UNIVERSIDAD NACIONAL de MAR DEL PLATA

Facultad de Ingeniería

PROYECTO FINAL DE GRADO

"Análisis de sobretensiones de origen interno y externo en el sistema de subtransmisión de 132 [kV] de la ciudad de Mar del Plata"

Autores:

Martín Bruno
DNI: 37867665 Legajo: 9793
Carrera: Ingeniería Eléctrica
Mail: brunonmartin10@gmail.com

Sanchez Alejo
DNI: 38960097 Legajo: 10743
Carrera: Ingeniería Eléctrica
Mail: sanchezalejo6@gmail.com

Director:

Ing. di Mauro Guillermo

Co-director:

Ing. Vignerte Juan

Evaluadores:

Ing. Anaut, Daniel

Dr. Ing, Strack Jorge

Ing. Cereijo, Omar

Mar del Plata, 8 de agosto de 2025

RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.
Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.
A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios

Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.

ANEXO II

Autorización Repositorio Institucional RINFI

Facultad de Ingeniería - UNMDP

En calidad de TITULARES de los derechos de autor de la obra que se detalla a continuación, y sin infringir según mi conocimiento derechos de terceros, por la presente informo a la Facultad de Ingeniería de la UNMDP mi decisión de concederle en forma gratuita, no exclusiva y por tiempo ilimitado la autorización para:

Publicar el texto del trabajo más abajo indicado, exclusivamente en medio digital, en el sitio web de la Facultad y/o Universidad, por Internet, a título de divulgación gratuita de la producción científica generada por la Facultad, a partir de la fecha especificada.

Permitir a la Biblioteca que, sin producir cambios en el contenido, establezca los formatos de publicación en la web para su más adecuada visualización y la realización de copias digitales y migraciones de formato necesarias para la seguridad, resguardo y preservación a largo plazo de la presente obra:

Autor 1: Sanchez, Alejo Documento: 38960097 Teléfono: 3388465456 E-mail: sanchezalejo6@gmail.com	 Firma 1
Autor 2: Martin, Bruno Documento: 37867665 Teléfono: 2233465562 E-mail: brunonmartin10@gmail.com	 Firma 2
Director: Guillermo di Mauro Documento: 16249020 Leg. 6476	 Firma Director
Codirector/a: Vignerte Juan Documento: 24734551 Leg. 18361	 Firma Codirector/a

2. Título obtenido: Ingeniero Electricista

3. Identificación/Título de la Obra: Análisis de sobretensiones de origen interno y externo en el sistema de subtransmisión de 132 [kV] de la ciudad de Mar del Plata

4. AUTORIZO la publicación bajo con la licencia Creative Commons BY-NC-ND Atribución-NoComercial-Sin Obra Derivada.

5. **Nota de Embargo:** Para aquellas obras que NO pueden ser de acceso a texto completo por razones de acuerdos previos con empresas o instituciones; por razones de índole comercial u otras razones; se procederá según lo establecido en Art. 6 de la Ley 26899 de Repositorios digitales institucionales de acceso abierto:

> **ARTICULO 6º —** En caso que las producciones científico-tecnológicas y los datos primarios estuvieran protegidos por derechos de propiedad industrial y/o acuerdos previos con terceros, los autores deberán proporcionar y autorizar el acceso público a los metadatos de dichas obras intelectuales y/o datos primarios, comprometiéndose a proporcionar acceso a los documentos y datos primarios completos a partir del vencimiento del plazo de protección de los derechos de propiedad industrial o de la extinción de los acuerdos previos antes referidos.
>
> Asimismo, podrá excluirse la difusión de aquellos datos primarios o resultados preliminares y/o definitivos de una investigación no publicada ni patentada que deban mantenerse en confidencialidad, requiriéndose a tal fin la debida justificación institucional de los motivos que impidan su difusión. Será potestad de la institución responsable en acuerdo con el investigador o equipo de investigación, establecer la pertinencia del momento en que dicha información deberá darse a conocer. A los efectos de la presente ley se entenderá como "metadato" a toda aquella información descriptiva sobre el contexto, calidad, condición o características de un recurso, dato u objeto, que tiene la finalidad de facilitar su búsqueda, recuperación, autentificación, evaluación, preservación y/o interoperabilidad.

En razón de lo expuesto, si el Trabajo se encuentra comprendido en el caso de que su producción esté protegida por derechos de Propiedad Industrial y/o acuerdos previos con terceros que implique la confidencialidad de los mismos, el/la directora/a debe indicar a continuación motivos y fecha de finalización del embargo:

NO SE AUTORIZA la publicación antes de la fecha __/__/_____ por los siguientes motivos: ……..

……

……

……

……

……

Cumplido el plazo del embargo, estará accesible a texto completo según contempla la normativa vigente.

_____

Director/a del TFG

UNIVERSIDAD NACIONAL de MAR DEL PLATA

Facultad de Ingeniería

PROYECTO FINAL DE GRADO

"Análisis de sobretensiones de origen interno y externo en el sistema de subtransmisión de 132 [kV] de la ciudad de Mar del Plata"

Autores:

Martín Bruno
DNI: 37867665 Legajo: 9793
Carrera: Ingeniería Eléctrica
Mail: brunonmartin10@gmail.com

Sanchez Alejo
DNI: 38960097 Legajo: 10743
Carrera: Ingeniería Eléctrica
Mail: sanchezalejo6@gmail.com

Director:

Ing. di Mauro Guillermo

Co-director:

Ing. Vignerte Juan

Evaluadores:

Ing. Anaut, Daniel

Dr. Ing, Strack Jorge

Ing. Cereijo, Omar

Mar del Plata, 8 de agosto de 2025

Agradecimientos

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a nuestras familias y amigos, quienes siempre nos brindaron su apoyo incondicional y nos motivaron a seguir adelante en cada etapa de la carrera. Su constante ánimo y respaldo fueron fundamentales para que pudiéramos superar los desafíos y mantenernos enfocados en la meta.

Extendemos también nuestro reconocimiento a los profesores Ing. di Mauro Guillermo e Ing. Vignerte Juan que nos guiaron a lo largo del camino, compartiendo sus conocimientos y ofreciéndonos consejos valiosos. Su dedicación y disposición para ayudarnos fueron clave para el desarrollo y culminación de este trabajo.

Índice

1 INTRODUCCIÓN 1

2 ANTECEDENTES 3

2.1 SOBRETENSIONES TEMPORALES 4

2.1.1 FALLAS A TIERRA 4

2.1.2 PÉRDIDA DE CARGA 12

2.1.3 RESONANCIAS 14

2.1.4 FERRORESONANCIA 17

2.2 SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO 20

2.2.1 CONEXIÓN Y REENGANCHE DE LÍNEAS 21

2.2.2 APARICIÓN Y ELIMINACIÓN DE FALLAS 28

2.2.3 MANIOBRAS CON CARGAS CAPACITIVAS 33

2.3 SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO (DESCARGAS ATMOSFÉRICAS) 38

2.4 SOBRETENSIONES DE FRENTE MUY RÁPIDO 47

2.5 TRANSFORMADORES 48

2.5.1 TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS 55

3 CASO DE ESTUDIO 66

4 MODELADO DEL SISTEMA EN SOFTWARES DE SIMULACIÓN 70

4.1 RECOPILACIÓN DE DATOS 70

4.1.1 LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN (LAT) 71

4.1.2 CABLE SUBTERRÁNEO API 71

4.1.3 CABLE SUBTERRÁNEO XLPE 73

4.1.4 CENTRAL 9 DE JULIO Y CONEXIONADO CON EL SADI 74

4.1.5 TRANSFORMADORES 44/44/15 [MVA] 74

4.1.6 TRANSFORMADOR 55/55/20 [MVA] 78
4.2 MODELADO DEL SISTEMA EN DIGSILENT 81
4.2.1 LÍNEA AÉREA 86
4.2.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE API 92
4.2.3 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE XLPE 95
4.2.4 CENTRAL 9 DE JULIO Y CONEXIONADO CON EL SADI 96
4.2.5 TRANSFORMADORES 44/44/15 [MVA] 99
4.2.6 TRANSFORMADOR 55/55/20 [MVA] 108
4.3 MODELO DEL SISTEMA EN ATPDRAW 113
4.3.1 LÍNEA AÉREA 114
4.3.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE API 115
4.3.3 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE XLPE 117
4.3.4 CENTRAL 9 DE JULIO Y CONEXIONADO CON EL SADI 119
4.3.5 TRANSFORMADORES 44/44/15 [MVA] 122
4.3.6 TRANSFORMADOR DE 55/55/20 [MVA] 128
5 SIMULACIÓN DE ESTADOS TRANSITORIOS 132
5.1 SIMULACIONES EN DIGSILENT 132
5.1.1 FALLAS A TIERRA – CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO 133
5.1.2 APARICIÓN Y ELIMINACIÓN DE FALLAS 146
5.1.3 PÉRDIDA DE CARGA 154
5.1.4 MANIOBRAS CON CARGAS CAPACITIVAS 157
5.1.5 CONEXIÓN Y REENGANCHE DE LÍNEAS 165
5.1.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA 174
5.2 SIMULACIONES EN ATPDRAW 194
5.2.1 FALLAS A TIERRA - CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA 196

5.2.2 APARICIÓN Y ELIMINACIÓN DE FALLAS 218

5.2.3 PÉRDIDA DE CARGA 223

5.2.4 MANIOBRAS CON CARGAS CAPACITIVAS....226

5.2.5 CONEXIÓN Y REENGANCHE DE LÍNEAS....237

5.2.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA....247

6 CONCLUSIONES 271

7 TRABAJOS A FUTURO....273

9 BIBLIOGRAFÍA 275

10 ANEXOS....277

RESUMEN

El presente trabajo aborda el estudio integral de las sobretensiones transitorias que pueden manifestarse en el sistema de subtransmisión de 132 [kV] de la ciudad de Mar del Plata, con especial énfasis en su impacto sobre los transformadores de potencia, considerados elementos críticos por su elevado costo, relevancia operativa y vulnerabilidad ante fenómenos transitorios.

Con el objetivo de analizar estas sobretensiones y su influencia sobre el aislamiento de los transformadores, se lleva a cabo el modelado detallado del sistema eléctrico en los entornos de simulación DIgSILENT PowerFactory y ATPDraw. Mediante ambos softwares se reproducen diferentes eventos de naturaleza transitoria —como maniobras de conmutación y fallas a tierra— a fin de evaluar el comportamiento eléctrico y dieléctrico de los transformadores ante estas solicitaciones.

A partir de los resultados obtenidos, se realiza una comparación entre las respuestas simuladas en cada plataforma y lo establecido por la teoría del comportamiento transitorio en sistemas eléctricos, evaluando la coherencia de los modelos y la validez de los supuestos utilizados. Además, se proponen y analizan medidas de mitigación para reducir la severidad de las sobretensiones, tales como la incorporación de descargadores de sobretensión, mejoras en la coordinación de aislamiento y ajustes en los esquemas de protección.

En conclusión, el trabajo proporciona una visión técnica y práctica del fenómeno de las sobretensiones en sistemas de subtransmisión, subrayando la importancia de su estudio para garantizar la confiabilidad operativa y la vida útil de los transformadores. Asimismo, destaca el valor del uso combinado de herramientas de simulación como medio para respaldar decisiones de diseño y mantenimiento en instalaciones de alta tensión.

1 INTRODUCCIÓN

El sistema de subtransmisión de alta tensión (AT) de energía eléctrica de la ciudad de Mar del Plata resulta fundamental para garantizar el suministro de electricidad a todos los usuarios de la localidad, tanto industriales como residenciales. Para que esto sea posible, se requiere de un gran número de equipos y componentes eléctricos, tales como conductores, aisladores, interruptores y transformadores, entre otros.

A lo largo de su vida útil, estos elementos de la red eléctrica están expuestos a sobretensiones que pueden surgir por distintas causas y en diversos escenarios. Los efectos de este fenómeno pueden llegar a ser, en el peor de los casos, destructivos. Los riesgos incluyen disfuncionamientos, destrucción de material y, en consecuencia, interrupciones en el servicio. Cualquiera de estos escenarios implica pérdidas económicas significativas y afecta directamente la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.

Es necesario destacar la importancia de la calidad del servicio, especialmente en el sector industrial, que en la actualidad presenta elevados niveles de automatización. La industria depende en gran medida de un suministro eléctrico confiable y estable para mantener sus operaciones eficientes y productivas. En este contexto, una pobre calidad en el suministro eléctrico puede derivar en costos por daños en maquinarias, personal no productivo debido a la interrupción del ciclo de producción y materia prima desperdiciada.

Dentro de los elementos que conforman el sistema de subtransmisión de la ciudad se encuentra el transformador, que desempeña un papel fundamental en la generación, transmisión y distribución de la energía. Las sobretensiones en el transformador pueden generar solicitaciones dieléctricas, que provocan daños en su aislamiento y bobinados. Esta situación puede dejar fuera de servicio a la máquina con el consecuente desabastecimiento del suministro de energía a los usuarios. Esto tiene un impacto negativo en la calidad del servicio y puede acarrear sanciones por parte del Ente Regulador Eléctrico local (ENRE), generando así un impacto económico desfavorable en la empresa distribuidora local.

En este contexto, resulta fundamental conocer en detalle las sobretensiones a las que puede estar sometido el sistema eléctrico y cómo afectan al funcionamiento de los transformadores. Nuestro proyecto tiene como objetivo llevar a cabo un riguroso análisis de estas perturbaciones ya que resulta esencial a la hora de definir estrategias que reduzcan su impacto. Se pondrá énfasis en el estudio del comportamiento de los transformadores del sistema ante solicitaciones por sobretensiones, considerando sus características constructivas y sus conexionados.

Para llevar a cabo este estudio, se utilizarán los softwares de simulación y análisis de transitorios electromagnéticos, DIgSILENT y ATPDraw. Estas herramientas computacionales permiten modelar cada componente de la red y simular, en un entorno gráfico, su funcionamiento tanto en estado estacionario como en estado transitorio. El análisis del estado transitorio permite evaluar el comportamiento de la red ante eventos como la caída de rayos y operación de interruptores.

2 ANTECEDENTES

Antes de realizar la simulación y el análisis de sobretensiones en el sistema eléctrico en estudio, será necesario desarrollar distintos conceptos que estarán involucrados a lo largo de todo el proyecto.

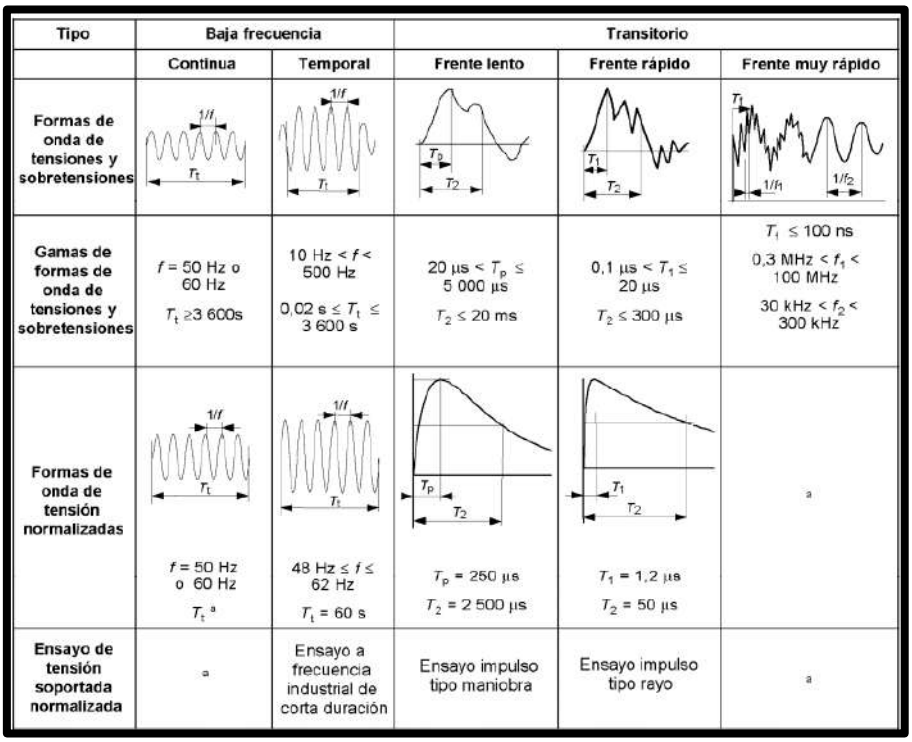
¿Qué es una sobretensión?

La norma IRAM 2211 de Argentina, titulada “Coordinación de la aislación eléctrica”, define las sobretensiones como elevaciones de tensión que superan a la tensión máxima de la red, provocadas por efectos transitorios. En esta normativa, la tensión máxima de la red se define como la mayor tensión eficaz entre fases que se puede presentar en cualquier instante y en cualquier punto de la red, en condiciones normales de funcionamiento. Esta tensión máxima se establece como 1,1 veces la tensión nominal de la red ($1{,}1.U_n$) [1]. Por lo tanto, cualquier perturbación de tensión cuyo valor exceda el valor pico de la tensión máxima de la red ($\sqrt{2}.1{,}1.U_n$) se considera una sobretensión.

Clasificación de las sobretensiones

La clasificación más básica de las sobretensiones se basa en su origen, ya que la causa puede ser interna o externa a la red. Las sobretensiones de origen externo son generadas por factores ajenos a la red, siendo las descargas atmosféricas la causa principal de este tipo de sobretensiones. Por otro lado, las sobretensiones de origen interno se producen durante la operación de la propia red y se subdividen en sobretensiones temporales y de maniobra.

Una clasificación más completa se basa en las principales características del proceso transitorio: valor de cresta, duración, y frecuencia o gama de frecuencias. En base a esta clasificación, se presentan cuatro categorías de sobretensiones: temporales, de frente lento, de frente rápido y de frente muy rápido. La Figura 2.1 muestra las formas de ondas normalizadas y gamas de frecuencia de los diferentes tipos de sobretensiones según la norma europea IEC 60071-1 [2].



Tipo	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	f = 50 Hz o 60 Hz $T_t \geq 3\,600$s	10 Hz < f < 500 Hz 0,02 s ≤ T_t ≤ 3 600 s	20 µs < T_p ≤ 5 000 µs $T_2 \leq 20$ ms	0,1 µs < T_1 ≤ 20 µs $T_2 \leq 300$ µs	$T_1 \leq 100$ ns 0,3 MHz < f_1 < 100 MHz 30 kHz < f_2 < 300 kHz
Formas de onda de tensión normalizadas	f = 50 Hz o 60 Hz T_t [a]	48 Hz ≤ f ≤ 62 Hz T_t = 60 s	T_p = 250 µs T_2 = 2 500 µs	T_1 = 1,2 µs T_2 = 50 µs	[a]
Ensayo de tensión soportada normalizada	[a]	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	[a]

Figura 2.1 – Tipos y formas de sobretensiones, formas de tensión normalizada y gamas de frecuencia [2].

2.1 SOBRETENSIONES TEMPORALES

Cuando hablamos de sobretensiones temporales nos referimos a ondas de tensión normalizadas, es decir, sinusoidales cuya frecuencia puede variar entre 10 y 500[Hz]. Se caracterizan por tener una amortiguación baja y una duración prolongada (hasta varios segundos). Su origen, por lo general, es interno y pueden ser resultado de fallas a tierras, pérdidas de carga, resonancias armónicas, ferroresonancias o la combinación de dos o más de estas causas [3].

2.1.1 FALLAS A TIERRA

Cuando se produce un cortocircuito a tierra en la red, independientemente del tipo de falla, se genera un transitorio que conduce a una sobretensión de frecuencia igual a la de operación del sistema. Los cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra pueden producir sobrevoltajes a tierra en las fases que no han sufrido la falla.

Dado que las fallas monofásicas a tierra tienen una mayor probabilidad de ocurrencia y generan las sobretensiones más significativas en las fases no afectadas, el análisis se enfocará en este tipo de fallas.

El tiempo de duración de estas sobretensiones está directamente relacionado con el tiempo de actuación de la protección encargada de eliminar la falla, que suele ser inferior a un segundo. Por otro lado, la magnitud de la sobretensión que se genera en las fases sanas dependerá de los parámetros equivalentes de la red vistos desde el punto de falla, siendo las puestas a tierra de los generadores y transformadores las que mayor influencia tienen [3].

Los circuitos equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero del sistema, vistos desde el punto de falla, pueden reducirse a tres circuitos de la forma indicada en la Figura 2.1.1.1.

