicos del ejemplo 1. De aquí se observa que la magnitud máxima de este transitorio es de 6.87 kA en un tiempo de 0.02ns.

En la figura 5.22 (c) se comparan las dos señales de las figuras 5.22 (a) y 5.22 (b) y se observa el efecto que provoca la inyección de armónicos en el transitorio ultra-rápido de corriente en el punto, TC.

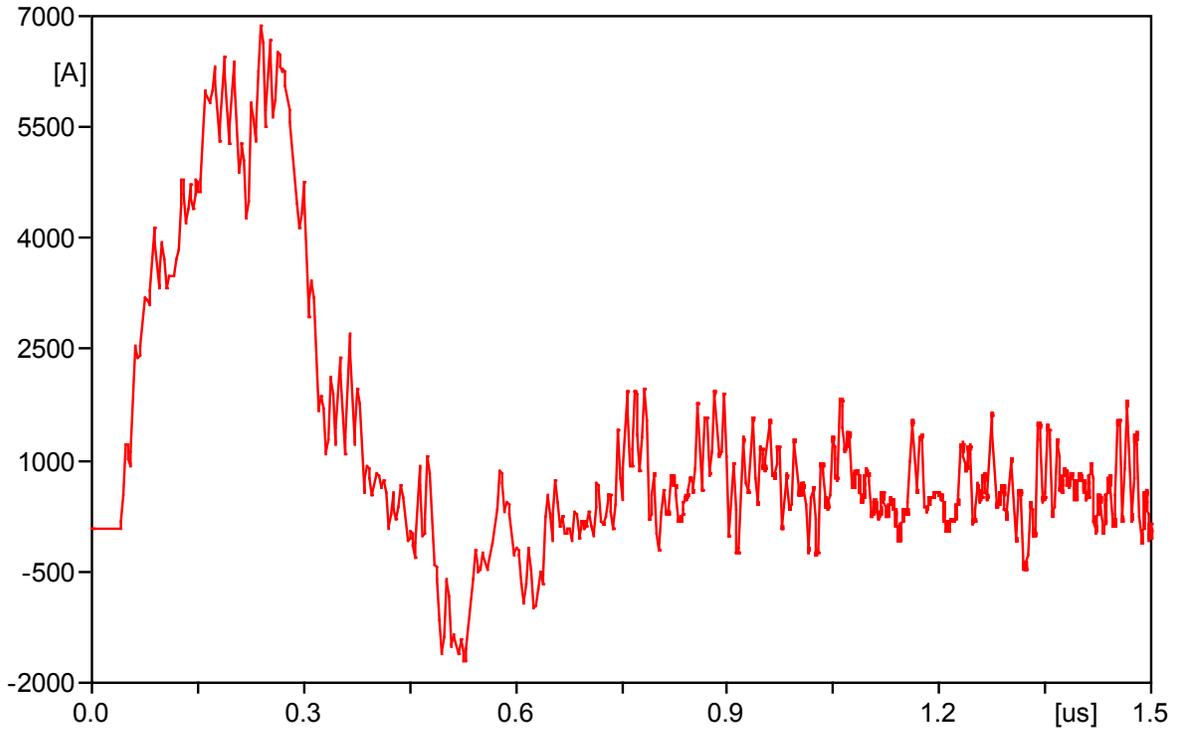


Figura 5.22 (b) VFTC en el bus link. Obtenido de la operación SW3, incluyendo la inyección de armónicos.