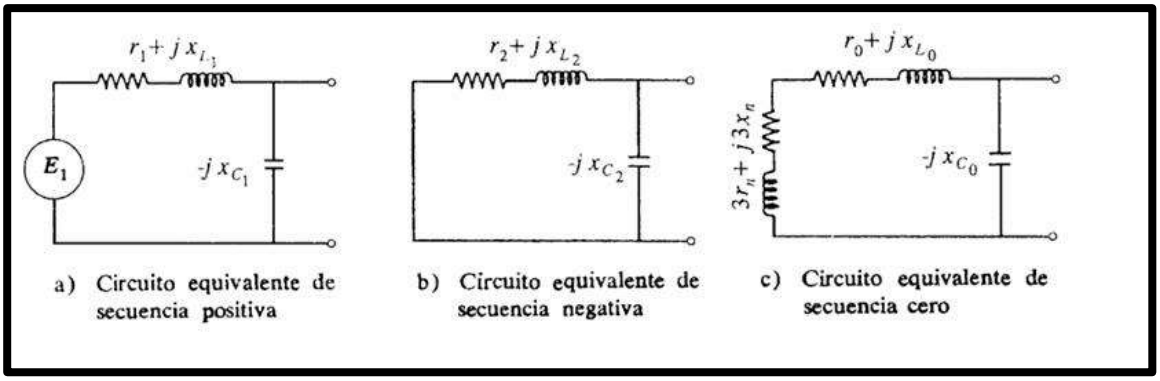


Figura 2.1.1.1 – Cirquitos equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero vistos desde el punto de falla [4].

Donde:

$$r_1 + jx_{L1}\ impedancia\ inductiva\ de\ secuencia\ positiva$$

$$r_2 + jx_{L2}\ impedancia\ inductiva\ de\ secuencia\ negativa$$

$$r_0 + jx_{L0}\ impedancia\ inductiva\ de\ secuencia\ cero$$

$$-jx_{C1}\ reactancia\ capacitiva\ de\ secuencia\ positiva$$

$$-jx_{C2}\ reactancia\ capacitiva\ de\ secuencia\ negativa$$

$$-jx_{C0}\ reactancia\ capacitiva\ de\ secuencia\ cero$$

$r_n + j_{xn}$ *impedancia de la conexión del neutro a tierra*

El circuito de la Figura 2.1.1.2 representa las condiciones de un cortocircuito de la fase "a" a tierra:

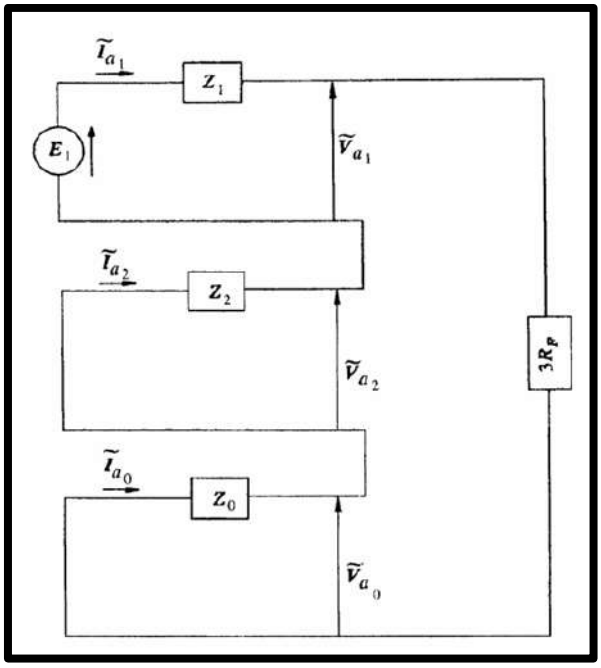


Figura 2.1.1.2 – Conexión de los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero para representar un cortocircuito monofásico a tierra en la fase a [4].

Teniendo en cuenta que las impedancias de secuencia directa e indirecta son iguales, del circuito se tiene:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{-jx_{C1}(r_1 + jx_{L1})}{(r_1 + jx_{L1} - jx_{C1})} = R_1 + jX_1$$

$$Z_0 = \frac{-jx_{C0}(r_0 + 3r_n + j(x_{L0} + 3x_n))}{r_0 + 3r_n + j(x_{L0} + 3x_n) - jx_{C0}} = R_0 + jX_0$$

$$R_f : \textit{resistencia de la falla}$$

$$E_1 : \textit{voltaje a tierra antes de la falla en el punto donde se produce la falla}$$

Sabiendo que

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}$$

Resulta:

$$V_{a1} = E_1 - Z_1.I_{a1} = E_1 - \frac{Z_1.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}$$

$$V_{a2} = -Z_2.I_{a2} = -\frac{Z_1.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}$$

$$V_{a0} = -Z_0.I_{a0} = -\frac{Z_0.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}$$

Aplicando el método de las componentes simétricas partiendo del voltaje a tierra de la fase "***a***" se pueden obtener los voltajes a tierra de las tres fases.

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = E_1 \frac{Z_1 + Z_0 + 3R_f + Z_1 - Z_0}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = E_1.\frac{3R_f}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}$$

Si la resistencia de falla R_f es cero $V_a = 0$.

$$V_b = a^2 V_{a1} + a.V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right).\frac{E_1(Z_1 + Z_0 + 3R_f)}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} + \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right).\frac{-Z_1.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} + \left(-\frac{Z_0.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}\right)$$

Dividiendo por el valor de tensión existente antes de que ocurra la falla, se tiene:

$$\frac{V_b}{E_1} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \qquad 2.1.1.1$$

Análogamente:

$$V_c = a.V_{a1} + a^2.V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right).\frac{E_1(Z_1 + Z_0 + 3R_f)}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} + \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right).\frac{-Z_1.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} + \left(-\frac{Z_0.E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}\right)$$

$$\frac{V_c}{E_1} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \qquad 2.1.1.2$$

Las ecuaciones 2.1.1.1 y 2.1.1.2 dan los voltajes a tierra de las fases “b” y “c” en el lugar de la falla, expresados, en tanto por uno del voltaje a tierra que existía en ese punto antes de ocurrir la falla.

Sustituyendo en las ecuaciones anteriores

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0$$

Y dividiendo el numerador y el denominador del último término por X_1 se tiene

$$\frac{V_b}{E_1} = -\frac{1}{2} - \frac{j\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{R_0}{X_1} + j\frac{X_0}{X_1} - \frac{R_1}{X_1} - j}{\frac{2R_1}{X_1} + 2j + \frac{R_0}{X_1} + j\frac{X_0}{X_1} + \frac{3R_F}{X_1}}$$

$$\frac{V_c}{E_1} = -\frac{1}{2} + \frac{j\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{R_0}{X_1} + j\frac{X_0}{X_1} - \frac{R_1}{X_1} - j}{\frac{2R_1}{X_1} + 2j + \frac{R_0}{X_1} + j\frac{X_0}{X_1} + \frac{3R_F}{X_1}}$$

Partiendo de estas dos ecuaciones puede trazarse una familia de curvas tomando como ordenadas los cocientes $\frac{V_b}{E_1}$ y $\frac{V_c}{E_1}$ y como abscisas la relación $\frac{X_0}{X_1}$.

Para el caso en que R_1, R_0 y R_f sean iguales a cero, las ecuaciones se reducen a las siguientes:

$$\frac{V_b}{E_1} = -\frac{1}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2} - \frac{j\sqrt{3}}{2}$$

$$\frac{V_c}{E_1} = -\frac{1}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2} + \frac{j\sqrt{3}}{2}$$

Si todas las resistencias son cero, los voltajes de las fases no afectadas por la falla son de igual magnitud, pero de distinto argumento, como se muestra gráficamente en la Figura 2.1.1.3.

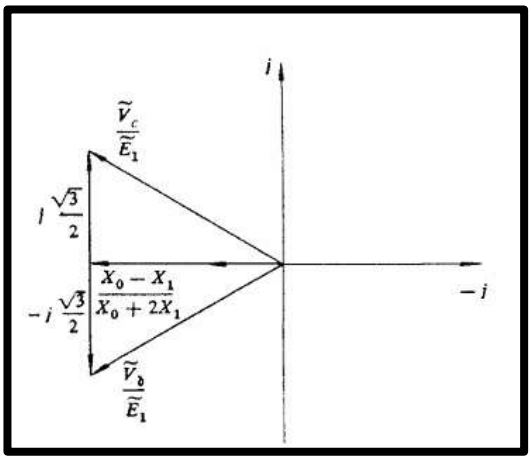


Figura 2.1.1.3 - Modulo y argumento de los voltajes V_b y V_c[4].

Si las resistencias son distintas de cero, el voltaje en la fase “c” es mayor que en el caso en que las resistencias son cero y el voltaje de la fase “b” es menor, como puede verse en la Figura 2.1.1.4.

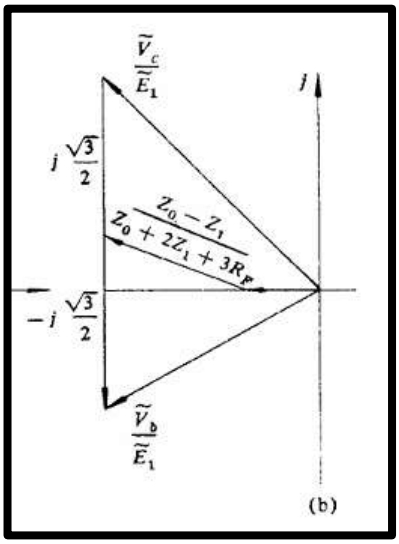


Figura 2.1.1.4 - Modulo y argumento de los voltajes V_b y V_c [4].

En la Figura 2.1.1.5 se muestra la gráfica que representa los valores absolutos de $\frac{V_c}{E_1}$ en función de la relación $\frac{X_0}{X_1}$, para $R_1 = R_0 = R_f = 0$ y para los siguientes dos casos:

$$\frac{R_0}{X_1} = 0 \; y \; \frac{R_0}{X_1} = 1$$

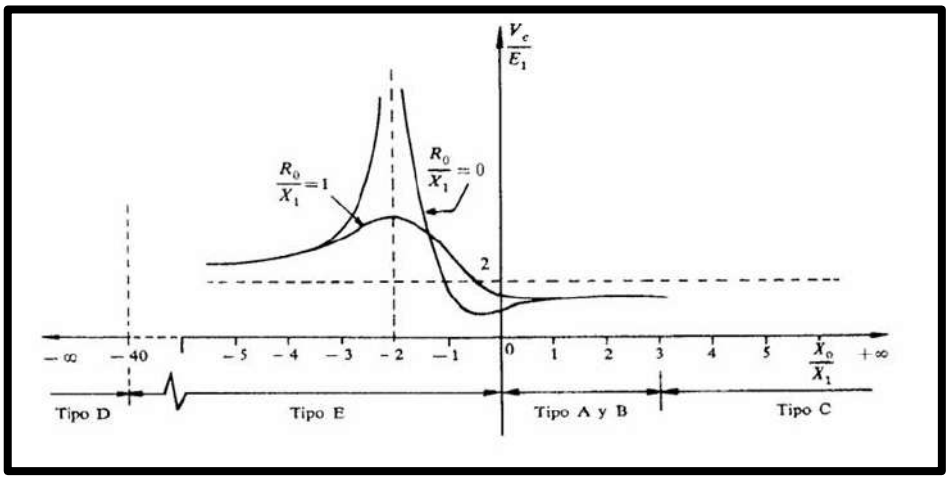


Figura 2.1.1.5 - Valor absoluto $\frac{V_c}{E_1}$ de en función de $\frac{X_0}{X_1}$ [4].

Se puede observar que, como se ha explicado anteriormente, las sobretensiones a tierra debido a fallas monofásicas varían mucho en función de las características propias del sistema, siendo $\frac{X_0}{X_1}$ y $\frac{R_0}{X_1}$ los parámetros más influyentes.

Los valores de R_0 y X_0 dependen de la forma de conectar los neutros del sistema a tierra.

Los sistemas en los que la relación entre la reactancia de secuencia cero X_0 y la reactancia de secuencia positiva X_1 vista desde el punto de falla, está comprendida entre cero y tres, se consideran sistemas efectivamente conectados a tierra. Corresponden a sistemas con el neutro conectado directamente a tierra en un número suficiente de puntos. Para ese tipo de sistemas los sobrevoltajes a tierra debidos a fallas monofásicas y trifásicas a tierra son mínimos, como puede verse en la Figura 2.1.1.5.

En el caso de sistemas con neutro aislado, la relación entre la reactancia de secuencia positiva y la de secuencia cero tiene valores negativos. Si $-jX_{c0}$ es pequeño, la relación $\frac{X_0}{X_1}$ puede tener valores próximos a -2 y las sobretensiones resultaran, en tal caso, muy elevadas.

De acuerdo con los valores de las relaciones $\frac{X_0}{X_1}$ y $\frac{R_0}{X_1}$, se han clasificado los sistemas en cinco grupos, como se indica en la tabla a continuación.

Tipo de conexión a tierra	Estado del neutro	$\frac{X_0}{X_1}$	$\frac{R_0}{X_1}$
A	Conectado	$0 < \frac{X_0}{X_1} < 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} < 1$
B	Conectado	$0 < \frac{X_0}{X_1} \leq 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} \leq 1$
C	Conectado	$\frac{X_0}{X_1} > 3$	$\frac{R_0}{X_1} > 1$
D	Aislado	$-\infty < \frac{X_0}{X_1} < -40$	---
E	Aislado	$-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$	---

Tabla 2.1.1.1. - Tipos de sistemas de acuerdo con las relaciones $\frac{X_0}{X_1}$ y $\frac{R_0}{X_1}$ [4].

- Sistemas tipo A: son aquellos cuyas relaciones $\frac{X_0}{X_1}$ y $\frac{R_0}{X_1}$ son positivas y menores que los sistemas B, pero cuyas constantes no se conocen con suficiente precisión como para poder establecer límites definidos. Corresponden a sistemas de distribución con conexión en estrella con neutro a tierra.
- Sistemas tipo B: son aquellos en los que la relación $\frac{X_0}{X_1}$ es positiva e igual o menor que 3 y la relación $\frac{R_0}{X_1}$ es igual o menor que uno en cualquier punto del sistema y corresponden a lo que se conoce como sistemas conectados efectivamente a tierra.
- Sistemas tipo C: son aquellos que tienen el neutro conectado a tierra, pero en los que o bien la relación $\frac{X_0}{X_1}$ es mayor que tres, o la relación $\frac{R_0}{X_1}$ es mayor que uno o ambos casos. Los sistemas donde se conecta el neutro a tierra mediante una impedancia quedan incluidos en este grupo.
- Sistemas tipo D: son aquellos que tienen el neutro aislado y en los que la relación $\frac{X_0}{X_1}$ es negativa e inferior a -40.
- Sistemas tipo E: son aquellos que tienen el neutro aislado y en los que la relación $\frac{X_0}{X_1}$ está comprendida entre cero y menos cuarenta. Este caso

corresponde a sistemas con capacitancia elevada o con reactancia de secuencia positiva alta.

2.1.2 PÉRDIDA DE CARGA

Una pérdida brusca de carga puede ocurrir por la actuación de una protección, una maniobra errónea o por condiciones de sobrecarga. Este evento provoca un aumento en las tensiones de la red debido a una menor caída de tensión en las impedancias de los equipos involucrados, especialmente en los instantes posteriores a la desconexión, cuando aún no ha tenido lugar la actuación de los reguladores de tensión. Por ejemplo, en el caso de un generador alimentando a una carga, la apertura de un interruptor da lugar a que la potencia cedida por el generador pase repentinamente de su valor inicial a cero, provocando un aumento en la tensión en bornes del generador y en la línea de conexión del sistema.

Las sobretensiones originadas por este fenómeno pueden ser tanto entre fases y tierra como longitudinales. El incremento de tensión fase-tierra es idéntico en las tres fases, y, por lo tanto, las mismas sobretensiones relativas ocurren entre fase y tierra y entre fases.

El valor alcanzado por las sobretensiones de este tipo depende de la carga desconectada, de la configuración de la red luego de la desconexión y de las características de la fuente de energía (potencia de cortocircuito de la subestación, velocidad y regulación de la tensión de los generadores, etc.). Estas sobretensiones pueden ser muy importantes en líneas de extensa longitud, debido al efecto Ferranti que puede existir en sus extremos finales. Se pueden considerar los siguientes valores representativos [3]:

- En sistemas con líneas cortas (menores a 50 [km]) y potencias de cortocircuito elevadas, una pérdida de carga puede producir sobretensiones fase-tierra con una amplitud normalmente inferior a 1,2 [p.u.].
- En redes de muy alta tensión, con líneas largas y potencias de cortocircuito moderadas, las sobretensiones fase-tierra pueden alcanzar 1,5 [p.u.] o incluso más si se origina un efecto Ferranti o de resonancia.

- En sistemas con motores o generadores en la parte desconectada, se pueden generar sobretensiones con una amplitud máxima de hasta 2,5[p.u.] o incluso en casos excepcionales valores aún mayores en sistemas de muy alta tensión.

Las pérdidas de carga en las redes de distribución no producen sobretensiones significativas elevadas, aunque pueden aparecer sobretensiones elevadas provocadas por pérdidas de carga en la red de transporte, como podría suceder en el sistema en estudio en este trabajo.

La Figura 2.1.2.1 muestra el esquema de un ejemplo muy simplificado que sirve para ilustrar el efecto de estas sobretensiones y el proceso transitorio que se origina.

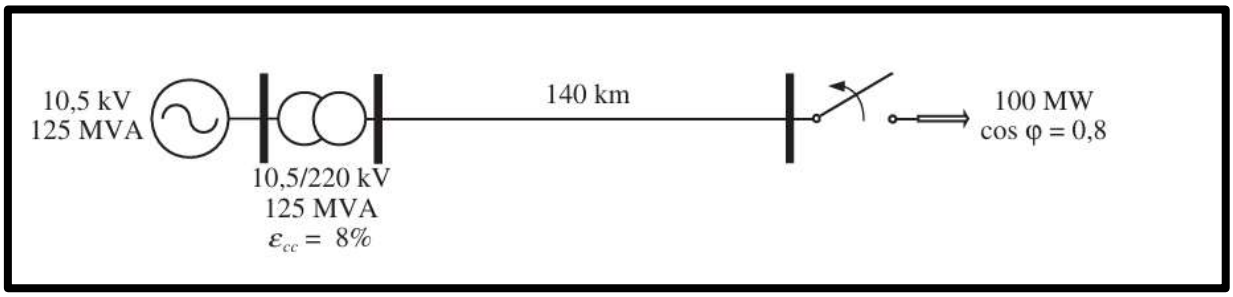


Figura 2.1.2.1 - Diagrama del sistema [3].

Se trata de una red que alimenta una carga de 100[MW] con factor de potencia 0,8 mediante una línea de 220[kV] y 140[km].

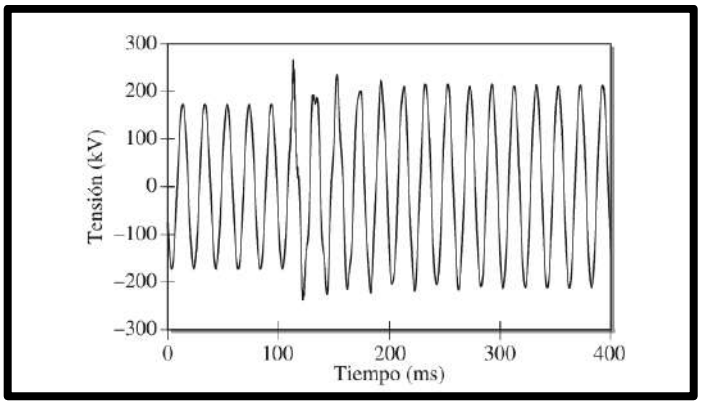


Figura 2.1.2.2 – Tensión resultante en el extremo de la línea [3].

El oscilograma de la Figura 2.1.2.2 muestra que la sobretensión consecuencia de la pérdida total de la carga está dentro del rango de los valores mencionados anteriormente. Este resultado se justifica en las Figuras 2.1.2.3 y 2.1.2.4 a

continuación, donde se presenta el diagrama fasorial del sistema antes y después de la pérdida de carga.