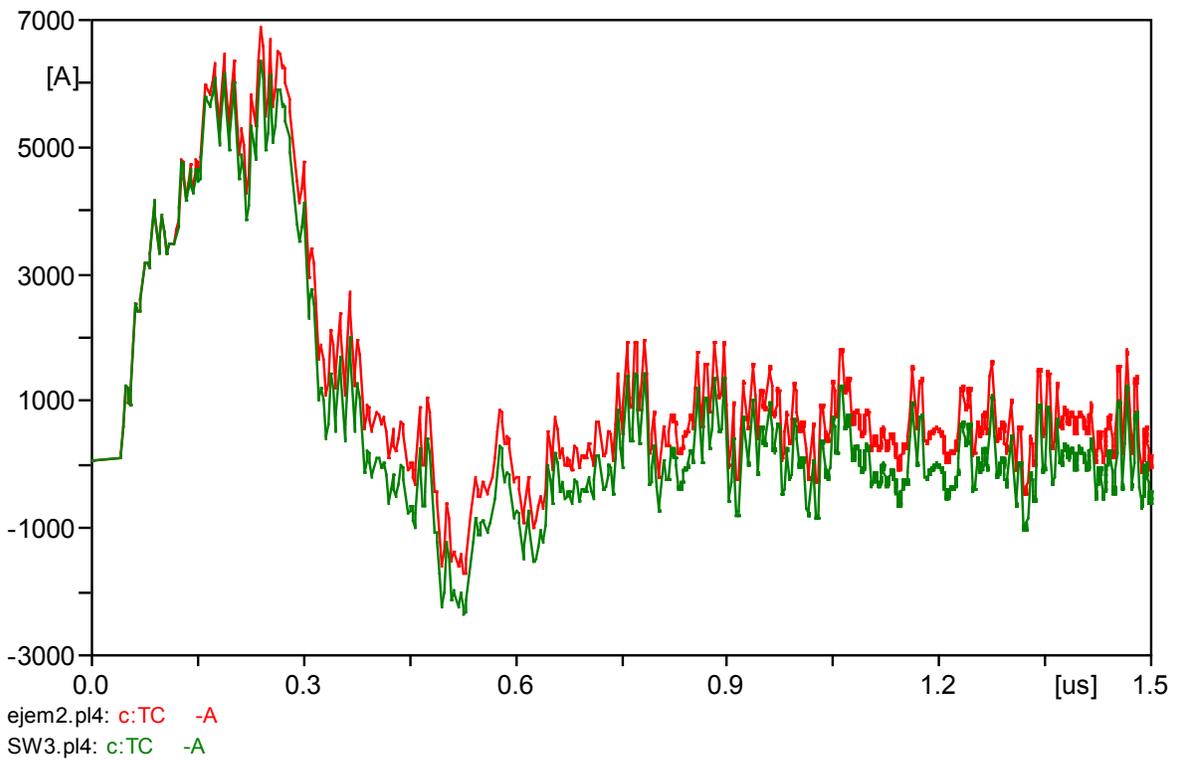


Figura 5.22 (c) Comparación del VFTC en el bus link. Con y sin armónicos.

5.3.2 Tabla de resultados del ejemplo 2

La tabla 5.4 muestra las amplitudes máximas de los transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente en los puntos de observación, unión GIS-cable, BUS LINK, transformador de corriente (CT), etc. simulados en la subestación aislada en gas SF₆ incluyendo el modelo de arco eléctrico. Para la operación SW3 sin inyección de armónicos y muestra también las amplitudes máximas obtenidas al incluir la inyección de armónicos del ejemplo 1 y del ejemplo 2.

Tabla 5.4 Comparación de amplitudes de SW3. Con inyección de armónicos provenientes de la red de distribución. La amplitud está dada en kA

VFTC's EN KA EN DIFERENTES COMPONENTES DEL GIS			
COMPONETE DEL GIS	Sin Inyección de Armónicos	Inyección de Armónicos	
	SW3	Ejemplo1	Ejemplo 2
GIS-CABLE	6.14	7.48	6.7
CT	6.35	7.59	6.87
DS1	6.16	7.41	6.62
BUS LINK	7.24	8.15	7.61
DS3	7.3	8.58	7.84

5.3.3 Espectro en frecuencia para el ejemplo 2

Con las gráficas anteriores, se realiza un análisis de espectro en frecuencia. Obteniendo los siguientes resultados:

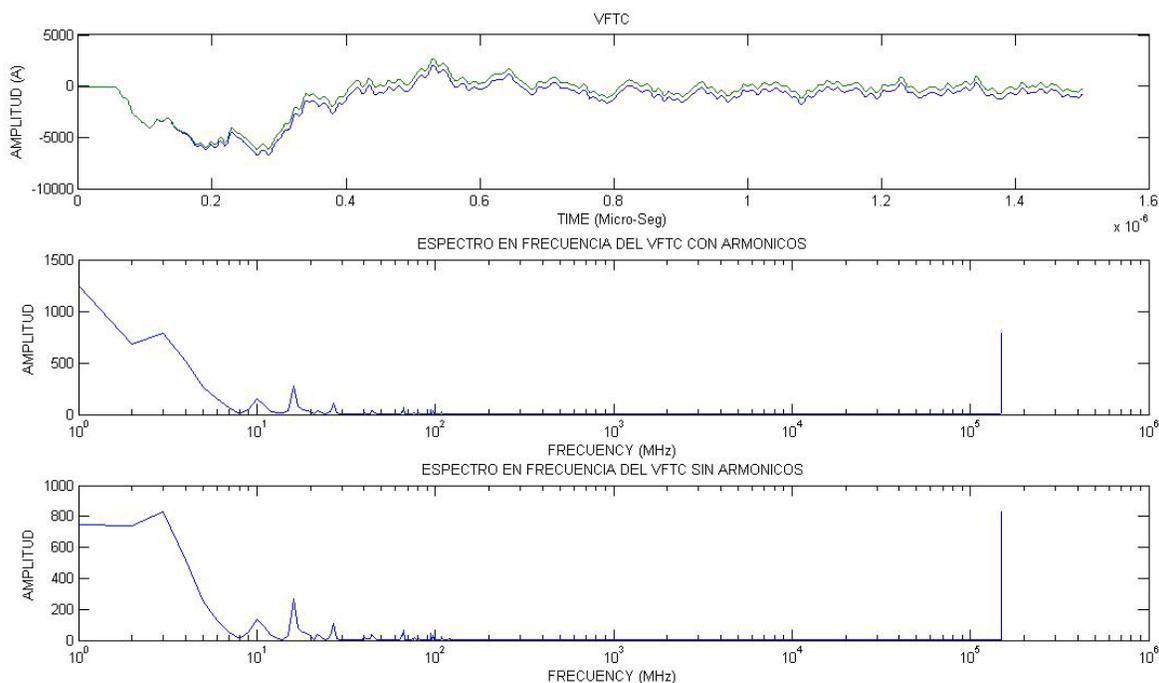


Figura 5.23 Espectro en frecuencia en la unión GIS-cable para el ejemplo 2.

En la figura 5.23 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en la unión GIS-cable del ejemplo 2 de inyección de armónicos, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 67 MHz, siendo estas las más significativas.

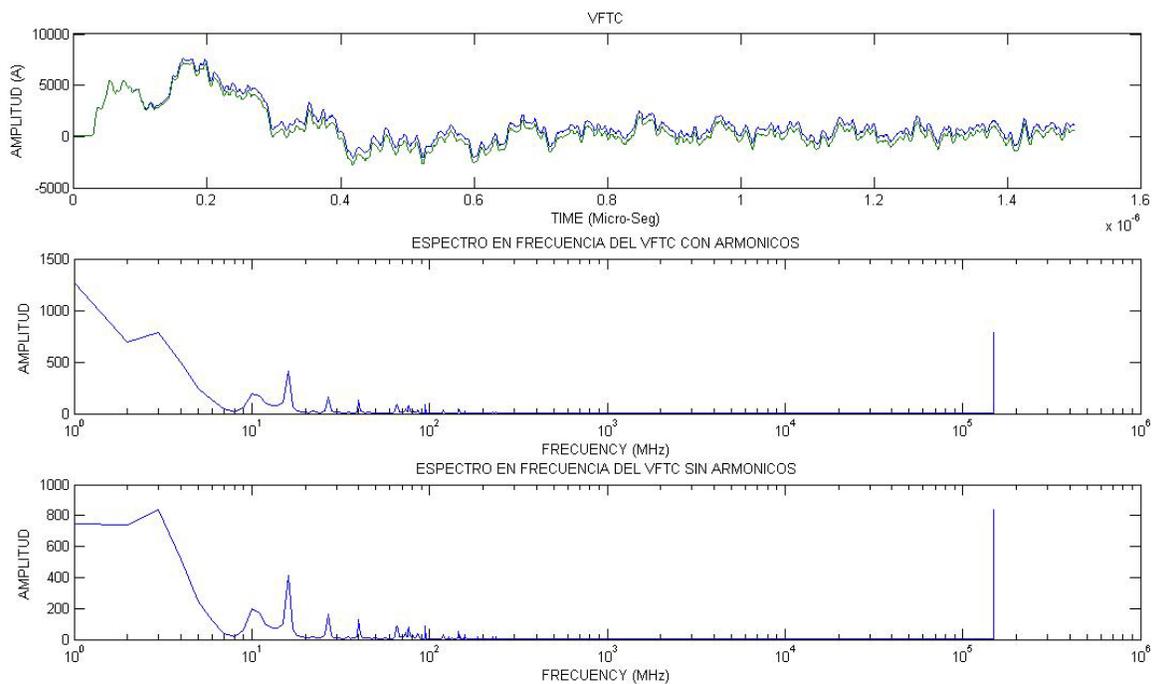


Figura 5.24 Espectro en frecuencia en el bus link para el ejemplo 2.

En la figura 5.24 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en el BUS LINK del ejemplo 2, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 40 MHz, 95 MHz, 146 MHz siendo estas las más significativas.