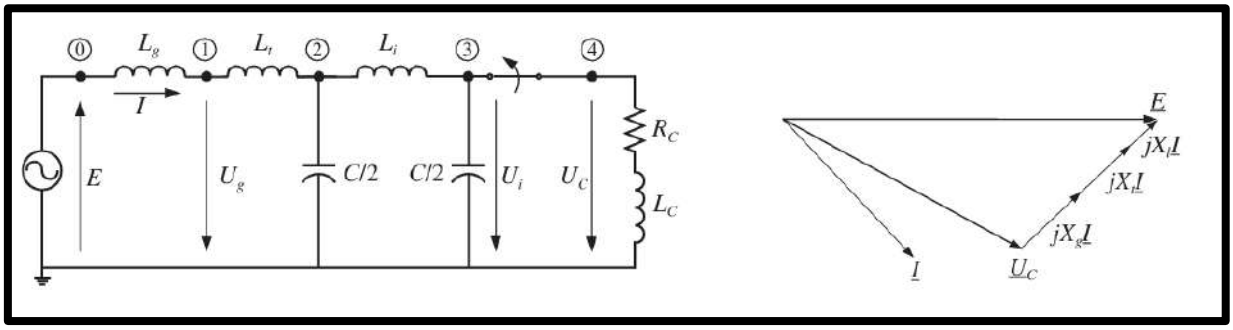


Figura 2.1.2.3 – Esquema equivalente aproximado y diagrama fasorial antes de la pérdida de carga [3].

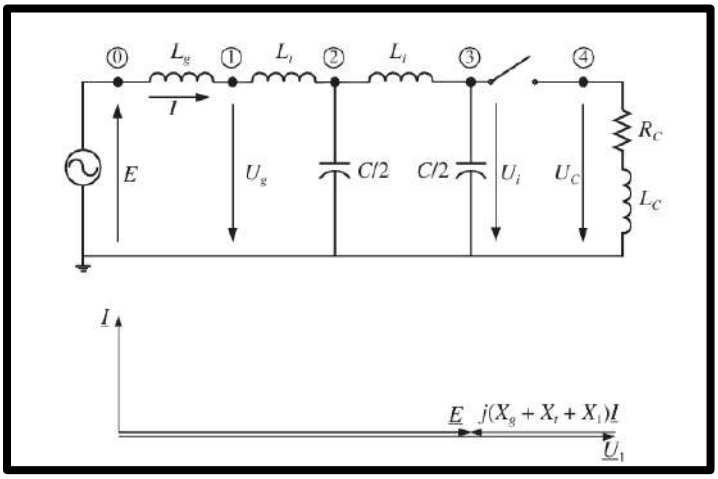


Figura 2.1.2.4 – Esquema equivalente aproximado y diagrama fasorial luego de la pérdida de carga [3].

Se puede comprobar que con el sistema en vacío la tensión que aparece en los terminales del generador y en el extremo receptor de la línea es más elevada que la tensión interna del generador debido al efecto Ferranti que provoca la corriente capacitiva originada por la línea en vacío.

2.1.3 RESONANCIAS

La conexión o desconexión de cargas en circuitos que contienen elementos capacitivos (como líneas y cables) o inductivos (como transformadores y reactancias) puede generar sobretensiones transitorias debido a fenómenos de resonancia. Para comprender mejor este comportamiento, se analizará la red representada en la Figura

2.1.3.1. Este circuito, modelado como un sistema LC lineal sin amortiguamiento, está alimentado por una fuente de tensión alterna con frecuencia ajustable [3]. Este análisis permitirá identificar cómo interactúan los elementos reactivos y la fuente de alimentación en la generación de sobretensiones y los efectos resultantes en el sistema.

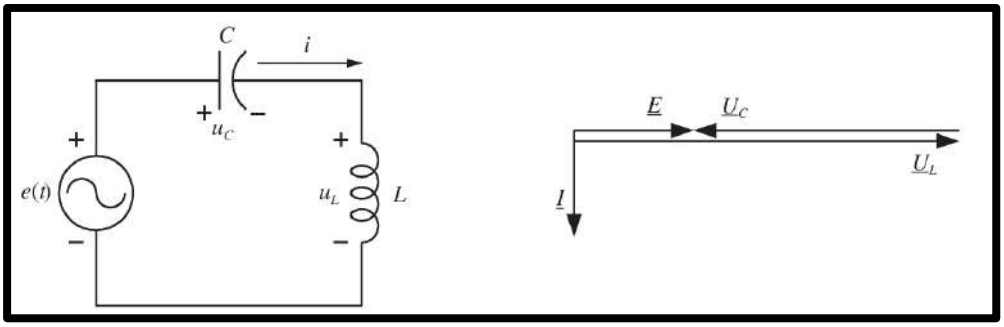


Figura 2.1.3.1 – Circuito LC y diagrama fasorial [3].

Teniendo en cuenta que:

$$U_L = jwLI = jX_L I$$

$$U_C = \frac{1}{jwc} I = -jX_C I$$

$$E = U_L + U_C = j(X_L - X_C)I$$

Resulta:

$$I = \frac{E}{j(X_L - X_C)} = \frac{E}{j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)} = E\frac{\omega C}{j(\omega^2 LC - 1)}$$

De donde se obtiene la siguiente expresión para la tensión en el capacitor U_C:

$$U_C = \frac{I}{j\omega C} = \frac{E}{(1 - \omega^2 LC)} \qquad 2.1.3.1$$

Como se evidencia, el valor de esta tensión depende de la frecuencia de la fuente. Existe un valor de frecuencia, conocido como frecuencia de resonancia, en el cual el denominador de la ecuación se anula, permitiendo que la tensión en el capacitor

alcance un valor teóricamente infinito. A partir de la expresión 2.1.3.1, se puede deducir esta frecuencia de resonancia:

$$w_r = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Cuando $w \to w_r$, el valor de la impedancia $(X_L - X_C)$ tiende a anularse y el de la corriente tiende a infinito, como se muestra en la Figura 2.1.3.2.

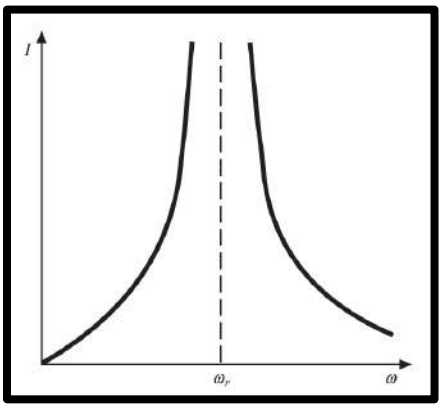


Figura 2.1.3.2 – Frecuencia de resonancia en un circuito serie LC lineal [3].

Una sobretensión temporal debido a este efecto puede producirse bajo condiciones específicas, como la presencia de un circuito serie LC con una impedancia muy baja para alguna de las frecuencias presentes en la red. En estos casos, las sobretensiones temporales por resonancia pueden alcanzar valores extremadamente altos, representando un riesgo para la integridad del sistema eléctrico.

Este tipo de sobretensiones puede prevenirse o limitarse durante la etapa de diseño del sistema, mediante ajustes en la configuración de los circuitos o la incorporación de resistencias de amortiguamiento para mitigar los efectos de resonancia. Sin embargo, debido a su carácter poco frecuente, estas sobretensiones no se consideran como base para la selección de la tensión nominal de pararrayos ni para realizar la coordinación del aislamiento del sistema. En cambio, suelen abordarse como una consideración adicional dentro del diseño general para garantizar la confiabilidad y estabilidad del sistema.

2.1.4 FERRORESONANCIA

La ferroresonancia es un tipo particular de resonancia que ocurre generalmente cuando se asocia en serie un capacitor con una reactancia saturable en redes con un bajo nivel de amortiguamiento. Este fenómeno puede producirse, por ejemplo, al energizar un transformador sin carga.

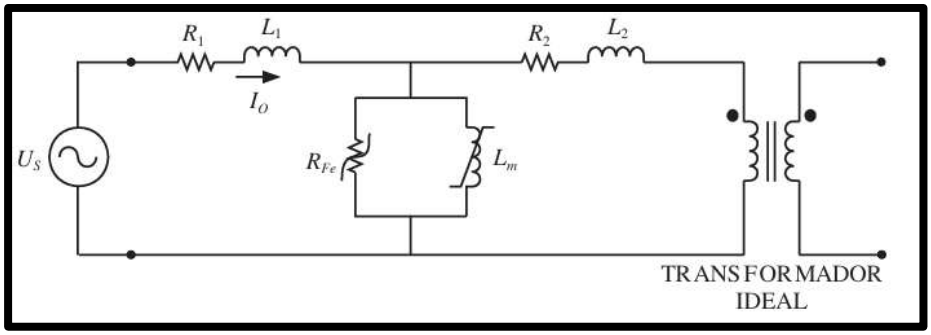


Figura 2.1.4.1 – Circuito equivalente de un transformador sin carga [3].

En el circuito equivalente del transformador se distinguen dos tipos principales de parámetros:

- Los asociados al núcleo magnético saturable, representados por $R_{Fe}\ y\ L_m$.
- Los asociados a los arrollamientos del primario ($R_1\ y\ L_1$) y secundario ($R_2\ y\ L_2$).

Cuando el transformador opera sin carga, la corriente suministrada por la fuente tiene dos componentes:

- Corriente de magnetización, que atraviesa la inductancia no lineal L_m y es necesaria para inducir la tensión en el secundario.
- Corriente de pérdidas en el núcleo, que atraviesa R_{Fe}y se debe principalmente a pérdidas por histéresis y corrientes parásitas en el hierro.

Los parámetros asociados a los arrollamientos son lineales y tienen valores relativamente pequeños en comparación con los del núcleo, por lo que, bajo condiciones de vacío, pueden ser despreciados.

Un fenómeno de ferroresonancia puede surgir si existe una capacitancia entre la fuente y el transformador en vacío. Este caso se ilustra en la Figura 2.1.4.2.

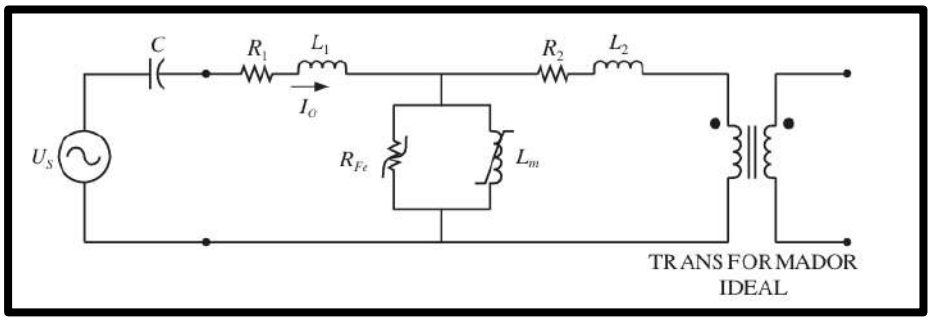


Figura 2.1.4.2 – Circuito equivalente de un transformador sin carga con capacitancia [3].

Esta capacitancia puede originarse en diversos elementos del sistema, como la capacidad de cables aislados, líneas aéreas o baterías de capacitores, entre otros. Si dicha capacitancia, a la frecuencia de operación, entra en resonancia o se aproxima a ella con la característica no lineal de la inductancia saturable, la fuente puede inyectar una corriente elevada, generando tensiones muy altas tanto en el capacitor como en el transformador.

Al simplificar el circuito, se obtiene la representación de un circuito LC serie no lineal, como se muestra en la Figura 2.1.4.3.

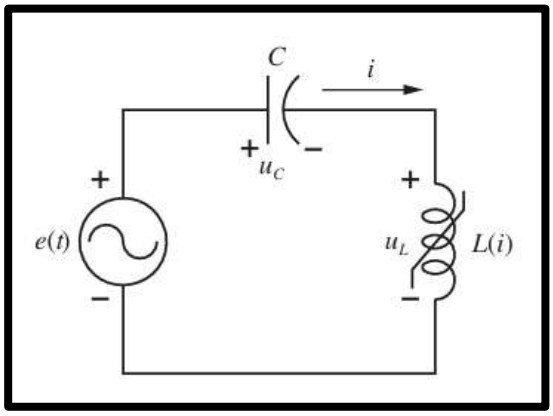


Figura 2.1.4.3 – Circuito LC serie no lineal [3].

La ecuación de tensión es la misma que para el caso de resonancia tratado en la sección anterior (2.1.3), por lo tanto, se puede expresar:

$$U_L = E - U_c = E - jX_C I$$

A partir de esta relación y de la característica saturable de la reactancia, es posible construir un diagrama de tensión-corriente, ilustrado en la Figura 2.1.4.4, teniendo en cuenta la oposición de fase entre U_L y U_C.

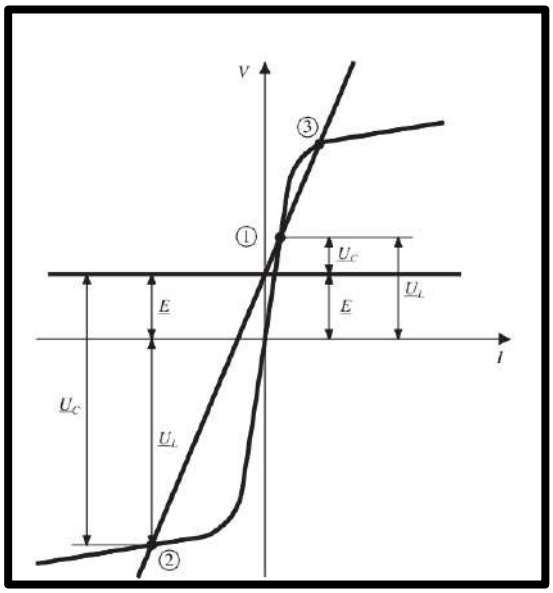


Figura 2.1.4.4 – Diagrama de tensión-corriente de un circuito LC con reactancia saturable [3].

En el diagrama se identifican tres posibles puntos de operación y, dependiendo de cual se alcance, la tensión entre los terminales L o C puede superar significativamente la tensión en la fuente.

Al estudiar el fenómeno de la ferroresonancia, es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:

- No es estrictamente un fenómeno de resonancia, ya que no existe una frecuencia de resonancia específica. El análisis se ha realizado asumiendo que la frecuencia de la fuente permanece constante.
- Cuando la reactancia se satura, la intensidad de corriente se distorsiona y contiene, además del armónico de frecuencia fundamental, armónicos a frecuencias que son múltiplos de la fundamental. Por lo tanto, el diagrama de la Figura 2.1.4.4 no es completamente preciso, ya que fue elaborado considerando únicamente variables a la frecuencia fundamental.

- Dependiendo del valor de la capacidad, la pendiente de la característica U-I de la reactancia equivalente XC será más o menos pronunciada, y el número de posibles puntos de operación en el circuito puede variar entre 1 y 3.
- En cualquier situación real, habrá amortiguamiento debido a las resistencias de los distintos componentes del sistema, como la resistencia de la fuente o las

pérdidas en los transformadores. Sin embargo, el amortiguamiento más significativo proviene de la presencia de carga en el secundario de los transformadores. Una baja o nula demanda en un transformador favorece la ferroresonancia. Los requisitos generales para que ocurra la ferroresonancia son: una fuente de tensión inductiva, una inductancia saturable, una capacidad y bajo amortiguamiento.

2.2 SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO

Las sobretensiones de frente lento son de naturaleza oscilatoria, de corta duración y fuertemente amortiguadas. Presentan frentes de onda y tiempos de cola que pueden extenderse hasta varios milisegundos. Estas se representan mediante un impulso tipo maniobra normalizado, con un tiempo de cresta de 250 [μs] y un tiempo de cola de 2500 [μs], como se muestra en la Figura 2.1. La amplitud de la sobretensión se evalúa de manera independiente del tiempo real hasta la cresta. Sin embargo, en ciertos sistemas, pueden generarse sobretensiones con frentes de larga duración, lo que implica que la amplitud representativa debe considerar la influencia del tiempo de frente sobre la rigidez dieléctrica del aislamiento [3].

El origen principal de estas sobretensiones está asociado con la operación de interruptores de potencia en subestaciones. Durante una maniobra, el cambio de estado y configuración del sistema genera fenómenos transitorios. La diferencia entre la tensión antes y después de la maniobra es producto de este cambio, y la amplitud total de la sobretensión puede descomponerse en una componente transitoria superpuesta a una componente en régimen permanente.

La influencia de las sobretensiones de frente lento aumenta con el nivel de tensión de la red. En redes con tensiones iguales o superiores a 380 [kV], las sobretensiones de maniobra pueden ser más significativas que las atmosféricas. Sin embargo, este fenómeno no aplica al sistema en estudio, ya que se trata de una red de subtransmisión con un nivel de tensión de 132 [kV].

El análisis de estas sobretensiones requiere estudiar el comportamiento del sistema en régimen transitorio. Dado el tamaño y la complejidad de los sistemas eléctricos, se

emplean herramientas computacionales especializadas, como ATPDraw y DIgSILENT, las cuales serán utilizadas en este trabajo para realizar simulaciones y obtener conclusiones fundamentadas.

2.2.1 CONEXIÓN Y REENGANCHE DE LÍNEAS

Para comprender las sobretensiones de este tipo, así como las ocasionadas por descargas atmosféricas, es fundamental estar familiarizado con la propagación de ondas de sobrevoltaje a lo largo de las líneas de transmisión. Sin embargo, este tema es extremadamente complejo y excede el alcance de este trabajo. Por ello, se abordará de manera sintetizada, pero lo suficientemente detallada para entender el fenómeno.

El análisis de estas sobretensiones no puede realizarse mediante circuitos equivalentes con parámetros concentrados. Esto se debe a que, debido a su longitud considerable, las líneas de transmisión presentan una distribución de parámetros que afecta de manera significativa el comportamiento transitorio del sistema.

Para abordar este fenómeno con precisión, es necesario modelar las líneas de transmisión considerando sus parámetros distribuidos. Por lo tanto, se procederá a deducir las ecuaciones que describen una línea de transmisión con parámetros distribuidos en régimen transitorio.

Supóngase un elemento infinitesimal de una línea abierta de dos conductores paralelos, con parámetros R, L, C y G como se muestra en la Figura 2.2.1.1.

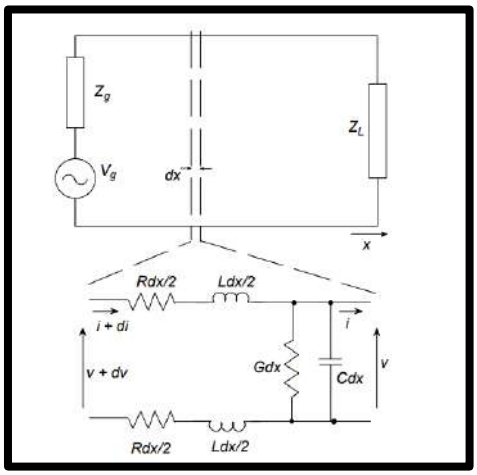


Figura 2.2.1.1 - Elemento infinitesimal de una línea de transmisión [5].

El valor total de la resistencia de este elemento infinitesimal es "R_{dx}" ya que la resistencia por unidad de longitud "R" está distribuida uniformemente a lo largo de las dos ramas del elemento infinitesimal de longitud total "dx". El hecho de considerarla dividida en dos ramas o concentrarla en una sola es arbitrario y lo mismo ocurre con la inductancia. La capacidad y la conductancia en paralelo están, respectivamente, concentradas en un solo elemento. El voltaje y la corriente a la entrada del elemento infinitesimal son "$v + dv$" e "$i + di$" respectivamente, y a la salida, "v" e "i". Por lo tanto, la caída de voltaje a lo largo de "dx" es "dv" y la corriente "di" circula a través de la conductancia y la capacidad.

Aplicando las leyes de Kirchoff al circuito, se obtiene:

$$dv = i(R + jwL)dx \Rightarrow \frac{dv}{dx} = (R + jwL)i = zi$$

$$di = v(G + jwC)dx \Rightarrow \frac{di}{dx} = (G + jwC)v = yv$$

Donde $z = R + jwL$, es la impedancia en serie por unidad de longitud e $y = G + jwC$ es la admitancia en paralelo, también por unidad de longitud.

Tomando la segunda derivada de las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$\frac{d^2v}{dx^2} = zyv$$

$$\frac{d^2i}{dx^2} = zyi$$

La solución general de estas ecuaciones puede expresarse como:

$$V(X) = V^+e^{-\Upsilon x} + V^-e^{\Upsilon x} \qquad 2.2.1.1$$

$$I(X) = I^+e^{-\Upsilon x} + I^-e^{\Upsilon x} \qquad 2.2.1.2$$

En estas expresiones:

$$\Upsilon = \sqrt{zy} = \sqrt{(R + jwL)(G + jwC)}$$

Se define como la constante de propagación de la línea y al ser compleja puede expresarse como:

$$\Upsilon = \alpha + j\beta$$

Donde α es la constante de atenuación, expresada en nepers por metro [Np/m], y β la constante de fase, en radianes por metro [rads/m]. La constante de propagación permite describir la atenuación y el desplazamiento de fase por unidad de longitud de una línea de transmisión [5].