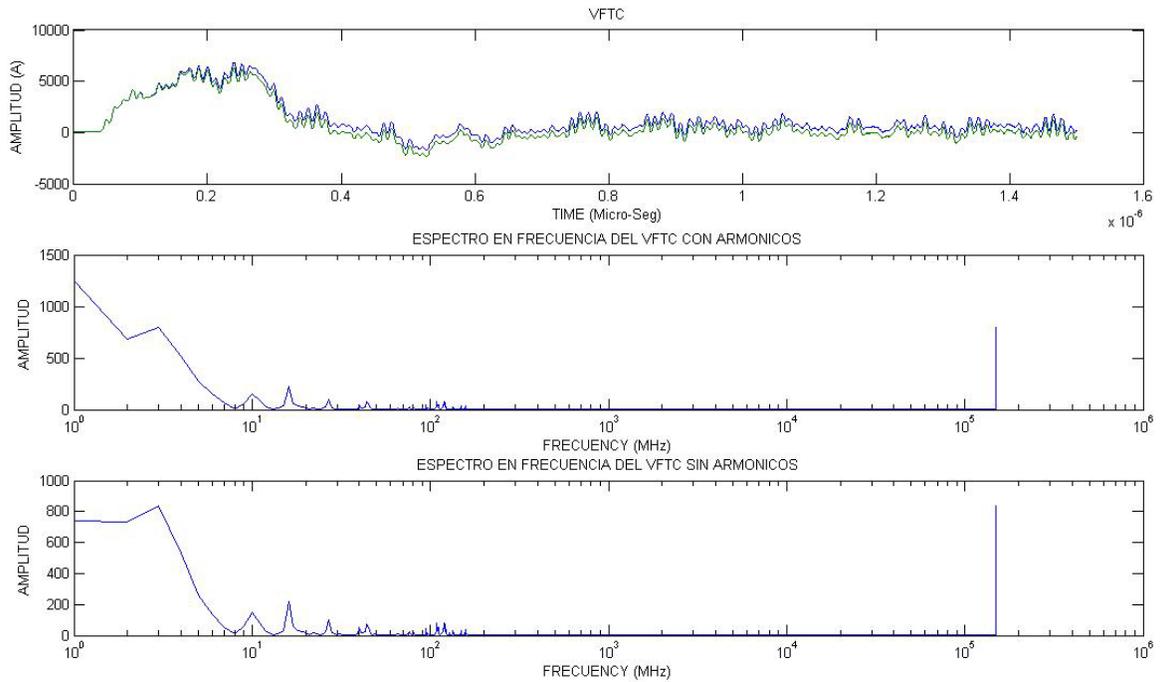


Figura 5.25 Espectro en frecuencia en el CT para el ejemplo 2.

En la figura 5.25 se muestra el espectro en frecuencia del VFTC simulado en el CT del ejemplo 2 de inyección de armónicos, en el cual se observa que las frecuencias que componen al VFTC son 3MHz, 10 MHz, 16 MHz, 27 MHz, 40 MHz, 44MHz, 95 MHz, 122 MHz siendo estas las más significativas.

Capítulo

6

Conclusiones.

En este capítulo se describen las conclusiones a las que se ha llegado a través de la realización de la investigación titulada simulación y análisis de VFTC's en un GIS en SF6 a 245 kV. Las simulaciones que se realizaron sin incluir el modelo de arco eléctrico, incluyendo el modelo de arco eléctrico y añadiendo una inyección de armónicos.

Fue posible crear un modelo de una subestación aislada en gas SF₆ a 245 kV mediante la información obtenida de documentos reportados por otros autores, se logró validar la existencia de fenómenos transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente en un GIS en SF₆. La primera parte de la simulación del GIS no incluye un modelo de arco eléctrico, se obtuvo la forma de onda, amplitud y atenuación de la amplitud con respecto al tiempo de los VFTC's obtenidos de la simulación del GIS.

Estos fenómenos transitorios ultra-rápidos obtenidos, su forma de onda, amplitud y atenuación de la amplitud con respecto al tiempo, estas características del VFTC son muy aceptables en comparación con las obtenidas en la segunda parte de la simulación en la cual se toma en cuenta un modelo de arco eléctrico, para el cual se usa el modelo de arco de Mayr. La diferencia de resultados en el VFTC se puede observar en las figuras 6.1 (a) y 6.1 (b). Obtenidas en el capítulo 4.

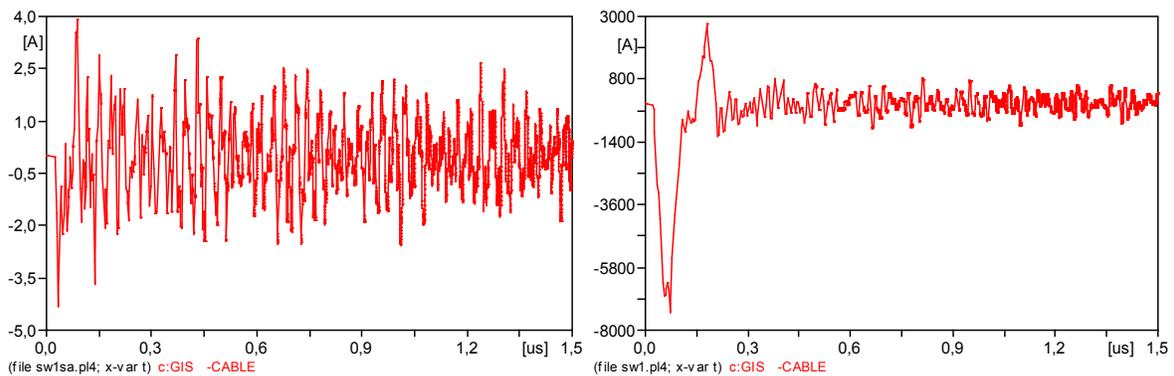


Figura 6.1 (a) VFTC sin modelo de arco

Figura 6.1 (b) VFTC con modelo de arco

Estas dos gráficas son obtenidas en la misma operación de cierre y en el mismo punto de observación de la subestación, es claro que la diferencia en forma de onda, amplitud y en atenuación de amplitud del VFTC son más apropiadas en la figura 6.1 (b) ya que este fenómeno transitorio ultra-rápido incluye el fenómeno de arco eléctrico. De aquí podemos concluir que para la realización de estudios de fenómenos transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente es necesario modelar el fenómeno de arco eléctrico para obtener mejores resultados.