Las ecuaciones 2.2.1.1 y 2.2.1.2 son las soluciones de la ecuación de onda para el voltaje y la corriente en línea. Para analizar su significado, se analizará la ecuación 2.2.1.1, siendo el razonamiento igualmente válido para la ecuación 2.2.1.2.

La ecuación 2.2.1.1 describe una onda de voltaje vista desde el extremo del generador. El primer término en el lado derecho representa un voltaje de amplitud V^+ en el extremo del generador, que decrece exponencialmente a lo largo de la línea, como se ilustra en la Figura 2.2.1.2.

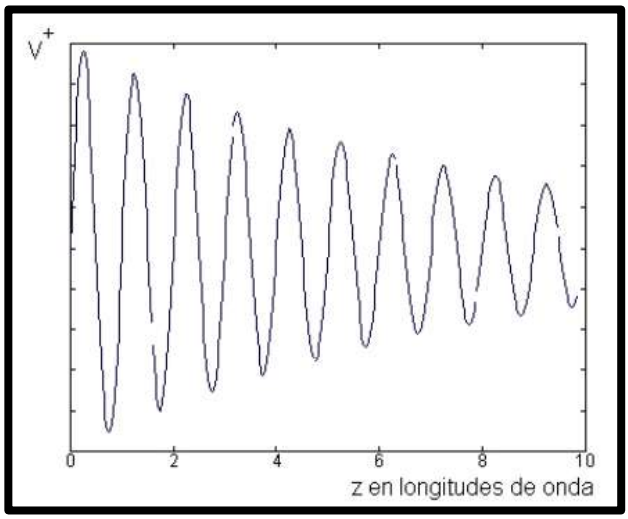


Figura 2.2.1.2 - Onda incidente vista desde el generador [5].

El segundo término representa una onda de voltaje que viaja en dirección opuesta a la onda incidente, cuya amplitud en el extremo del generador es V^-. Desde la perspectiva del generador, la amplitud de la onda crece a medida que aumenta x, como se ilustra en la Figura 2.2.1.3. Esta onda corresponde a la reflexión provocada por la carga.

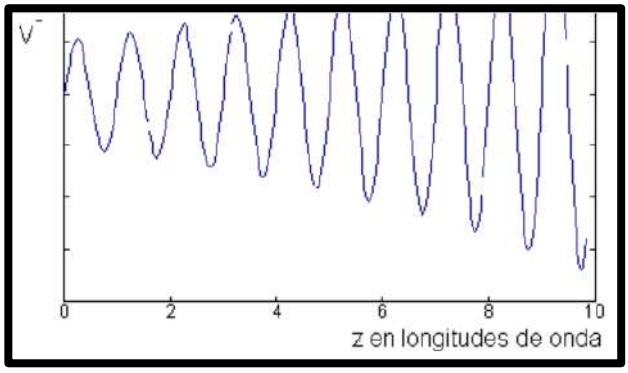


Figura 2.2.1.3 - Onda reflejada por la carga, vista desde el generador [5].

Es importante destacar que las gráficas anteriores no están representadas en función del tiempo, sino de la distancia desde el generador (x). Representan la distribución del voltaje a lo largo de la línea, para la onda incidente en el primer caso y para la reflejada en el segundo.

La distribución del voltaje en la línea de transmisión está determinada por la suma de las ondas incidente y reflejada, de acuerdo con la ecuación 2.2.1.1. Por lo tanto, las

ondas de voltaje e intensidad que se propagan en una línea finita son el resultado de la superposición de una onda incidente y otra reflejada.

En este contexto, se define el coeficiente de reflexión del voltaje en la carga como la relación entre las amplitudes de las ondas reflejada e incidente, y se expresa como:

$$\Gamma_L = \frac{Z_l - Z_0}{Z_l + Z_0} \qquad 2.2.1.3$$

Donde

$$Z_l: impedancia\ de\ carga$$

$$Z_0: impedancia\ característica\ de\ la\ línea$$

La impedancia característica de la línea Z_0 se define como la relación entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea, ya sea en el caso hipotético de una longitud infinita o cuando, siendo finita, no existen reflexiones:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + jwL}{G + jwC}}$$

De manera análoga, se define el coeficiente de reflexión en la entrada de la línea como:

$$\Gamma_g = \frac{Z_g - Z_0}{Z_g + Z_0}$$

Donde:

$$Z_g: impedancia\ del\ generador$$

$$Z_0: impedancia\ característica\ de\ la\ línea$$

El coeficiente de reflexión puede tomar cualquier valor en el intervalo $-1 \leq \Gamma \leq 1$. Es importante señalar que, si las impedancias de carga o generador coinciden con la impedancia característica de la línea, no se generará onda reflejada. Esta condición permite controlar o incluso reducir el valor de la onda de tensión ajustando la impedancia de carga.

Tras abordar el fenómeno de propagación de ondas de sobrevoltaje en una línea de transmisión, nos adentraremos ahora en el análisis de sobretensiones generadas por la conexión o reenganche de líneas.

La Figura 2.2.1.4 muestra el caso más simple en el que se realiza la conexión de una línea monofásica ideal, es decir, sin pérdidas.

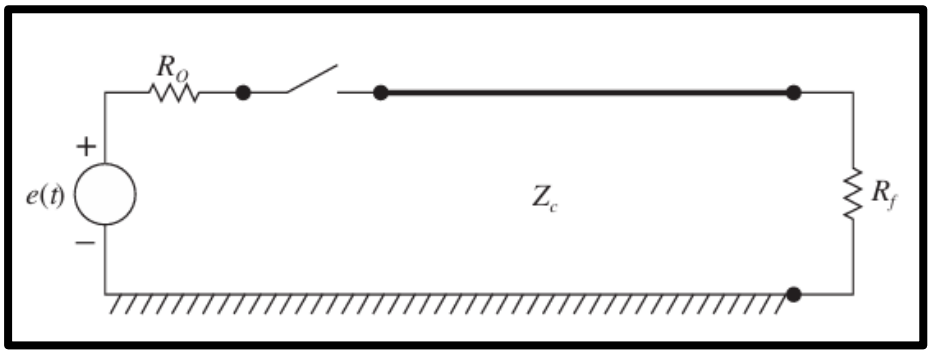


Figura 2.2.1.4 - Conexión de una línea [3].

La línea es alimentada desde una fuente de tensión con una resistencia interna R_0, siendo R_f la resistencia entre terminales en el extremo receptor de la línea. La tensión que aparece en ambos extremos de la línea será consecuencia de la onda viajera que se origina con la conexión de la línea y las sucesivas reflexiones que tienen lugar en su origen y final de línea, como se muestra en el diagrama reticular de la Figura 2.2.1.5.

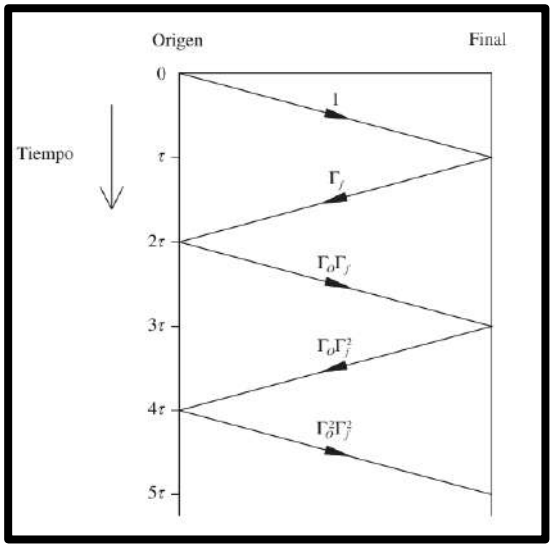


Figura 2.2.1.5 - Diagrama reticular [3].

El escenario más crítico, que puede producir la mayor sobretensión, ocurre cuando se conecta una línea cuyo extremo receptor está en vacío (R_f: ∞.). En este caso, el coeficiente de reflexión en la carga (Γ_L), según la ecuación 2.2.1.3, es igual a 1. Esto implica que la onda de tensión en el extremo receptor alcanzará un valor que duplica el de la onda incidente que se propaga por la línea tras la conexión [3].

Para visualizar el comportamiento de las ondas viajeras en una terminación en circuito abierto, se puede emplear un artificio conceptual: considerar que al final de la línea se introduce una onda de corriente de igual magnitud, pero en sentido opuesto a la onda incidente. Esta onda reflejada se propaga en dirección contraria con la misma velocidad. Así, la superposición de las ondas incidente y reflejada en el extremo de la línea resulta en una corriente total nula, cumpliendo con la condición de circuito abierto.

La onda de corriente reflejada representa una traslación de carga eléctrica positiva de derecha a izquierda, lo que significa que la corriente de la onda reflejada es de signo contrario que la corriente de onda incidente. Por otra parte, la traslación de carga positiva resulta en un voltaje de polaridad positiva, independientemente del sentido de la traslación. Por lo tanto, en el extremo final de la línea las ondas de voltaje incidente y reflejada se suman y el voltaje resultante al final de una línea terminada en circuito abierto resulta ahora el doble del voltaje de la onda incidente, tal como se mencionó anteriormente. Este fenómeno se visualiza en las figuras 2.2.1.6 y 2.2.1.7, que se presentan a continuación [4].

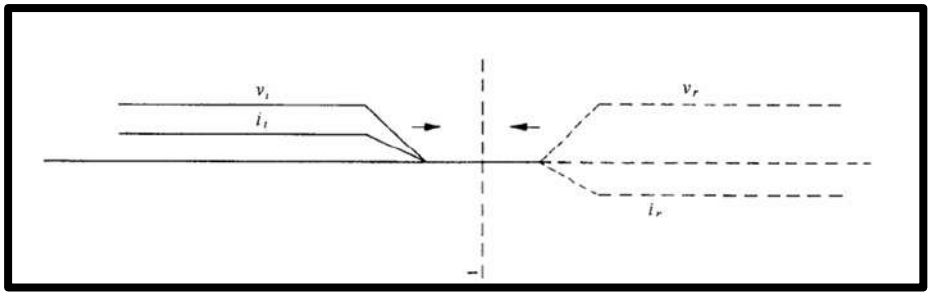


Figura 2.2.1.6 - Transmisión de ondas con circuito abierto [4].

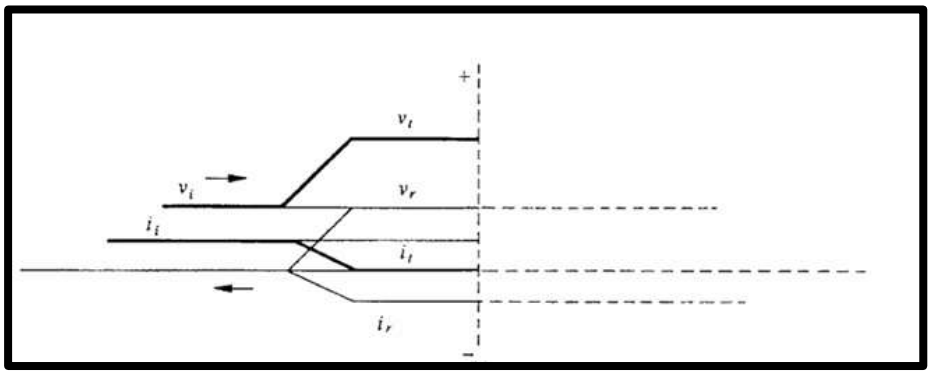


Figura 2.2.1.7 - Ondas resultantes en extremo final de circuito abierto [4].

Cabe mencionar que este escenario es común en la conexión de líneas aéreas. Por ejemplo, cuando una línea ha sido desconectada por mantenimiento programado, al reactivarla, la conexión se realiza en ambos extremos. Sin embargo, es improbable que ambos interruptores se cierren simultáneamente. Dado que el tiempo de propagación de las ondas entre ambos extremos es muy corto, es probable que la conexión ocurra con un extremo en circuito abierto, generando así una sobretensión a menos que se implementen medidas para limitarla [3].

2.2.2 APARICIÓN Y ELIMINACIÓN DE FALLAS

El sistema eléctrico representado en el diagrama unifilar de la Figura 2.2.2.1 considera la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en el punto A, mientras el sistema estaba sin carga.

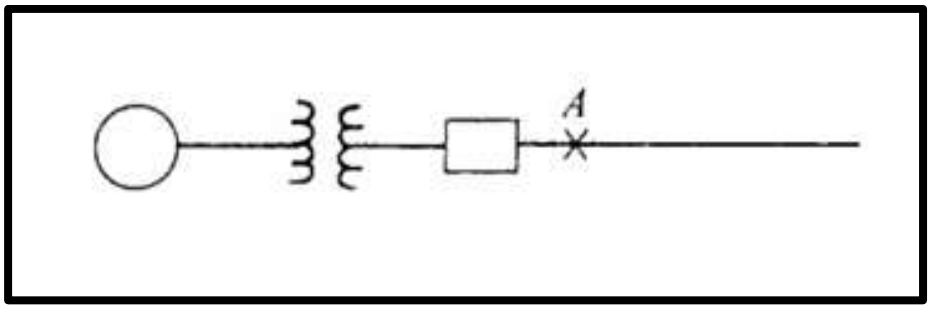


Figura 2.2.2.1- Diagrama unifilar sistema trifásico [4].

El circuito equivalente de la Figura 2.2.2.2 ilustra una de las fases del sistema bajo estas condiciones, despreciando la resistencia del circuito.

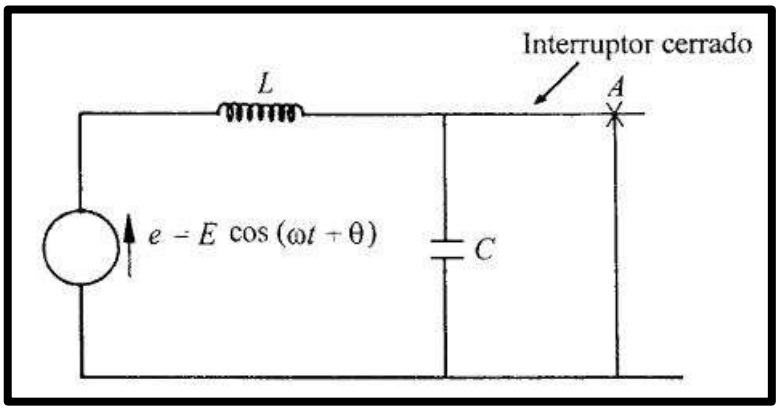


Figura 2.2.2.2 - Circuito equivalente para el caso de un cortocircuito trifásico en el punto A [4].

La inductancia "L" representa la inductancia en serie entre el generador y el punto de falla "A", mientras que el capacitor "C" simboliza la capacitancia en paralelo en esta misma parte del sistema. Durante la falla, el capacitor se encuentra en cortocircuito, lo que implica que el voltaje aplicado a sus terminales es cero y no fluye corriente a través de él. Bajo estas condiciones, el circuito equivalente se simplifica de la siguiente manera:

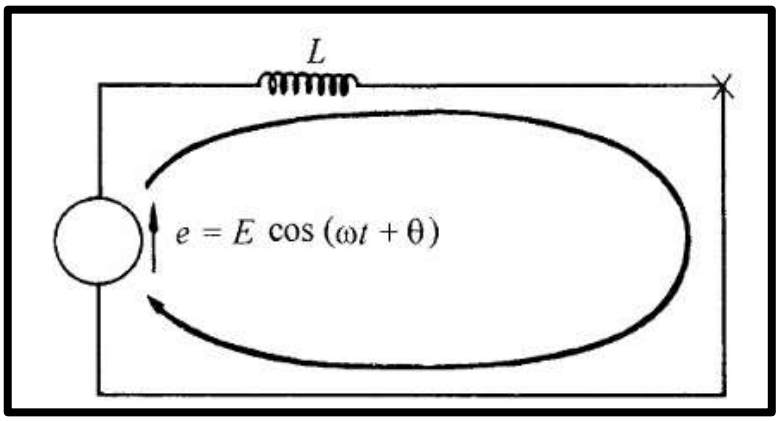


Figura 2.2.2.3 - Circuito equivalente simplificado [4].

Cuando el cortocircuito ocurre en el instante $t = 0$, momento en el cual el voltaje "e" es máximo, el valor de "θ" es cero y la ecuación resultante es:

$$L\frac{di}{dt} = E\ cos\ (wt)$$

Al hallar la transformada de Laplace de la expresión anterior se obtiene:

$$sLI(s) - i(0+) = E.\frac{s}{s^2 + w^2} \qquad 2.2.2.1$$

Dado que el sistema se encontraba sin carga antes del cortocircuito y solo existía la corriente del capacitor, se desprecia la corriente inicial a través de la inductancia, es decir, $i(0+) = 0$ Al despejar $I(s)$ de la ecuación 2.2.2.1, se obtiene:

$$I(s) = \frac{E}{L} . \frac{1}{s^2 + w^2} \qquad 2.2.2.2$$

$$I(s) = \frac{E}{wL} . \frac{w}{s^2 + w^2}$$

Al encontrar la transformada inversa de Laplace, se obtiene la expresión de la corriente que fluye a través del interruptor durante el cortocircuito:

$$i = \frac{E}{wl} sen(wt)$$

Para simular la apertura del interruptor, la cual se supone que ocurre en el instante en el que la corriente pasa por cero ($t = 0,\ i = 0$), se coloca en su lugar una fuente de corriente de igual magnitud y de sentido opuesto a la corriente que circulaba antes de su apertura.

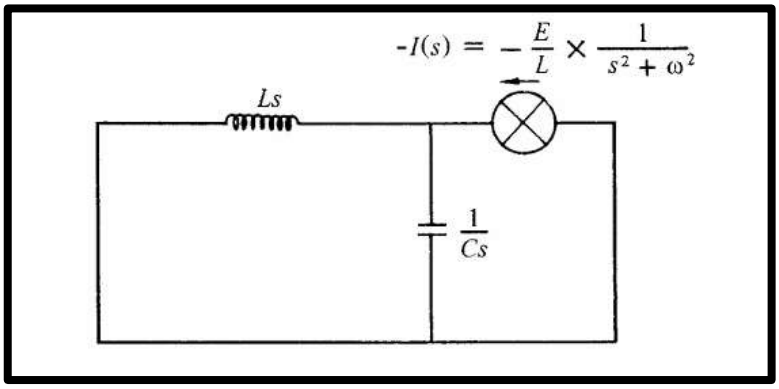


Figura 2.2.2.4 - Representación apertura de interruptor [4].

El voltaje que aparece a través de los contactos del interruptor, conocido como voltaje de recuperación, se calcula como el producto de la corriente proveniente de la fuente y la impedancia del circuito vista desde los terminales del interruptor:

$$Vr(s) = Z(s).[-I(s)] \qquad 2.2.2.3$$

Donde:

$$Z(s) = \frac{Ls.\frac{1}{Cs}}{Ls + \frac{1}{Cs}}$$

Al multiplicar y dividir por $\frac{s}{L}$, se obtiene:

$$Z(s) = \frac{\frac{s}{C}}{s^2 + \frac{1}{LC}} \qquad 2.2.2.4$$

Por lo tanto, al reemplazar en 2.2.2.3 los valores de $Z(s)$ y $I(s)$ dados, respectivamente, por las ecuaciones 2.2.2.2 y 2.2.2.4 se tiene:

$$Vr(s) = -\frac{\frac{s}{C}}{s^2 + \frac{1}{LC}}.\frac{E}{L}.\frac{1}{s^2 + w^2}$$

$$Vr(s) = -\frac{E}{LC}.\frac{s}{(s^2 + \frac{1}{LC})(s^2 + w^2)}$$

A través de la anti transformada de Laplace se obtiene la expresión del voltaje de recuperación en función del tiempo:

$$v_r = -\frac{E}{1 + \frac{X_L}{X_C}}.(cos\,(wt) - cos\left(\frac{1}{\sqrt{LC}}t\right)) \qquad 2.2.2.5$$

Donde $X_L = jwL$ y $X_c = -j\frac{1}{wC}$.

Pero

$$\frac{E}{1 + \frac{X_L}{X_C}} = \frac{E}{X_C + X_L}X_C = V_s$$

Donde V_s es el valor pico del voltaje de frecuencia fundamental que aparece a través de los terminales del interruptor, como se muestra en la Figura 2.2.2.5.

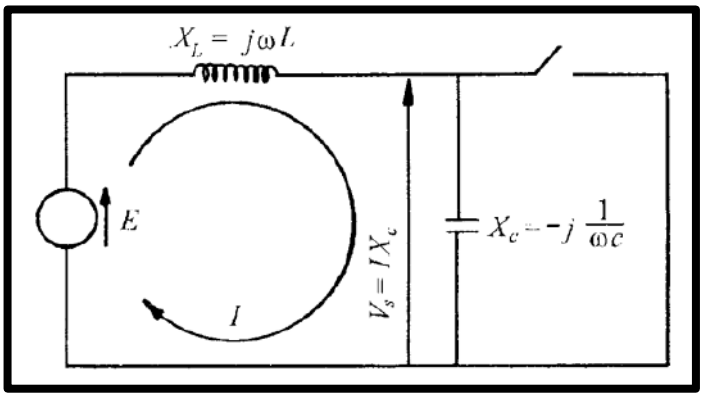


Figura 2.2.2.5 - Condiciones del circuito luego de la apertura del interruptor [4].

Por lo tanto, la ecuación 2.2.2.5 puede expresarse como:

$$v_r = -V_s(cos\,(wt)\; - cos\left(\frac{1}{\sqrt{LC}}t\right)) \qquad 2.2.2.6$$

Como se evidencia, el voltaje de recuperación que aparece a través de los contactos del interruptor tiene dos componentes:

1. La componente $-V_s\,cos\,(wt)$, que es un término de régimen permanente sinusoidal con un valor máximo V_s y una frecuencia $f = \frac{w}{2\pi}$ que se llama oscilación forzada.
2. La componente $V_s.cos\left(\frac{1}{\sqrt{LC}}t\right)$ que es un término transitorio de oscilación libre a la frecuencia natural del sistema, que es igual a $f_n = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$.

A continuación, en la Figura 2.2.2.6, se representa gráficamente el voltaje de recuperación v_r, junto con la corriente "i" y el voltaje de la fuente de tensión "e".

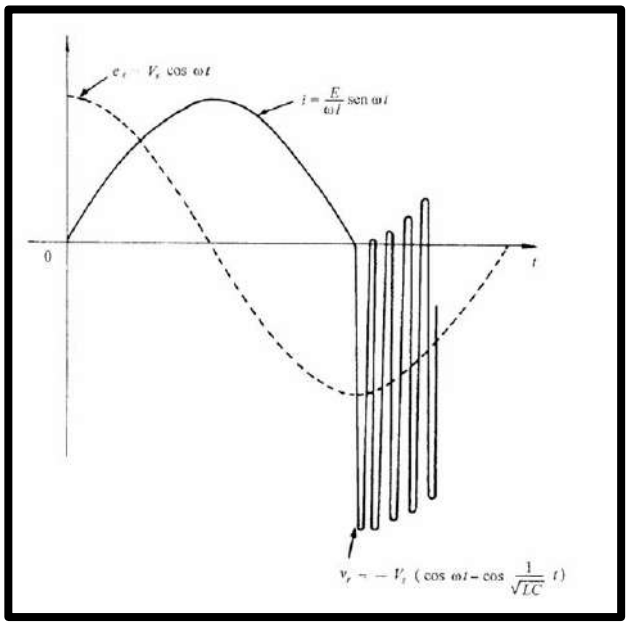


Figura 2.2.2.6 - Voltaje de recuperación [4].

En los sistemas eléctricos de potencia, la frecuencia natural del sistema es significativamente más alta que la frecuencia de la oscilación forzada. El voltaje de recuperación puede alcanzar casi el doble del voltaje de frecuencia fundamental entre los contactos del interruptor en aproximadamente medio ciclo de la frecuencia natural, comenzando desde el momento en que el interruptor se abre. Esto es válido cuando la frecuencia natural es alta y las pérdidas son despreciables. En estas condiciones, la ecuación 2.2.2.6 puede aproximarse como:

$$v_r = -V_s(1 - cos\left(\frac{1}{\sqrt{LC}}t\right))$$

Esta expresión es generalmente aplicable al período comprendido entre la apertura del interruptor y el momento en que se alcanza el valor máximo del voltaje [4].

2.2.3 MANIOBRAS CON CARGAS CAPACITIVAS

Las baterías de capacitores son componentes clave en la optimización del factor de potencia y en la regulación de la tensión dentro de las redes eléctricas. Sin embargo, su conexión y desconexión pueden generar sobretensiones transitorias significativas, las cuales afectan tanto la calidad del servicio como la integridad de los equipos

conectados. En esta sección, se abordarán los fenómenos asociados a estas maniobras, analizando cómo las características del sistema, la ubicación de las baterías y las condiciones operativas influyen en la magnitud y distribución de las sobretensiones. Además, se examinarán las posibles oscilaciones generadas durante las maniobras, así como las estrategias de mitigación que pueden implementarse para reducir sus efectos adversos.

Conexión de una batería de capacitores

Las maniobras de conexión de baterías de capacitores pueden generar sobretensiones significativas, no solo en el punto de maniobra, sino también en otras áreas de la red. Los efectos resultantes dependen de diversos factores, como la ubicación específica de la batería, su potencia reactiva, el tipo de maniobra (conexión o desconexión) y las condiciones operativas del sistema. Además, la presencia simultánea de otras baterías de capacitores durante la maniobra puede provocar efectos de resonancia que deben anticiparse y considerarse cuidadosamente durante la planificación del sistema.

La conexión de una batería de capacitores puede inducir oscilaciones cuya magnitud máxima excede varias veces el valor de la tensión de operación de la red. Si bien, desde una perspectiva de aislamiento de equipos en la red, tales maniobras rara vez ocasionan daños o fallas, las oscilaciones resultantes pueden afectar negativamente a equipos sensibles a variaciones atípicas de tensión. Por tanto, es esencial analizar estas maniobras no solo desde la óptica de la coordinación del aislamiento, sino también para asegurar la calidad continua del servicio.

La conexión de una batería de capacitores en una red fundamentalmente inductiva da lugar a un proceso transitorio cuya frecuencia característica viene dada por la ecuación 2.2.3.1, en la que L representa a la inductancia equivalente vista desde el punto de conexión, y C la capacidad de la batería de capacitores [3].

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \qquad 2.2.3.1$$

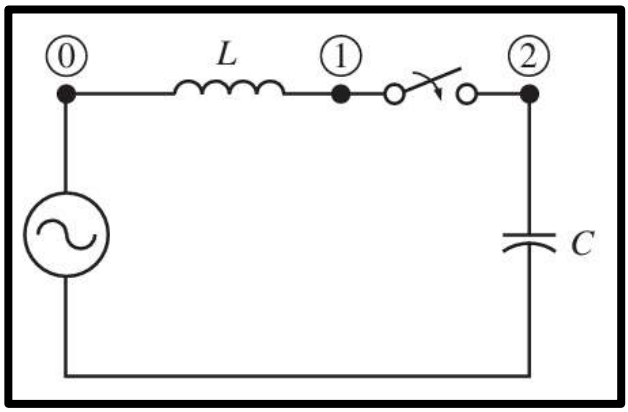


Figura 2.2.3.1 - Circuito equivalente del sistema en estudio [3].

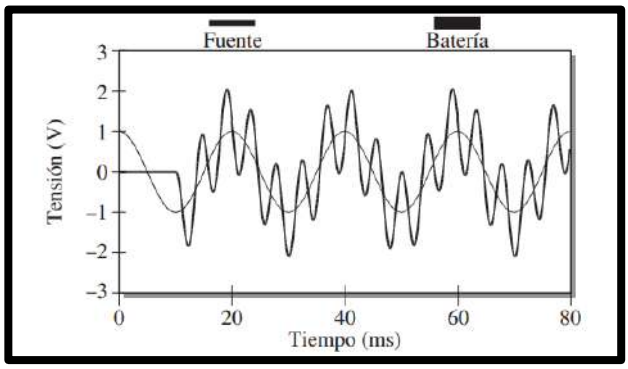


Figura 2.2.3.2 - Tensiones en la fuente y en la batería de capacitores [3].

Relacionando la potencia de cortocircuito en el punto de maniobra S_{cc} con la inductancia L, y la potencia de la batería de capacitores Q con la capacidad C, se obtiene la siguiente expresión que vincula la frecuencia de operación de la red f con la frecuencia de oscilación natural f_0:

$$f_0 = f.\sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

Por lo tanto, a medida que la relación $\frac{S_{cc}}{Q}$ aumenta, la frecuencia de las oscilaciones generadas durante la maniobra de conexión también se incrementa. Aunque la solución exacta del proceso transitorio es compleja, es posible realizar una aproximación considerando que estas oscilaciones pueden tener una frecuencia significativamente mayor que la de la red. Suponiendo que la tensión de la fuente en

el momento de la maniobra es U_0 y que dicha tensión se mantiene constante, se obtiene la siguiente solución para la tensión en la batería de capacitores.

$$u_c(t) = U_0(1 - cosw_o t)$$

Se verifica que esta solución tiene un valor nulo $t = 0$, como es esperado en la tensión de un capacitor. Tras un semiperíodo de la frecuencia de oscilación natural del circuito, la tensión alcanza su valor máximo, que es aproximadamente el doble de la tensión inicial U_0. La sobretensión resultante de la conexión de una batería de capacitores depende de la tensión de la fuente en el momento de la maniobra, y su valor máximo puede ser aproximadamente el doble de la tensión de cresta de la red. En el caso de una batería trifásica, la sobretensión en cada fase será diferente si el cierre se realiza simultáneamente en las tres fases. En situaciones más realistas, tanto la magnitud como la duración del proceso transitorio dependerán de las pérdidas y del nivel de demanda en la red.

Existen diversas estrategias para mitigar la magnitud máxima y la duración de las sobretensiones generadas por esta maniobra, tales como el empleo de interruptores con cierre sincronizado o la preinserción de resistencias o reactancias.

Desconexión de una batería de capacitores con cebado de arco

La Figura 2.2.3.1 ilustra el circuito utilizado para describir el origen de las sobretensiones que se presentan cuando la tensión transitoria de restablecimiento supera la rigidez dieléctrica del interruptor, lo que provoca el cebado del arco. Este circuito puede considerarse como el equivalente a una instalación puramente capacitiva, alimentada por una red modelada con una fuente de tensión ideal en corriente alterna y una impedancia inductiva en serie.

Se asume que cuando la tensión entre los contactos del interruptor alcanza su valor máximo, tras haberse anulado la corriente, puede iniciarse el cebado del arco. Las figuras 2.2.3.3 y 2.2.3.4 muestran el proceso de desconexión.

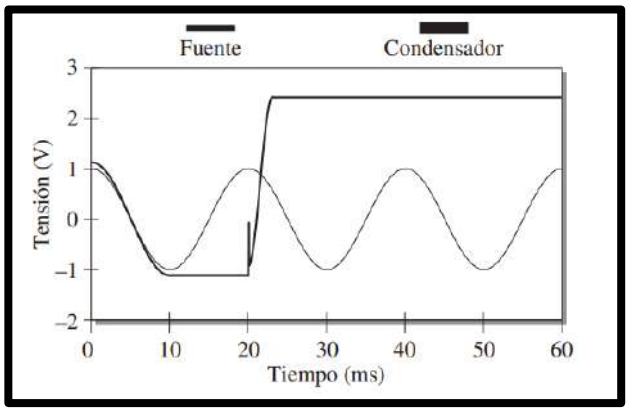


Figura 2.2.3.3- Tensión en el capacitor [3].

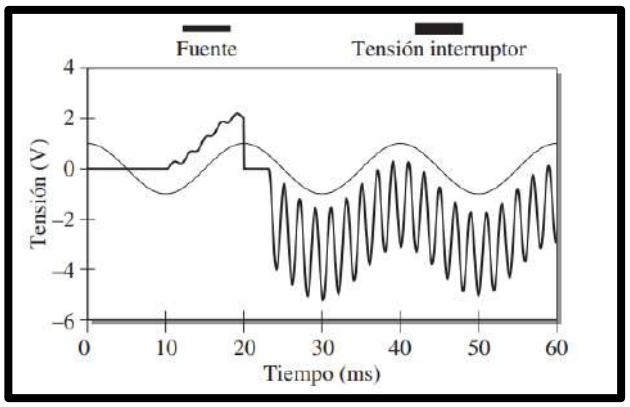


Figura 2.2.3.4 - Tensión transitoria de restablecimiento [3].

La apertura del interruptor se produce en el instante en que la tensión de batería de capacitores alcanza su valor máximo. A partir de ese momento, la tensión de restablecimiento entre los contactos comienza a incrementarse hasta duplicar su valor, originando cebado.

Luego del cebado, la corriente de conexión tendrá una componente oscilatoria cuya frecuencia depende de los parámetros eléctricos del circuito. Si el arco se extingue en el primer cruce por cero de la corriente después del cebado, la tensión en el capacitor será el doble de la tensión de la fuente. La tensión transitoria entre los terminales del interruptor alcanzará un valor aún más elevado que antes del primer cebado, y aunque la rigidez dieléctrica entre los terminales haya aumentado debido a la continuación del proceso mecánico de apertura, la probabilidad de que ocurra un recebado es muy alta. En tal caso, el proceso se repetirá, y tanto la tensión en el capacitor como la tensión transitoria de restablecimiento seguirán incrementándose.

Las maniobras de apertura de corrientes capacitivas son extremadamente peligrosas, lo que hace que la selección de los interruptores deba realizarse con gran rigurosidad. En el caso de baterías trifásicas conectadas en estrella, es fundamental considerar la puesta a tierra del neutro, ya que la tensión transitoria de restablecimiento es más alta cuando el neutro está aislado.

En resumen, la desconexión de una batería de capacitores puede generar sobretensiones transitorias significativas debido a la energía almacenada en los capacitores. El valor exacto de estas sobretensiones depende de factores como la capacitancia de la batería, la inductancia del circuito y el momento preciso de la desconexión. Para mitigar el riesgo de estas sobretensiones, se pueden emplear las mismas técnicas utilizadas en la conexión de capacitores.

2.3 SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO (DESCARGAS ATMOSFÉRICAS)

Las descargas eléctricas atmosféricas constituyen una fuente importante de sobretensiones en las redes eléctricas y son una de las principales causas de fallas y averías en estos sistemas. A continuación, se presenta una descripción resumida de la distribución de cargas eléctricas en las nubes, las características eléctricas de los rayos y los tipos de sobretensiones que pueden originarse debido a este fenómeno.

Las nubes asociadas con las descargas eléctricas atmosféricas pueden cubrir áreas extensas de varios kilómetros cuadrados. La parte inferior de estas nubes, compuesta principalmente por gotas de agua cargadas negativamente, se encuentra a una altitud de aproximadamente dos o tres kilómetros sobre el suelo. En cambio, la parte superior, formada por cristales de hielo cargados positivamente, se eleva a altitudes de entre diez y quince kilómetros sobre el nivel del suelo.

La acumulación de carga negativa en la parte inferior de la nube induce una carga positiva en la superficie terrestre. Dado que la tierra se extiende ampliamente, el gradiente de potencial generado por esta carga suele ser bajo, excepto en áreas con protuberancias como edificios altos o torres de transmisión. En contraste, los gradientes de potencial dentro de la nube, causados por la acumulación de carga

negativa en su parte inferior, pueden ser considerablemente elevados, alcanzando niveles capaces de iniciar una descarga a través del aire. Cuando esta descarga alcanza la tierra, se genera una corriente de alta intensidad y polaridad positiva que fluye en sentido inverso, desde la tierra hacia la nube. Este proceso se ilustra en la Figura 2.3.1 a continuación.

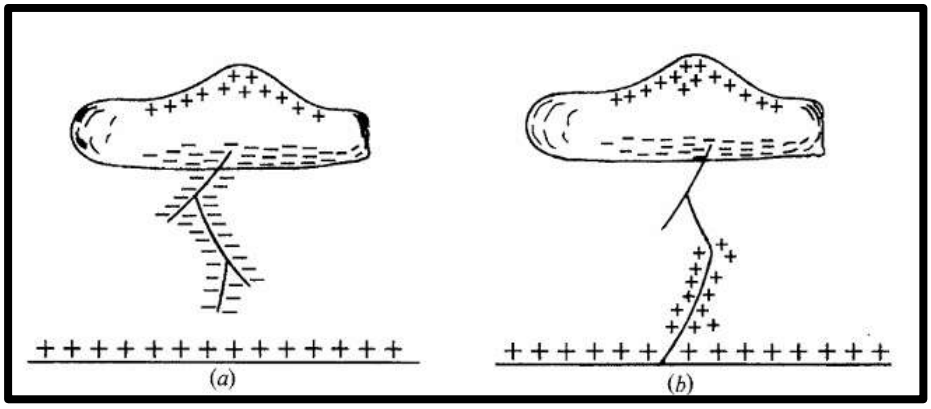


Figura 2.3.1 – Proceso de la descarga de un rayo [4].

La Figura 2.3.2 muestra la forma típica de una onda de corriente generada por un rayo. El tiempo que tarda en alcanzar su valor de cresta es del orden de uno a diez microsegundos, y disminuye a la mitad en aproximadamente diez a cien microsegundos. La corriente de descarga de un rayo puede variar ampliamente, pero en general, los valores típicos oscilan entre 10 [kA] y 200 [kA]. Sin embargo, en casos extremos, la corriente de un rayo puede superar los 200 [kA]. La mayoría de las descargas caen en el rango de 30 [kA] a 50 [kA], siendo estos los valores más comunes para la corriente de pico de un rayo [4].

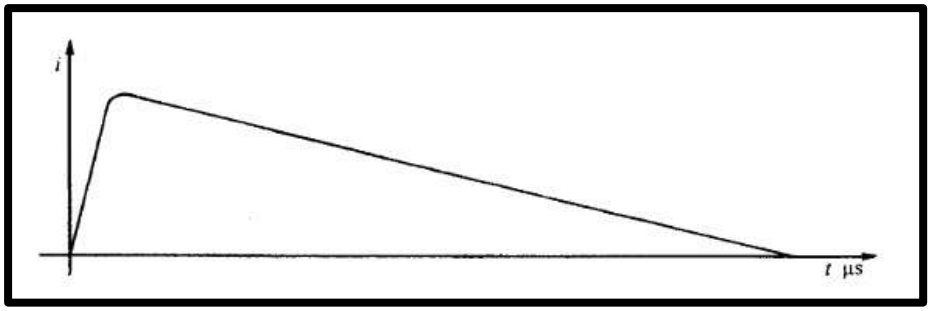


Figura 2.3.2 - Onda típica descarga atmosférica [4].

Las sobretensiones que se generan en las líneas de transmisión debido a descargas atmosféricas pueden originarse de dos maneras: por inducción electrostática o por descarga directa sobre las torres, los cables de guarda, o los conductores de la línea.

En el primer caso, la sobretensión se produce de la siguiente manera: la carga eléctrica de una nube que se encuentra sobre una línea de transmisión induce una carga de polaridad opuesta en los conductores de la línea. Esta carga se acumula gradualmente debido al paso de corrientes de fuga a través de la superficie de los aisladores. Si se produce un rayo y la nube descarga hacia la tierra o hacia otra nube, la carga eléctrica de la nube desaparece repentinamente. En ese momento, la carga eléctrica acumulada en los conductores se libera y se propaga a lo largo de la línea en forma de ondas viajeras. Las mediciones realizadas en líneas de transmisión han demostrado que este tipo de sobretensiones tiene una magnitud relativamente pequeña y generalmente de polaridad positiva. Este fenómeno afecta principalmente a líneas de distribución o subtransmisión con voltajes de operación de hasta 35 [kV], por lo que no tiene influencia en el caso considerado en este trabajo.

A continuación, se analizan los diferentes escenarios posibles para una descarga directa de un rayo sobre una línea de transmisión, comenzando con el impacto en un conductor de guarda. La Figura 2.3.3 muestra dos situaciones posibles: el rayo impacta en el hilo de guarda, ya sea en un punto ubicado en el medio del vano o directamente en la torre.