Partiendo del estudio realizado, después de analizar los valores obtenidos tanto en forma de onda, amplitud, atenuación de amplitud y componentes en frecuencia del transitorio ultra-rápido. Podemos concluir que estos valores dependen del punto de observación en el GIS y del interruptor operado; esto se demuestra con los resultados obtenidos de las simulaciones de tres operaciones de cierre de interruptores, las cuales son: SW1, SW2 y SW3.

Tabla 6.1 *Resultados obtenidos de las operaciones SW1, SW2 y SW3 en diferentes puntos del GIS (obtenida en el capítulo 4)*

VFTC's EN KA EN DIFERENTES COMPONENTES DEL GIS			
COMPONENTE DEL GIS	OPERACIÓN DE CIERRE		
	SW1	SW2	SW3
GIS-CABLE	7.36	3.75	6.14
CT	8.10	4.19	6.35
DS1	7.38	3.67	6.16
BUS LINK	4.33	6.28	7.24
DS3	2.18	6.90	7.3

De la tabla 6.1 se observa como varían los resultados en la amplitud del transitorio ultra-rápido de sobre-corriente, dependiendo del punto de observación y de cual interruptor sea operado. Las formas de onda y atenuación de estos VFTC también varían, esto se demuestra en las gráficas mostradas en el capítulo 4.

Para la protección de los controles de una subestación aislada en gas en SF₆ en cuanto a transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente, es necesario conocer los parámetros que caracterizan a estos fenómenos transitorios; los más importantes para la protección de los controles son: la amplitud, atenuación de la amplitud con respecto al tiempo y sus componentes de frecuencia; debido a esto se realizaron análisis para obtener espectros en frecuencia del VFTC. De aquí se concluye que las frecuencias dominantes por encima de 100 MHz para la operación de cierre SW1 son de 120 MHz hasta 256 MHz, para la operación de SW2 las frecuencias dominantes van desde 155 MHz hasta 482 MHz, para la operación de SW3 se tiene frecuencias dominantes desde 122 MHz a 146 MHz.

En la segunda parte de la investigación se realizó la inyección de fuentes armónicas al modelo de la subestación aislada en gas SF₆; para determinar la interacción de los armónicos con los transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente generados en el GIS. Para esto se realizaron 2 ejemplos, de los cuales se observó que los armónicos afectan la amplitud del transitorio ultra-rápido y la atenuación de la amplitud con respecto al tiempo, pero la forma de onda del transitorio ultra-rápido es muy similar a la obtenida sin incluir fuentes armónicas.