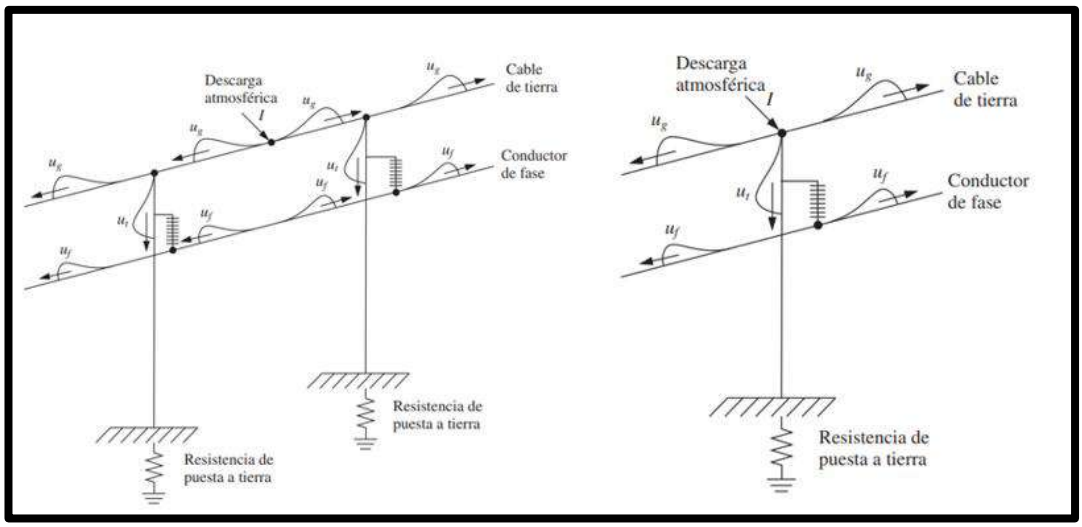


Figura 2.3.3 - Impacto en hilo de guarda [3].

Si el impacto ocurre en el centro de un vano, se generan dos ondas con una intensidad igual a la mitad del rayo, propagándose en dirección opuestas hacia las torres más cercanas. Las tensiones originadas en este cable y en el conductor de fase serán:

$$U_g = Z_g . \frac{I_{max}}{2}$$

$$U_f = K . U_g$$

Donde Z_g es la impedancia característica del conductor de guarda, I_{max} la intensidad de cresta del rayo, y K el coeficiente de acoplamiento entre el cable de tierra y el conductor de fase. Si la diferencia $U_g - U_f$ es suficientemente grande, se producirá un contorneo entre el hilo de guarda y el conductor de fase en el punto de impacto. De lo contrario, las ondas de tensión generadas en el punto de impacto alcanzarán las torres más cercanas, donde se originarán ondas que viajarán a tierra. El valor de cresta de las tensiones entre los terminales de las cadenas de aisladores dependerá de las diversas reflexiones de ondas que se produzcan en la torre.

Cuando el rayo impacta directamente en el punto de conexión con la torre, la corriente se divide en dos partes. Una parte viaja directamente a tierra a través de la torre, mientras que la otra se reparte en dos direcciones a lo largo del cable de guarda, como se muestra en el esquema de la derecha de la Figura 2.3.3.

La Figura 2.3.4 presenta un esquema aproximado que se utilizará para analizar la sobretensión resultante del impacto directo de una descarga atmosférica en una torre.

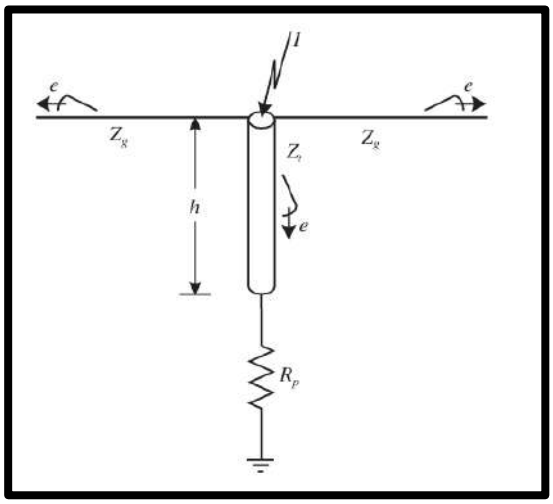


Figura 2.3.4 - Impacto de rayo en torre [3].

El circuito equivalente incluye:

- La torre, que es representada mediante una línea ideal con impedancia característica Z_t y tiempo de propagación t_t
- Los tramos del cable a tierra a ambos lados de la torre, representados por líneas aéreas ideales, de longitud infinita e impedancia característica Z_g
- La impedancia de puesta a tierra de la torre, representada por una resistencia constante R_p

Se considera que la descarga atmosférica actúa como una fuente de corriente ideal, representada en forma de rampa con un valor de cresta I y un tiempo de frente t_f, como se muestra en la Figura 2.3.5.

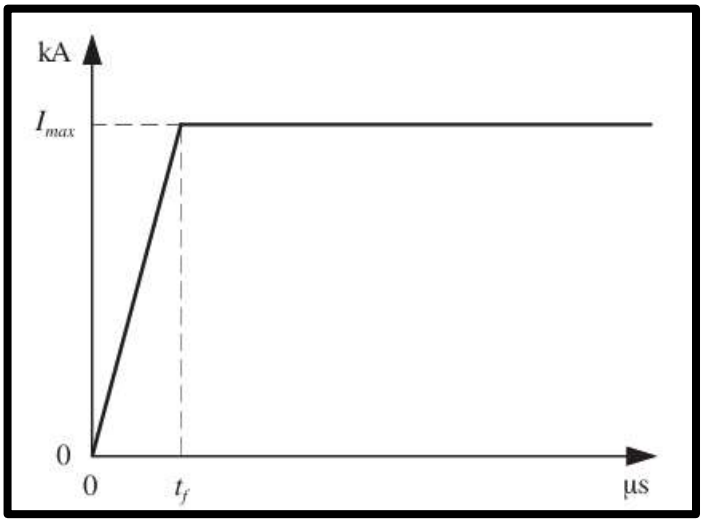


Figura 2.3.5 - Onda de corriente descarga atmosférica [3].

La tensión que se genera en la torre como resultado del impacto de la descarga atmosférica será:

$$e(t) = \frac{Z_t . \frac{Z_g}{2}}{Z_t + \frac{Z_g}{2}} . i(t) = \frac{Z_t . Z_g}{2Z_t + Z_g} . i(t)$$

Donde $i(t)$ es la intensidad de la descarga atmosférica. El estudio se puede simplificar si se supone que:

$$Z_t = \frac{Z_g}{2}$$

En tal caso, resulta:

$$e(t) = \frac{Z_g}{4} . i(t) = \frac{Z_t}{2} . i(t)$$

La Figura 2.3.6 muestra el diagrama reticular que ilustra las reflexiones originadas tras el impacto de la descarga atmosférica.

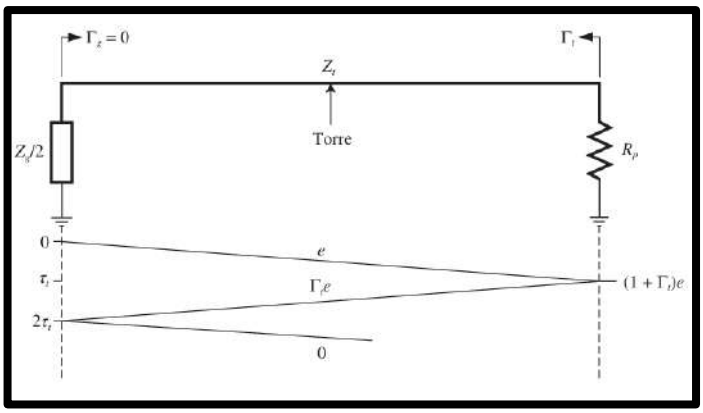


Figura 2.3.6 - Diagrama reticular [3].

Los coeficientes de reflexión en ambos extremos de la torre serán los siguientes:

- Unión torre-puesta a tierra:

$$\Gamma_t = \frac{R_p - Z_t}{R_p + Z_t} \approx \frac{2R_p - Z_g}{2R_p + Z_g}$$

- Unión torre-hilo de guarda:

$$\Gamma_g = \frac{Z_g/2 - Z_t}{Z_g/2 + Z_t} \approx 0$$

Dado que esta aproximación supone la ausencia de reflexión de ondas en el punto de unión de la torre con el hilo de guarda, el diagrama reticular de la Figura 2.3.6 representa todas las ondas que surgirán tras el impacto. La tensión máxima que se alcanzará en la torre, antes de que cualquier onda reflejada llegue desde la puesta a tierra, se determina mediante la siguiente expresión:

$$U_t = e(2t_t) = \frac{Z_t}{2}.i(2t_t) = \frac{Z_t}{2}.2t_t.\frac{I_{max}}{t_f}$$

Donde la relación $\frac{I_{max}}{t_f}$ es la pendiente inicial de la corriente de la descarga. Luego de que la onda reflejada desde la puesta a tierra llegue, la tensión en la unión torre-hilo de guarda puede continuar aumentando hasta alcanzar un valor máximo $U_{t_{max}}$, tal y como se describe en la Figura a continuación.

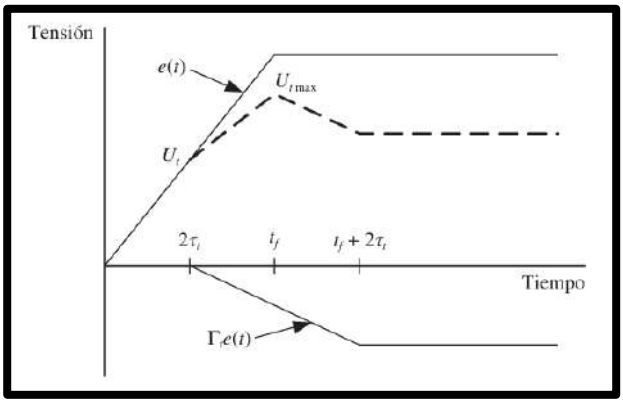


Figura 2.3.7 - Tensiones en la torre [3].

Dicho valor estará dado por la siguiente expresión:

$$U_{t_{max}} = e\big(t_f\big) + \Gamma_t e(t_f - 2t_t)$$

Se puede constatar que el valor máximo de la tensión inducida está estrechamente vinculado con la pendiente del frente de la onda de corriente generada por el impacto del rayo. Un factor crucial que influye en este valor máximo es la resistencia de la puesta a tierra, cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la tensión inducida por el cebado inverso.

Para realizar un análisis más detallado de este fenómeno, es esencial considerar las reflexiones de las ondas en las torres adyacentes a la que ha sido afectada por el impacto.

La experiencia ha demostrado que el cebado entre el hilo de guarda y los conductores de fase es un evento poco común. El riesgo de fallo por cebado inverso puede mitigarse al reducir la resistencia de la puesta a tierra y garantizar una distancia adecuada entre el hilo de guarda y los conductores de fase.

A continuación, se examina el escenario en el que la descarga atmosférica impacta directamente sobre un conductor de fase, tal y como se ilustra en la Figura 2.3.8.

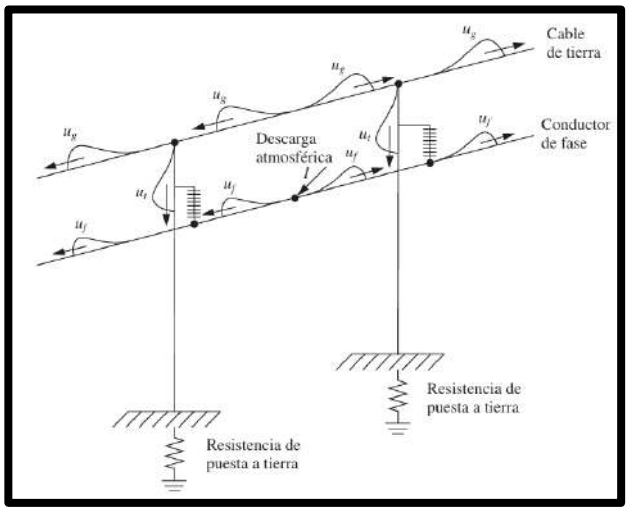


Figura 2.3.8 - Impacto sobre un conductor de fase [3].

El impacto generalmente ocurrirá en el conductor de la fase más elevada o en una fase exterior. La corriente del rayo se dividirá en dos partes iguales, generando dos tensiones que se propagarán en direcciones opuestas. La tensión máxima estará determinada por la siguiente expresión:

$$U_1 = Z_c . \frac{I_{max}}{2}$$

Donde Z_c es la impedancia característica de un conductor de fase.

En las fases restantes de la línea, también se generarán sobretensiones debido al acoplamiento. Si se representa el coeficiente de acoplamiento entre dos fases como K, la máxima tensión inducida en otra fase será:

$$U_2 = K.U_1 = K.Z_c.\frac{I_{max}}{2}$$

El contorneo en la línea puede ocurrir entre conductores de fase si la diferencia de tensiones:

$$U_1 - U_2 = (1 - K).Z_c.\frac{I_{max}}{2}$$

supera la rigidez dieléctrica entre ellos, o en la cadena de aisladores más cercana al impacto, si las tensiones propagadas desde el punto de impacto exceden la capacidad de soporte. El contorneo solo se producirá si la intensidad del rayo que impacta en un conductor supera un valor crítico determinado. Dado que las intensidades de las descargas atmosféricas siguen una distribución estadística, la mayoría de las descargas resultarían en un fallo de aislamiento si el impacto se produce directamente en un conductor de fase. Por esta razón, es crucial evitar la caída directa de rayos sobre los conductores de fase, lo cual se logra instalando cables de guarda que actúan como pantalla contra el rayo.

En cuanto a las subestaciones, las descargas atmosféricas directas pueden causar efectos destructivos en sus componentes. La reparación de estas averías implica costos elevados y, generalmente, requiere un considerable número de horas, lo que impacta directamente en la calidad del servicio.

Para prevenir el impacto directo de rayos en las subestaciones, se implementa un apantallamiento total. De este modo, sólo aquellos rayos cuyas intensidades de descarga no causen daños en los equipos ni contorneen los aisladores podrán incidir sobre los conductores de fase. Dado el alto grado de apantallamiento en las subestaciones, es improbable que una descarga directa impacte en algún equipo. Es más común que los impactos ocurran en las líneas aéreas.

Desde un punto de vista técnico y económico, no es viable dimensionar los aislamientos para soportar las sobretensiones originadas por una descarga directa en una subestación. En los estudios de coordinación de aislamiento, no se contempla esta posibilidad, aunque es esencial verificar que el apantallamiento de la subestación sea total. Para los efectos de la coordinación de aislamiento, se determinan

únicamente las sobretensiones que pueden surgir en la subestación debido a descargas atmosféricas en las líneas a las que está conectada.

2.4 SOBRETENSIONES DE FRENTE MUY RÁPIDO

Las sobretensiones de frente muy rápido están fuertemente asociadas con las subestaciones aisladas en gas (GIS Gas Insulated Switchgear). En estas instalaciones, la operación de interruptores y otros dispositivos de conmutación puede generar transitorios eléctricos con frentes de onda extremadamente rápidos. Esto se debe a que el arco eléctrico en un medio gaseoso se forma y extingue a una velocidad mucho mayor que en los sistemas convencionales, lo que da lugar a eventos de conmutación altamente dinámicos.

Un ejemplo típico se presenta durante la operación de interruptores en GIS, donde el corte de un circuito de alta tensión puede inducir transitorios que se propagan rápidamente a lo largo del sistema, afectando a otros componentes. Asimismo, una descarga disruptiva dentro de la GIS, originada por fallas en el aislamiento, puede generar picos de tensión que superan las capacidades de protección estándar, poniendo en riesgo la integridad de los equipos conectados.

La principal distinción entre las sobretensiones de frente muy rápido y las de frente rápido radica en el tiempo de subida de la onda de voltaje. Las primeras tienen un tiempo de subida extremadamente corto, típicamente inferior a 1 μs, y están asociadas con frecuencias mucho más altas en comparación con las sobretensiones de frente rápido. Este comportamiento implica que las sobretensiones de frente muy rápido pueden inducir perturbaciones en un espectro de frecuencias más amplio, lo que afecta principalmente a equipos electrónicos y sistemas de control, como los relés de protección, los cuales pueden fallar ante la presencia de estas altas frecuencias.

La rapidez del frente de onda en las sobretensiones de frente muy rápido puede exceder la capacidad de respuesta de las protecciones convencionales, provocando fallas en el aislamiento de equipos eléctricos, especialmente en sistemas de AT, transformadores y GIS. Un ejemplo representativo de este fenómeno es el fallo en el aislamiento de un transformador durante una maniobra de conmutación en una GIS,

lo que podría causar interrupciones significativas en el suministro eléctrico, afectando la estabilidad de la red.

En conclusión, las sobretensiones de frente muy rápido son un tipo específico de sobretensión de frente rápido, pero se caracterizan por un tiempo de subida más corto y por frecuencias más elevadas. Estas características hacen que su tratamiento y protección sean más complejos, lo que resalta la necesidad de diseñar sistemas de protección más avanzados y específicos para mitigar sus efectos en las instalaciones eléctricas modernas.

2.5 TRANSFORMADORES

En esta sección se estudiarán los efectos de las sobretensiones en los transformadores, tanto de distribución como de potencia. Se pondrá especial atención en las sobretensiones impulsivas, dado que estas representan un mayor riesgo de causar daños significativos en dichos equipos.

El sistema de aislamiento de un transformador debe estar diseñado para soportar las solicitaciones derivadas de las sobretensiones. Para lograr esto, es crucial entender cómo se distribuye la tensión a lo largo de los bobinados durante una sobretensión específica.

Como se explicó en la Sección 2, las sobretensiones atmosféricas y de maniobra tienen un carácter impulsivo en sus ondas de corriente y tensión. Por ello, es fundamental calcular el perfil de tensión en los bobinados considerando esta característica.

La onda de sobretensión de un rayo, como se ilustra en la Figura 2.5.1, tiene una duración corta y está fuertemente amortiguada, típicamente representada por una onda normalizada del tipo 1,2/50[μs]. Cuando esta sobretensión alcanza los terminales del bobinado primario del transformador, provoca una alteración en su perfil de tensión.

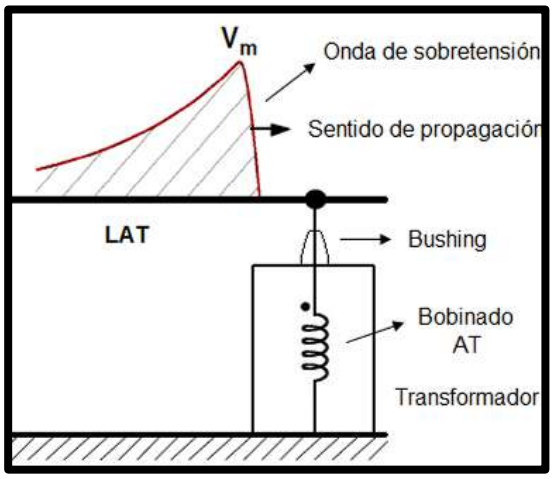


Figura 2.5.1 - Propagación de onda de ST hacia transformador [6].

Es importante considerar las frecuencias presentes en este tipo de sobretensiones, ya que determinarán las condiciones circuitales necesarias para representar adecuadamente los bobinados del transformador. En este contexto, se puede apreciar en la Figura 2.5.2 que el frente de onda puede aproximarse mediante una onda senoidal con un periodo $T = 4{,}8[\mu s]$, es decir, $T = 4.1{,}2[\mu s]$.

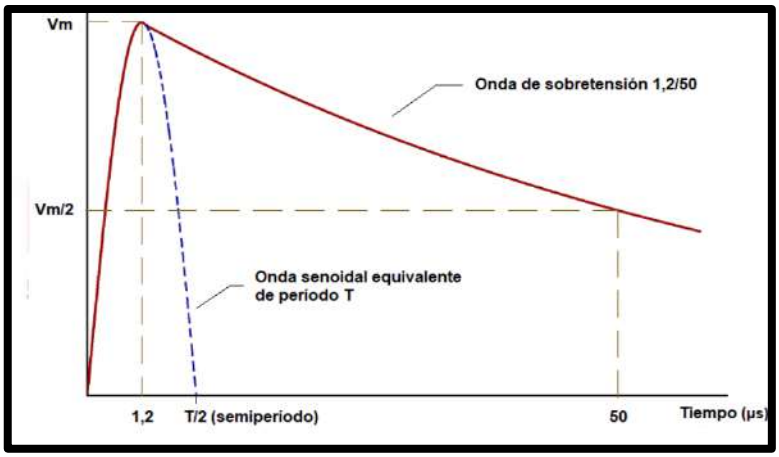


Figura 2.5.2 - Onda de ST y onda senoidal equivalente [7].

En consecuencia, durante los primeros 1,2[µs] la tensión a la que se ve sometido el devanado de AT es sinusoidal con frecuencia $f = \frac{1}{4{,}8[\mu s]} = 208{,}3[kHz]$. A estos valores de frecuencia, la representación clásica de los bobinados mediante un circuito $R - L$ deja de ser válida. Las capacidades entre bobinas y hacia tierra (como la cuba y el núcleo) adquieren una importancia significativa, con reactancias capacitivas muy pequeñas que inducen corrientes considerables a través de estos componentes. Por

lo tanto, el circuito equivalente que mejor modela el comportamiento del bobinado del transformador frente a una sobretensión con estas características se presenta en la Figura 2.5.3.

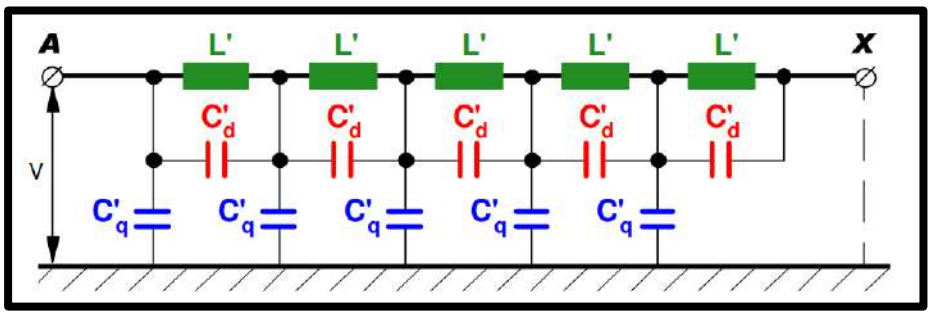


Figura 2.5.3 - Circuito equivalente de un devanado del transformador incluyendo sus capacidades y despreciando resistencias [7].

Donde el borne A está conectado a la línea por la cual llega la sobretensión y el borne X (el neutro) puede estar conectado a tierra o permanecer aislado.

Siendo L' las inductancias de las bobinas del devanado, C'_d las capacidades entre bobinas y C'_q las capacidades entre bobinas y tierra.

Si el número de bobinas del devanado es n, su capacidad longitudinal C_d resulta:

$$C_d = \frac{1}{\sum \frac{1}{C'_d}} = \frac{C'_d}{n}$$

Y la capacidad trasversal total C_q vale:

$$C_q = \sum C'_q = n.C'_q$$

De aquí se define el parámetro constante de distribución "α", el cual representa el grado de desviación de la distribución inicial de la tensión (durante los primeros 1,2[μs]) con respecto a la distribución final de la misma.

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_q}{C_d}}$$

Caso 1: Neutro conectado a tierra y capacidades a tierra despreciables

Si el neutro X está conectado a tierra y las capacidades de las bobinas respecto a tierra son despreciables ($C'_q = 0$), el parámetro α es nulo. En este caso, para frecuencias altas, las reactancias inductivas resultan muy elevadas y pueden ser despreciadas. Por lo tanto, el bobinado de AT del transformador se comporta como un conjunto de capacidades iguales (C'_d) conectadas en serie entre línea y tierra.

Esto implica que la misma corriente circulará por todas las bobinas, produciendo una distribución uniforme de la tensión. Este comportamiento se ilustra en la Figura 2.5.4.a, donde el eje vertical representa la tensión y el eje horizontal los puntos del devanado de AT desde el borne A (donde $\frac{x}{l} = 1$) hasta el borne X (donde $\frac{x}{l} = 0$).

Caso 2: Neutro conectado a tierra y sin capacidades entre bobinas

Supongamos ahora que el neutro permanece conectado a tierra y que no hay capacidades entre las bobinas (C_d=0), lo que implica que el parámetro α es infinito. En esta situación, la corriente fluiría de la línea a tierra únicamente a través de la primera bobina, la cual soportaría toda la tensión proveniente de la línea. Este escenario se ilustra en la Figura 2.5.4.a mediante una línea compuesta por dos segmentos rectos, uno vertical y otro horizontal, que pasan por el punto A.

Caso intermedio: $0 < \alpha < \infty$

Para valores intermedios del parámetro α, se obtienen distribuciones de tensión que varían entre los dos extremos descritos anteriormente, reflejando distribuciones no uniformes que dependen del valor relativo de α.

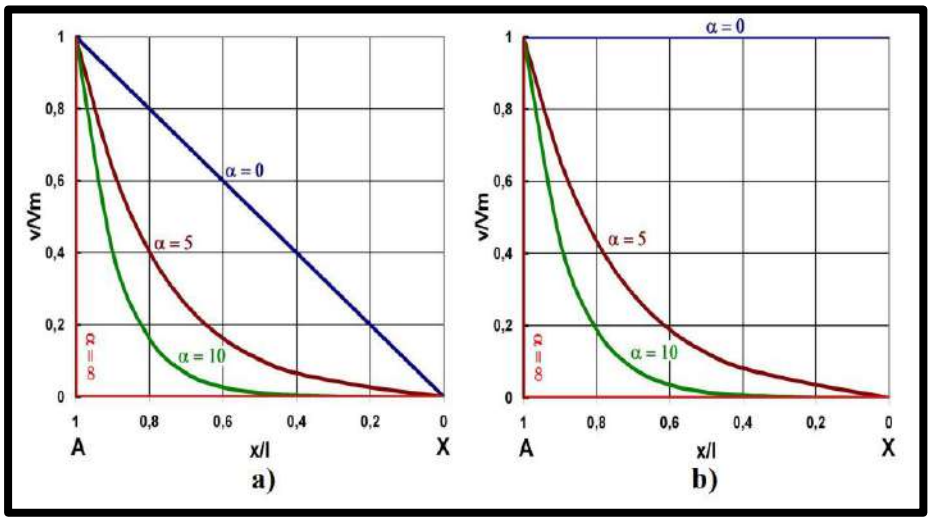


Figura 2.5.4 - Distribución de la tensión en el instante inicial de la sobretensión con el neutro conectado a tierra (a) y con el neutro aislado (b) [7].

En la Figura 2.5.4.b se presentan las distribuciones de tensión durante los primeros 1,2 [μs] de la sobretensión para diferentes valores del parámetro α, considerando que el neutro X del devanado de AT se encuentra aislado.

Caso 1: Neutro aislado y $\alpha = 0$

Cuando el neutro está completamente aislado de tierra y α es nulo, el devanado no permite el flujo de corriente. En esta situación, no se produce ninguna caída de tensión, y todos los puntos del devanado se mantienen a la misma tensión, representada en la gráfica por una recta horizontal con ordenada $\frac{v}{V_m} = 1$.

Caso 2: Neutro aislado y $\alpha = \infty$

Si el parámetro α tiene un valor infinito, la distribución de tensión es idéntica al caso en el que el neutro está conectado a tierra. Toda la sobretensión se soporta únicamente en la primera bobina del devanado.

Transición entre distribuciones iniciales y finales

Una vez transcurridos los primeros 1,2[μs], la variación de la tensión es muy lenta, lo que genera una distribución a lo largo del devanado similar a la que se obtendría con una tensión continua.

- Si el neutro X está conectado a tierra, la distribución final es uniforme entre todas las bobinas, semejante al caso inicial con $\alpha = 0$.
- Si el neutro X permanece aislado, al final todas las bobinas alcanzan el mismo potencial, también coincidiendo con el comportamiento inicial cuando $\alpha = 0$.

La transición entre estas distribuciones iniciales y finales ocurre mediante un proceso transitorio. Dado que el circuito equivalente del devanado (Figura 2.5.3) incluye capacidades e inductancias que forman un circuito oscilante, este transitorio implicara oscilaciones que serán más significativas cuanto mayor sean las diferencias entre las distribuciones de tensión inicial y final. Por este motivo, para reducir los efectos perjudiciales, es crucial diseñar los transformadores de manera que α sea lo más pequeño posible.

Reducción del parámetro α

Para disminuir el valor de α, se pueden tomar las siguientes medidas:

- Aumentar las capacidades longitudinales (C'_d): incrementar la capacidad entre bobinas.
- Reducir las capacidades transversales (C'_q): aumentar la distancia entre el devanado y las partes a tierra, como la cuba.

Sin embargo, reducir C'_q implica un aumento en el tamaño del transformador, lo cual no siempre es práctico debido a restricciones de costos y diseño. Además, las capacidades transversales están determinadas por parámetros geométricos fundamentales para otras consideraciones del diseño (diámetro medio entre bobinados, radio del bobinado, etc.).

Para transformadores con tensiones inferiores a 110 [kV], una medida común es reforzar el aislamiento de las bobinas extremas, ya que son las que, como se ha observado, soportan la mayor parte de las sobretensiones cuando el parámetro α no es pequeño.

En el caso de transformadores con tensiones iguales o superiores a 110 [kV], además de reforzar el aislamiento de las bobinas extremas, se instalan pantallas electrostáticas que se conectan a la línea (borne A del devanado). Estas pantallas

suelen tener la forma de anillos aislados abiertos para evitar que se comporten como espiras en cortocircuito, rodeando el devanado. El uso de estas pantallas permite que la distribución inicial de tensiones se asemeje a la correspondiente a un valor nulo del parámetro α (α = 0). También el desarrollo de los bobinados intercalados ha permitido incrementar apreciablemente las capacidades en serie de estos, logrando así perfiles de tensión muy uniformes y en consecuencia reducir las solicitaciones dieléctricas en el extremo de línea [7].

Conclusión

Se puede afirmar que el tipo de conexión del neutro en los bobinados de un transformador no tiene un impacto significativo en la reducción de los efectos de las solicitaciones dieléctricas causadas por sobretensiones de frente rápido. En cambio, resulta más relevante el control del parámetro α, el cual está directamente relacionado con el diseño de los transformadores.

Es importante mencionar también que existen métodos externos al diseño del transformador que ayudan a mitigar las sobretensiones de frente rápido, como el uso de descargadores.

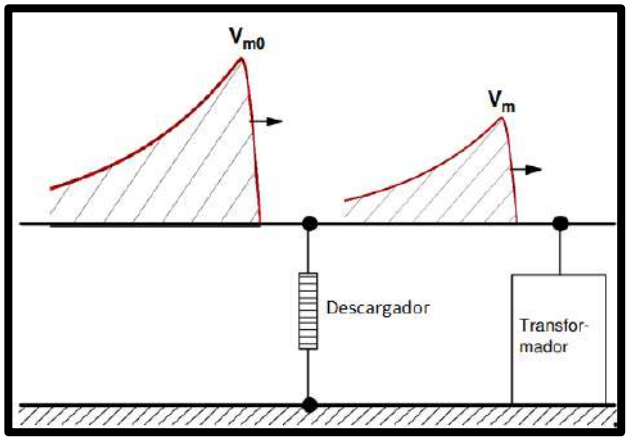


Figura 2.5.5 - Efecto de descargador sobre una onda de ST [7].

Estos dispositivos operan descargando a tierra las cargas eléctricas asociadas a los sobrevoltajes generados en los conductores, ya sea por descargas atmosféricas o, en el caso de descargadores de diseño moderno, también por la operación de interruptores. Esto contribuye a proteger el aislamiento del equipo eléctrico.

El descargador, conectado entre la fase y la tierra, normalmente funciona como un aislador. Sin embargo, cuando se aplica un sobrevoltaje de una magnitud determinada, debe transformarse en conductor para permitir el paso de la corriente hacia la tierra. Posteriormente, al desaparecer dicho sobrevoltaje, debe recuperar su comportamiento como aislador, interrumpiendo la corriente de frecuencia fundamental que sigue a la corriente transitoria establecida a través de él.

2.5.1 TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS

Los transformadores de tres devanados surgieron como una solución a los problemas originados por los armónicos en sistemas eléctricos que empleaban transformadores con conexión estrella-estrella, comúnmente conformados por bancos de transformadores monofásicos. En esta sección, se analiza el origen de estos problemas y se presentan las ventajas y desventajas asociadas al uso de este tipo de transformadores.

Armónicos en transformadores: corrientes de vacío, flujos y tensiones

Un transformador opera en vacío cuando su secundario no alimenta ninguna carga, lo que implica que la corriente secundaria es nula. En esta condición, la corriente primaria es muy pequeña y se conoce como corriente de vacío i_o.

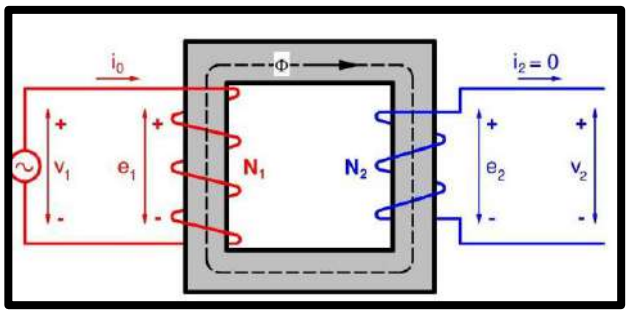


Figura 2.5.1.1 - Transformador monofásico en vacío [8].

Siendo i_o tan pequeña, las caídas de tensión en el primario pueden despreciarse y, por lo tanto, se obtiene:

$$i_o \ll \Rightarrow \; v_1 = e_1 = N_1 \frac{d}{dt}; \qquad i_2 = 0 \Rightarrow v_2 = e_2 = N_2 \frac{d}{dt}$$

Esto significa que, en vacío, el flujo magnético se obtiene integrando la tensión del primario. Por lo tanto, si la tensión de alimentación varía sinusoidalmente con el tiempo, el flujo también lo hará, aunque desfasado 90° con respecto a la tensión.

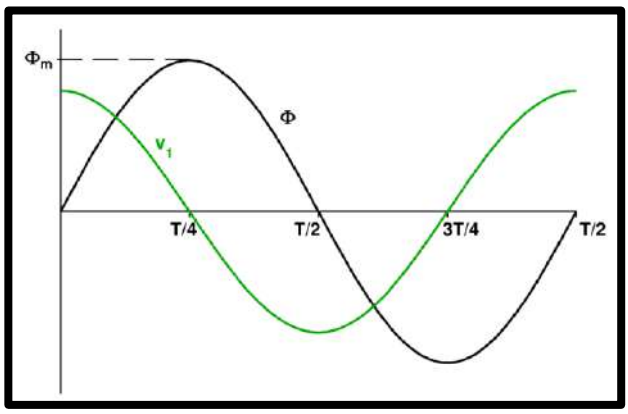


Figura 2.5.1.2 - Tensión primaria y flujo magnético en un transformador monofásico en vacío [8].

En vacío, la única fuerza magnetomotriz existente es la generada por la corriente de vacío i_o. La relación entre el flujo Φ y la corriente de vacío se obtiene a partir de la curva de saturación del material ferromagnético del núcleo del transformador.

Normalmente, los transformadores se diseñan para que la tensión asignada al núcleo magnético se encuentre en la zona del codo de saturación. Esto se puede observar en la Figura 2.5.1.3, donde se indican los valores máximos del flujo y de la corriente del transformador en régimen permanente, desde la marcha en vacío a la tensión asignada.

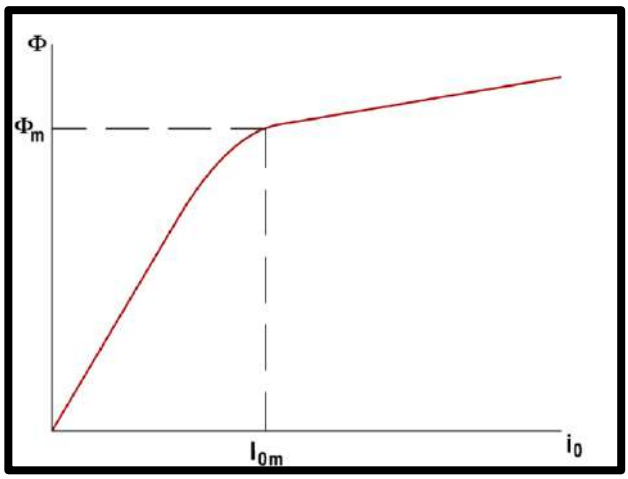


Figura 2.5.1.3 - Curva de saturación [8].

Debido a la no linealidad en la relación entre el flujo y la corriente de vacío, si el flujo en régimen permanente es sinusoidal, la corriente de vacío no lo será, y su forma estará distorsionada por la presencia de armónicos, como se ilustra en la Figura 2.5.1.4.

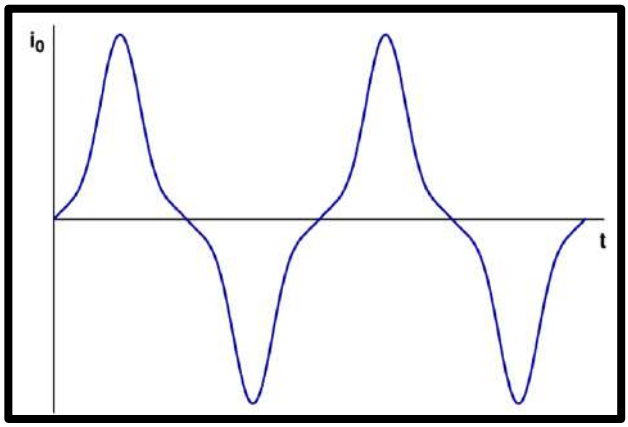


Figura 2.5.1.4 - Corriente de vacío [8].

Banco de tres transformadores monofásicos

a) Neutro primario conectado a la red

Consideremos un banco de tres transformadores monofásicos conectados en estrella-estrella en vacío. Si el neutro primario no está aislado, la red primaria exige que las tensiones fase-neutro (equivalente a las tensiones de fase en conexión estrella) sean sinusoidales. Sin embargo, como se ha observado al estudiar el comportamiento en vacío de los transformadores monofásicos, si la tensión de fase varía sinusoidalmente con el tiempo, por cada uno de los transformadores del banco tratara de circular una corriente de vacío no sinusoidal.

Esta corriente de vacío se puede descomponer en una suma infinita de ondas sinusoidales de diferentes frecuencias, conocidas como armónicos, utilizando las series de Fourier. La frecuencia $f_{h'}$ y la pulsación $w_{h'}$ de un armónico de orden h' se expresan como:

$$f_{h'} = h'.f \;\; ; \;\; w_{h'} = 2\pi f_{h'} = h'w$$

En este contexto, solo existen armónicos de orden impar h'. La amplitud de estos armónicos disminuye a medida que aumenta su orden, lo que hace que los armónicos

de orden superior sean despreciables. En la Figura 2.5.1.5 se muestra la corriente de vacío de una fase, junto con sus armónicos de orden 1,3 y 5, así como el flujo, que varía en el tiempo de forma perfectamente sinusoidal.

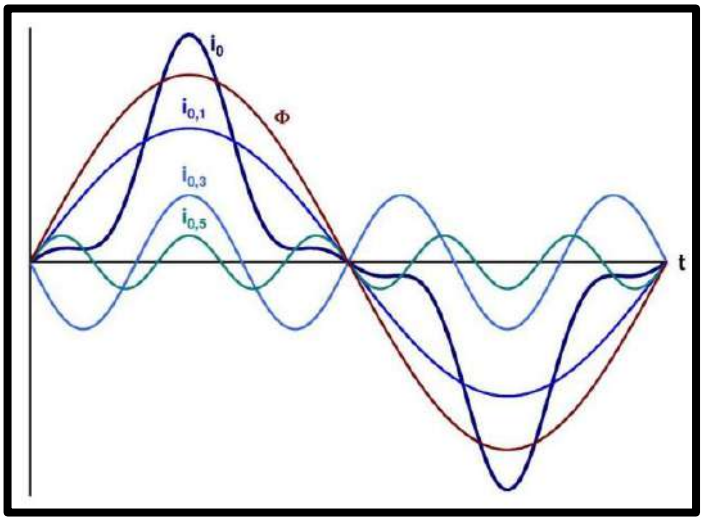


Figura 2.5.1.5 - Curvas de corriente de vacío y del flujo con presencia del tercer armónico en la corriente [8].

El armónico de primer orden $(h' = 1)$ es conocido como el armónico fundamental y tiene la misma frecuencia que la onda original (normalmente 50 [Hz] en nuestro país). Los demás armónicos se consideran armónicos adicionales. En este caso, el único armónico adicional de i_o que se toma en cuenta es el tercer orden, que para una frecuencia fundamental de 50[Hz], tiene una frecuencia de 150[Hz]. En la práctica, se puede suponer que la corriente de vacío i_o está deformada principalmente por la aparición de este tercer armónico, y el resto de los armónicos adicionales se pueden despreciar.