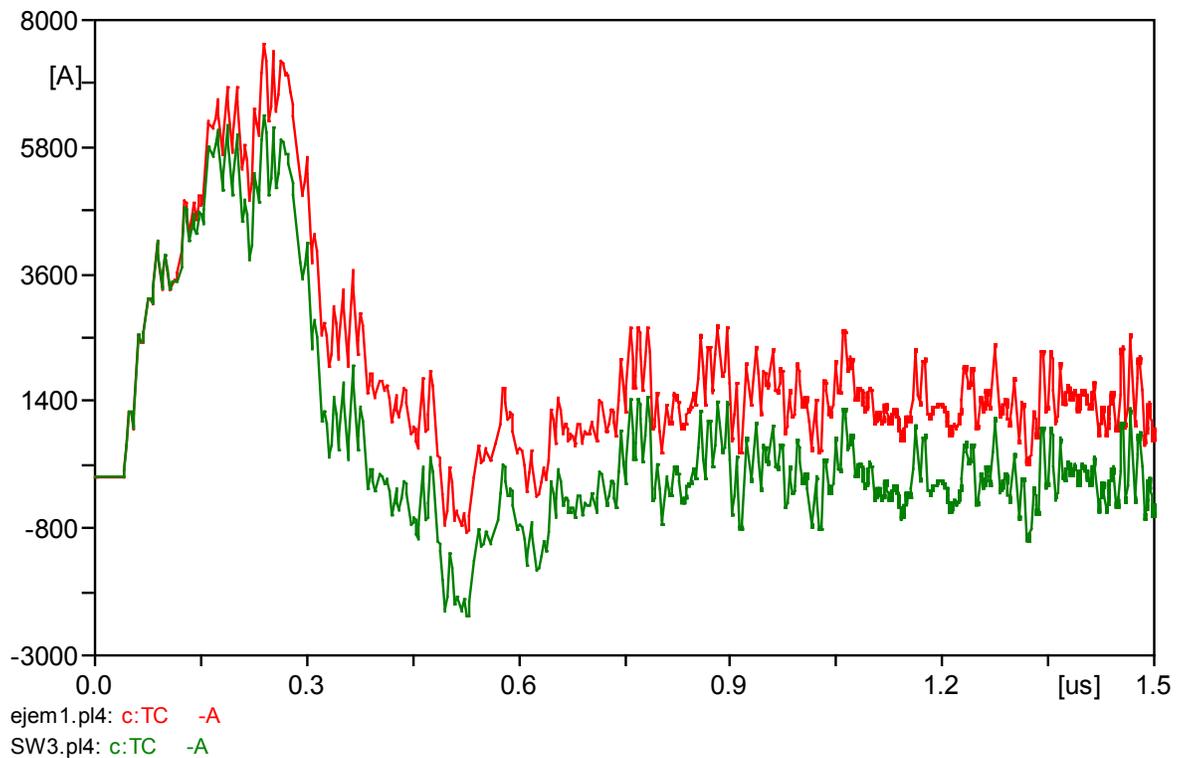


Figura 6.2 Comparación de VFTC's con y sin armónicos

De la figura 6.2 obtenida en el capítulo 5, se demuestra el efecto que tiene la inyección de armónicos en el VFTC generado en el GIS. También la característica de componentes en frecuencia del transitorio ultra-rápido (figura 6.3) es afectada por la inyección de armónicos, pero solo es afectada para las frecuencias por debajo de 3 MHz sin afectar las demás frecuencias, esto debido probablemente a que las frecuencias de los

armónicos inyectados son pequeñas en comparación con las frecuencias dominantes del VFTC.

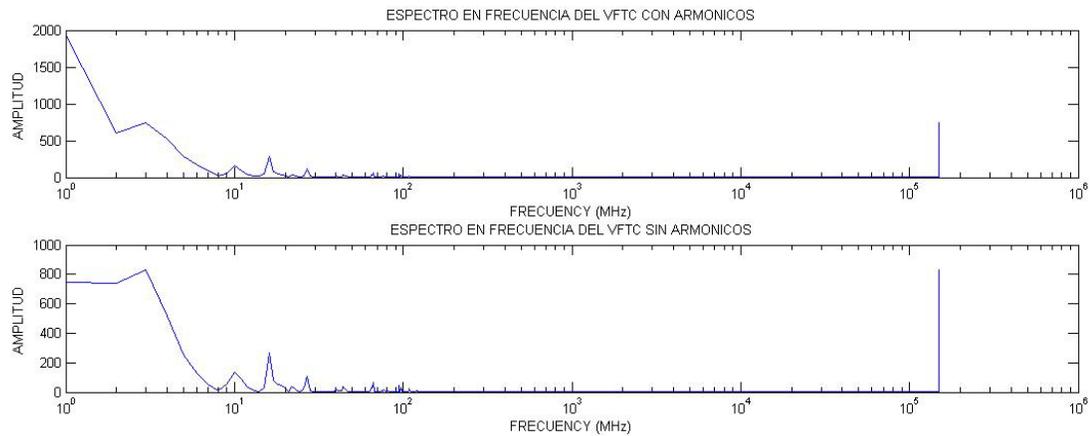


Figura 6.3 Espectro en frecuencia de VFTCs

De todo esto podemos concluir que los armónicos interactúan con los fenómenos transitorios ultra-rápidos de sobre corriente generados en subestaciones aisladas por operaciones de cierre de interruptores normales, esta interacción consiste en modificar los parámetros de amplitud y atenuación de amplitud con respecto al tiempo, sin ser estos muy considerables, y afecta las componentes de baja frecuencia del VFTC.

Apéndice

A

Modelado de Elementos Del GIS

Esta sección muestra algunos detalles del modelo de la subestación aislada en gas, usado para la simulación de transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente, se muestra el modelo eléctrico equivalente para algunos de los elementos del GIS analizado.

Para la simulación de transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente se utilizó un modelo de GIS en SF₆ a 245 kV, para este se definen ahora los modelos de los elementos que conforman este GIS. Iniciando por definir la fuente a utilizar, esta consta de un valor 245 kV rms, por lo cual en el software ATP-DRAW utilizamos lo siguiente:

$$1 \text{ p.u.} = 245 \text{ kV} * \sqrt{2} \tag{A1}$$

Debido a que ATP-DRAW usa valores pico en la simulación. La fuente sería de la siguiente manera:

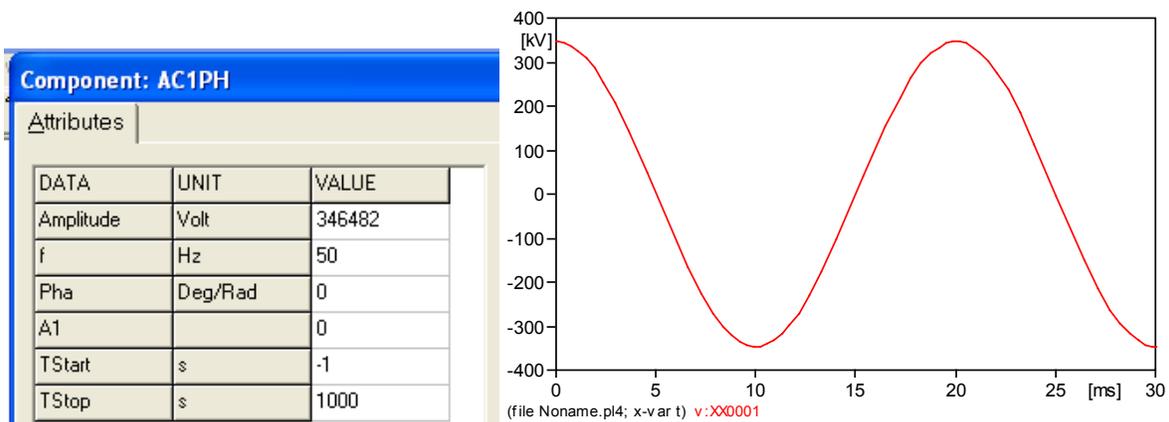


Figura A.1. Fuente de alimentación del GIS

La figura A.2 es la representación eléctrica equivalente de un espaciador el cual se representa por una capacitancia de 15 pico Faradios conectada a tierra.



Figura A.2. Espaciador

La figura A.3 es la representación eléctrica equivalente de un interruptor a tierra (ES) el cual se representa por una capacitancia de 45 pico Faradios conectada a tierra.

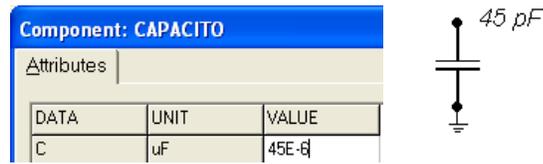


Figura A.3 Representación de ES

La figura A.4 es la representación eléctrica equivalente de un transformador de corriente (TC) el cual se representa por medio de una impedancia de 70Ω y una capacitancia de 50 pF a tierra.

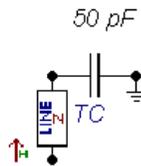


Figura A.4. Representación del TC

La representación eléctrica equivalente de un transformador de potencial (TP) es una capacitancia de 100 pF a tierra, la representación eléctrica de un apartarayo es una capacitancia de 200 pF a tierra. La representación eléctrica de un seccionador (DS) es una línea de transmisión con una impedancia de 70Ω con capacitancias de 30 pF a tierra en cada uno de sus contactos, para el modelo del GIS utilizado se muestra en la figura A.5

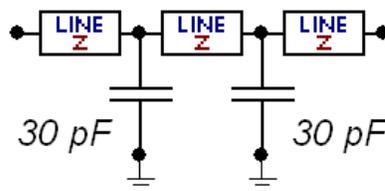


Figura A.5. Representación del seccionador (DS)

Para la representación de un interruptor (CB) se utiliza una línea de transmisión con impedancia de 46Ω con capacitancias de 30 pF a tierra en las terminales de los contactos como se muestra en la figura A.6

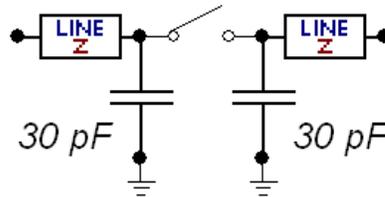


Figura A.6. Representación del CB

La representación eléctrica del transformador T1 es una capacitancia de 2 nF a tierra, para la representación eléctrica del cable XLPE se utiliza una línea de transmisión con una impedancia de 30Ω una velocidad de propagación de $150\text{ m}/\mu\text{s}$, la terminación del cable es simulada con una capacitancia de 400 pF a tierra.

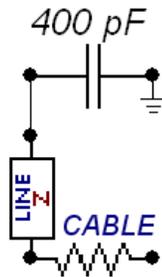


Figura A.7. Representación eléctrica del cable XLPE

Para el desarrollo del modelo del GIS se utilizaron en conjunto estas representaciones eléctricas de los elementos del GIS [6]

Apéndice

B

Modelo de Arco Eléctrico

En esta sección se describe lo que es un arco eléctrico, se da a conocer el modelo de arco de Mayr, que se utilizó para la simulación de transitorios ultra-rápidos de sobre-corriente en el modelo de la subestación aislada en gas en SF₆

Cuando un interruptor abre un circuito con carga o por aislar una falla es inevitable la presencia del arco eléctrico, que es sin duda una condición desfavorable, en la operación de interruptores. Durante la presencia del arco se mantiene la circulación de corriente en el circuito de potencia. Las características del arco dependen, entre otras cosas de:

- La naturaleza y presión del medio ambiente donde se induce.
- La presencia de agentes ionizantes o des ionizantes.
- La tensión entre los contactos y su variación en el tiempo.
- La forma, separación y estructura química de los contactos.
- La forma y composición de la cámara apaga chispa.
- Sistema de extinción del arco.

La generación del arco se debe a la ionización del medio entre los contactos, haciéndolo conductor, lo que facilita la circulación de corriente. En los interruptores de potencia una de las formas de extinguir el arco, es, aumentando la resistencia que ofrece el medio a la circulación de corriente.

El SF₆ se usa como material aislante y también para apagar el arco. es un gas muy pesado (5 veces la densidad del aire), altamente estable, inerte, inodoro e inflamable. En presencia del SF₆ la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía disipada no alcanza valores muy elevados.

La rigidez dieléctrica del gas es 2.5 veces superior a la del aire (a presión atmosférica). Son unidades selladas, trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantenimiento, debido a que prácticamente no se descompone.

Para la simulación de arco eléctrico en esta investigación se utilizó el modelo de arco eléctrico de Mayr. En el cual se asume una constante del diámetro de arco, una constante de pérdida de potencia de arco, una expresión de conductividad de arco, etc. Lo cual se muestra en la siguiente expresión:

$$\frac{1}{G} \frac{dG}{dt} = \frac{1}{\theta} \left(\frac{EI}{N_0} - 1 \right) \quad \text{B1}$$

Donde:

G: Conductividad de arco

Θ : Constante de tiempo de arco

E: Voltaje de arco

I: Corriente de arco

N_0 : Constante de pérdida de arco

Introduciendo el operador de Laplace “s” la ecuación es reescrita como:

$$G_0 = \frac{I^2}{N_0} \quad G = \frac{G_0}{(1+\theta s)} \quad \text{B2}$$

Esta ecuación se introduce por medio de TACS en el ATP-DRAW,

Referencias

- [1] Measurement of Switching Transients in a 115 Kv Substation, IEEE Transaction on Power Delivery vol. 4 No. 1 January 1989. C. M. Wiggins, F. S. Nickel, A. J. Haney
- [2] Summary of Switching Transient Fields in AIS and GISC. M. Wiggins, Senior Member, IEEE. 90 SM 418-4 April 1991.
- [3] More Accurate Modeling of Gas Insulated Substation Components in Digital Simulations of Very Fast Electromagnetic Transients. Transactions on Power Delivery, Vol. 7 No.1, January 1992.
- [4] Transient Electromagnetic Phenomena in The Secondary Circuits of Voltage- and Current Transformers in GIS (Measurements and Calculations) IEEE transactions on power delivery, vol. 16, no. 4, October 2001.
- [5] Análisis de Transitorios Electromagnéticos en Subestaciones Aisladas en SF₆.
Tesis de Maestría. Ing. Alejandro García Hernández. Instituto Tecnológico de Cd. Madero. Diciembre del 2002.
- [6] Frequency Characteristics of Very Fast Transient Currents in a 245-Kv GIS IEEE transactions on power delivery, vol. 20 No, 4, October 2005. M. Mohana Rao, M. Joy Thomas, and B. P. Singh
- [7] Análisis de la Distorsión Armónica y los Efectos de Atenuación y su Diversidad en Áreas Residenciales, J. A. Suárez G. F. Di Mauro, D. Anaut y C. Agüero.
- [8] Frequency Spectrum Analysis of Fast Transient Currents (FTC) due to Switching Operations in a 245 kV GIS. IEEE 2002. M. Mohana Rao, M. Joy Thomas and B. P. Singh.
- [9] Análisis y Técnicas de Mitigación de Armónicas en Sistemas Eléctricos Industriales
Tesis de Maestría. Ing. José de Jesús Durón Mendoza. Instituto Tecnológico de Cd. Madero. Octubre del 2005.

-
- [10] IEEE Task Force, "Effects of Harmonic on Equipment", IEEE Trans. Power Delivery, Vol 8, Abril 1993.
- [11] Efectos de las armónicas en los sistemas eléctricos, A. Tejada, A. Llamas. Departamento de ingeniería eléctrica del ITESM campus monterrey.
- [12] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Std. 112-1991: IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators*. New York: IEEE Press, 1991.
- [13] IEEE Report, "The Effects of Power System Harmonics on Power System Equipment and Loads," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, NO. 9, pp. 2555- 2563, September 1985.
- [14] IEEE Industry Applications Society/Power Engineering Society, *IEEE Std. 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Systems*. New York: IEEE Press, 1993.
- [15] G. C. Jain, "The Effect of Voltage Waveshape on the Performance of a 3-Phase Induction Motor," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. 83, pp 561-566, June 1964.
- [16] Modelado del Voltaje Transitorio de Encapsulado en Subestaciones GIS. G.H. Martínez, J.L. Guardado, M. Valladares G.
- [17] Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión Aisladas en Gas. Ing. Julio Sosa Escalada. Octubre de 2007.
- [18] Análisis, Simulación y Control de Transitorios Electromagnéticos en Subestaciones Aisladas en SF6 por medio de Redes de Tierra. Tesis de Doctorado. Instituto Tecnológico de Morelia. Gastón Hernández Martínez. 2007.