Los terceros armónicos (y el resto de los armónicos múltiplos de 3) de las tres corrientes de fase del banco de transformadores monofásicos están desfasados entre sí un ángulo de 3 x 120° = 360° = 0°, lo que significa que estas corrientes de tercer armónico están en fase y tienen el mismo valor eficaz, formando así un sistema homopolar.

b) Neutro primario aislado

No es conveniente que por las líneas aéreas de frecuencia asignada de 50 [Hz] circulen armónicos de corriente cuya frecuencia sea de 3 veces, es decir, 150 [Hz]

(terceros armónicos), ya que esta frecuencia es audible para los seres humanos y puede causar interferencias sobre líneas telefónicas cercanas, afectando la calidad de la comunicación.

Por esta razón, en las líneas de AT, generalmente no se incluye un conductor neutro, y el neutro del primario del banco de transformadores se aísla. De este modo, se evita la circulación de corriente por el neutro, asegurando que la suma de las tres intensidades de fase sea siempre nula. En el caso de los terceros armónicos de corriente, al formar un sistema homopolar, si su suma es nula, también lo serán los terceros armónicos.

Así, un banco de transformadores estrella-estrella con el neutro primario aislado consume en vacío corrientes sin terceros armónicos, resultando en corrientes prácticamente sinusoidales. Sin embargo, como se explicó anteriormente, aunque la corriente sea sinusoidal, el flujo no lo será y contendrá terceros armónicos. Por lo tanto, las fuerzas electromotrices inducidas en las fases, al ser proporcionales a la derivada temporal del flujo ($\frac{d}{dt}$), también contendrán terceros armónicos. En vacío, las tensiones de fase son prácticamente iguales a estas fuerzas electromotrices de fase y, por ende, también presentarán terceros armónicos.

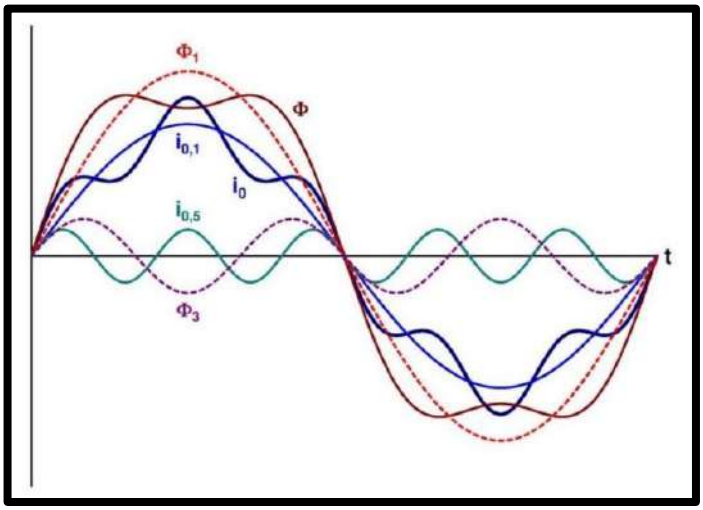


Figura 2.5.1.6 - Curvas de corriente de vacío y flujo con ausencia del tercer armónico en la corriente [8].

En resumen, la imposibilidad de que circulen corrientes homopolares por el primario del banco de transformadores, cuyo neutro ahora está aislado, provoca la presencia

de terceros armónicos en las fuerzas electromotrices y en las tensiones de fase, tanto en el primario como en el secundario.

Estos terceros armónicos en las tensiones de fase pueden causar aumentos peligrosos de tensión en los devanados de los transformadores e incluso dar lugar a fenómenos de resonancia en la red. Esto obliga a que, en este tipo de conexión, los transformadores del banco se diseñen para operar con baja saturación, lo que los hace más grandes y costosos. Así, funcionarán principalmente en la zona lineal de la curva de saturación (Figura 2.5.1.3), lo que reduce la aparición de terceros armónicos en el flujo, en las fuerzas electromotrices y en las tensiones de fase.

A pesar de la existencia de terceros armónicos en las tensiones fase-neutro, las tensiones fase-fase están libres de ellos, ya que, al tratarse de un sistema homopolar, su resta resulta nula.

Transformador trifásico de tres columnas con conexión estrella-estrella

En un transformador trifásico de tres columnas operando en vacío, si los flujos contienen terceros armónicos, la suma de los tres flujos de fase no es nula. Esto provoca que el flujo resultante no pueda cerrarse dentro del núcleo magnético. Al no existir una columna adicional en el núcleo por donde circular, el flujo se ve obligado a completar su recorrido a través del aire y de la cuba del transformador, como se ilustra en la Figura 2.5.1.7.

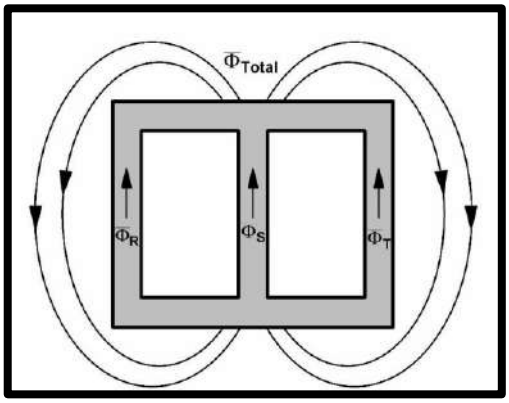


Figura 2.5.1.7 - Flujo magnético en transformador trifásico de tres columnas [8].

Como resultado, el flujo de tercer armónico se ve forzado a seguir un camino de alta reluctancia, lo que reduce significativamente su magnitud en comparación con el caso

de un banco de tres transformadores monofásicos. Esto implica que los terceros armónicos de las fuerzas electromotrices de fase serán mucho menores, incluso si el transformador está diseñado para operar en la zona de saturación.

No obstante, debido a que este flujo de tercer armónico tiende a circular por la cuba del transformador, que no está diseñada para soportarlo, se generan pérdidas adicionales en el hierro, lo que representa un problema adicional.

A continuación, se analizará qué ocurre con los terceros armónicos en transformadores con conexiones distintas a la estrella-estrella.

- Conexionado triangulo estrella (Dy)

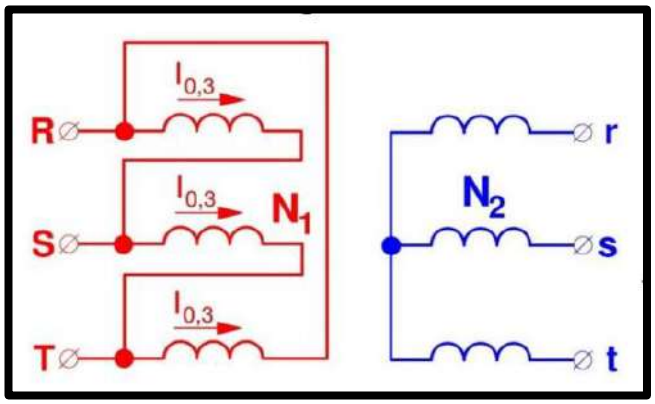


Figura 2.5.1.8 – Armónicos en conexionado Dy [8].

En una transformación de tensiones con conexión triángulo-estrella, las corrientes homopolares de fase pueden circular por el primario y se cierran dentro del triángulo (Figura 2.5.2.8). Como resultado, los flujos y las fuerzas electromotrices son perfectamente sinusoidales.

Aunque las corrientes de fase dentro del triángulo pueden contener terceros armónicos, las corrientes de línea están libres de ellos. Así, en la fase R de la línea, el tercer armónico de la corriente tiene un valor nulo:

$$I_{R0,3} = I_{RS0,3} - I_{TR0,3} = 0$$

Esto se debe a que, al tratarse de un sistema homopolar, se cumple que:

$$I_{RS0,3} = I_{ST0,3} - I_{TR0,3} = I_{0,3}$$

- Conexionado estrella triangulo (Yd)

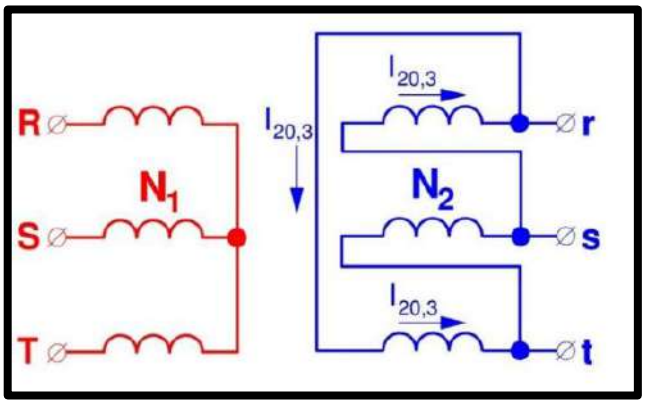


Figura 2.5.1.9 – Armónicos en conexionado Yd.

Cuando el primario de un transformador estrella-triángulo tiene su neutro aislado, no se generan terceros armónicos de corriente en este lado. En principio, esto sugiere la presencia de terceros armónicos de flujo, que a su vez originarían fuerzas electromotrices de tercer armónico en las fases del secundario.

Sin embargo, la conexión en triángulo del secundario provoca que estos armónicos homopolares de la fuerza electromotriz de fase queden conectados en serie y en cortocircuito. En vacío, estas fuerzas electromotrices inducen una circulación interna de corrientes de tercer armónico en el triángulo, sin afectar las corrientes de línea. Estas corrientes de tercer armónico generan a su vez flujos que prácticamente anulan los flujos armónicos originales.

Por esta razón, tanto en bancos de tres transformadores monofásicos como en transformadores trifásicos de tres columnas con conexión Yd, los terceros armónicos en los flujos y fuerzas electromotrices son casi inexistentes. Solo se observan corrientes de tercer armónico en el triángulo secundario, que no impactan en las corrientes de línea (Figura 2.5.1.9).

En resumen, en esta configuración, los terceros armónicos de corriente circulan dentro del triángulo secundario, mientras que la corriente primaria contiene únicamente los armónicos no múltiplos de 3, siendo el primer armónico el más significativo. Aunque existe un tercer armónico de corriente en el secundario, los flujos, fuerzas electromotrices y tensiones de fase son prácticamente sinusoidales y carecen de armónicos de tercer orden.

- Conexionado estrella-estrella con tercer devanado en triángulo

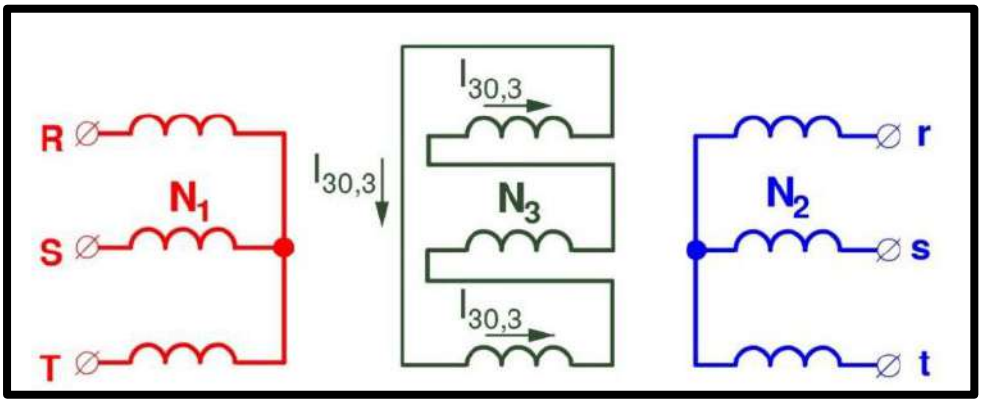


Figura 2.5.1.10 - Armónicos en conexión Yy con tercer devanado en triángulo [8].

Tras analizar cómo las configuraciones triángulo-estrella y estrella-triángulo resuelven los problemas de armónicos generados por la no linealidad en la magnetización, podemos concluir que la clave radica en disponer de un devanado en triángulo dentro del transformador. Es en este contexto donde el tercer devanado, también conocido como devanado terciario, adquiere importancia.

Consideremos ahora una transformación de tensiones estrella-estrella con un devanado terciario en triángulo y con el neutro primario aislado. Si esta transformación está funcionando en vacío, ocurre algo idéntico a lo que sucede en la transformación estrella-triángulo: los terceros armónicos de corriente de fase que aparecen en el triángulo terciario prácticamente eliminan los terceros armónicos de flujo, lo que resulta en fuerzas electromotrices de fase sinusoidales.

El tercer devanado, o devanado de compensación, actúa de forma análoga para contrarrestar los efectos de una carga desequilibrada. En el pasado, los sistemas eléctricos a menudo experimentaban desequilibrios significativos, lo que complicaba la regulación de la tensión en transformadores Yyn. Esta situación se originaba cuando circulaban corrientes de carga desequilibradas con una componente homopolar no nula. En transformadores con conexión estrella-estrella, las componentes homopolares de corriente no pueden circular por el primario. Como resultado, los amperios-vuelta generados en el secundario, que no eran compensados por el primario, inducían flujos homopolares, provocando sobretensiones en las fases.

Además de resolver la problemática de los armónicos, el tercer devanado también se utiliza ocasionalmente como un arrollamiento para alimentar servicios de iluminación y/o elementos de compensación reactiva.

Ventajas y desventajas de utilizar un tercer devanado

El uso del tercer devanado como fuente de alimentación ha disminuido con el tiempo, ya que este devanado es más susceptible a fallos por cortocircuito debido a su diseño, que no está optimizado para enfrentarlos. En la actualidad, los sistemas eléctricos tienden a estar más equilibrados, especialmente en las redes malladas y a medida que se alejan de la carga. La mayoría de los transformadores trifásicos utilizan núcleos magnéticos de tres columnas en configuración YNy y chapas magnéticas de grano orientado. Estas configuraciones contribuyen a la neutralización de los flujos homopolares, ya que las corrientes equilibradas carecen de esta componente. Además, las líneas de comunicación se protegen contra interferencias externas mediante tecnologías como la fibra óptica, la transmisión inalámbrica y el apantallamiento de los conductores, lo que filtra sus señales y las hace inmunes a estas interferencias.

Todo esto nos lleva a pensar que el arrollamiento terciario no es muy útil en la actualidad y que su utilización no se justifica plenamente. Sin embargo, presenta ciertas ventajas que son importantes considerar:

1. **Mejora la eficiencia del sistema de puesta a tierra:** la presencia del tercer devanado reduce la impedancia homopolar, lo que resulta en corrientes elevadas en caso de falta a tierra. Sin embargo, esto también conduce a bajas tensiones en las fases sanas, reduciendo la necesidad de aislamiento de los equipos. Es esencial diseñar cuidadosamente los elementos de la red para soportar los esfuerzos electrodinámicos.
2. **Facilita el cumplimiento de las condiciones de puesta a tierra**: una baja impedancia homopolar facilita el cumplimiento de las condiciones necesarias para asegurar un sistema efectivamente puesto a tierra. Esto ayuda a mantener las sobretensiones en las fases sanas por debajo de ciertos límites establecidos.

3. **Mitigación de puntos calientes en transformadores grandes**: en transformadores de gran tamaño, la presencia del tercer devanado ayuda a mitigar los puntos calientes en la cuba debido a los flujos de dispersión, lo que es crucial para evitar sobrecalentamientos.

Por otro lado, las desventajas del tercer devanado incluyen:

1. **Incremento del costo del transformador:** la inclusión del tercer devanado implica un mayor uso de cobre y un aumento en las dimensiones de la ventana del transformador, lo que incrementa su costo.
2. **Aumento de las pérdidas en el hierro:** los transformadores con tercer devanado experimentan mayores pérdidas en el hierro debido a su mayor tamaño y la circulación constante de componentes homopolares de corriente en el devanado terciario, lo que puede reducir la eficiencia general.
3. **Desafíos en el estudio y dimensionamiento:** es necesario un estudio y dimensionamiento cuidadoso del transformador para asegurar que pueda soportar diferentes tipos de cortocircuitos en alta y baja tensión, especialmente en el tercer devanado, que suele ser más frágil que los devanados primario y secundario.

El tercer devanado, conectado en triángulo, está completamente aislado de tierra y de cualquier circuito externo con capacitancia significativa. Bajo ciertas condiciones, este devanado puede quedar expuesto a altos potenciales respecto a tierra debido a la inducción electromagnética desde el devanado de AT, como en situaciones de descarga atmosférica, fallos a tierra o maniobras de conmutación. Esto puede generar esfuerzos electrodinámicos que podrían causar daños destructivos en los devanados.

En este contexto, en la bibliografía [9] se recomienda conectar a tierra uno de los terminales del triángulo y colocar descargadores en los otros terminales para mitigar las sobretensiones inducidas. La eficacia de esta medida será evaluada a través de la simulación de eventos transitorios utilizando los software DIgSILENT y ATPDraw.

3 CASO DE ESTUDIO

Antes de abordar esta sección, es importante destacar que toda la información relacionada al sistema de subtransmisión de 132[kV] de la ciudad de Mar del Plata, presentada tanto en esta como en otras secciones, ha sido suministrada por la empresa distribuidora de energía local.

La red eléctrica bajo estudio está compuesta por una Central térmica (Central 9 de Julio), conexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), tendidos de cables aéreos y subterráneos, y estaciones transformadoras de rebaje con configuraciones 132/14/13,2 [kV] y 132/13,2/33 [kV], tanto de tipo intemperie como interior. Estos elementos se ilustran en el diagrama unifilar presentado en la Figura 3.1.

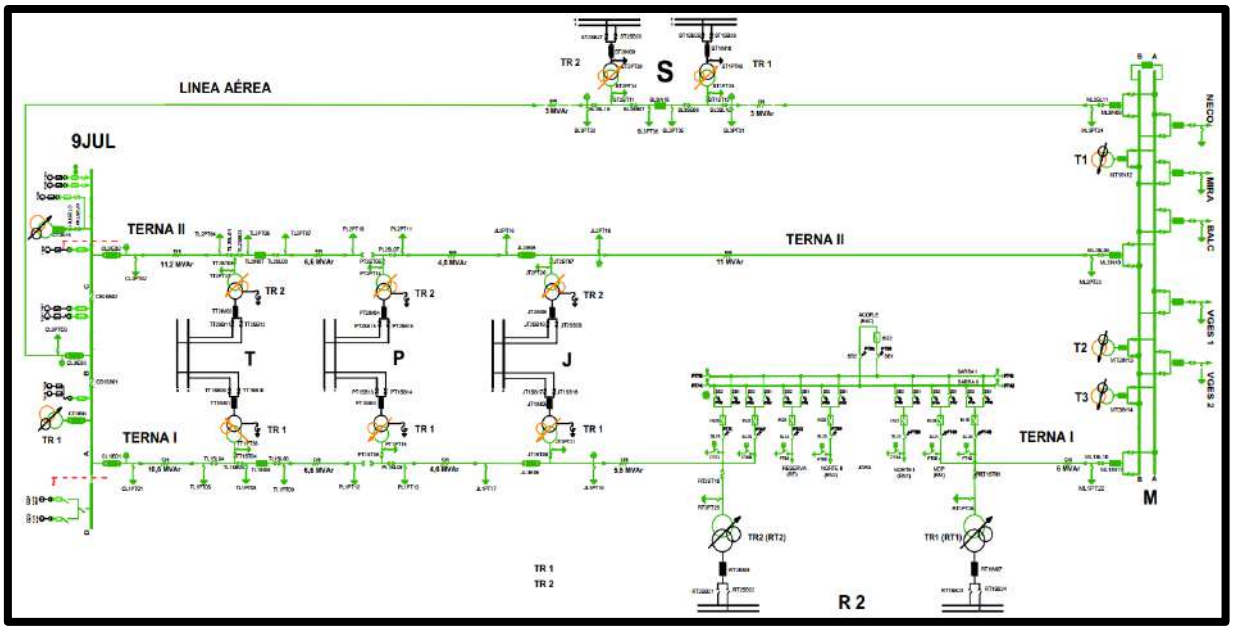


Figura 3.1 – Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de energía eléctrica de Mar del Plata.

La presencia de líneas aéreas y estaciones transformadoras en el sistema expone la red a la posibilidad de sobretensiones de origen externo, principalmente debido a descargas atmosféricas. Asimismo, al tratarse de una red anillada, equipada con múltiples interruptores de 132 [kV] instalados en diversas estaciones transformadoras, las maniobras operativas realizadas por la empresa distribuidora, como se explicó anteriormente, pueden generar sobretensiones internas.

En el extremo izquierdo de la Figura 3.1 se ubica la Central Térmica 9 de Julio, identificada como "9JUL". Esta Central cuenta con ocho unidades turbogas y dos unidades turbovapor, alcanzando una potencia instalada total de 238 [MW].

El sistema de subtransmisión comprende tres tipos principales de líneas: líneas aéreas de alta tensión (LAT), líneas subterráneas con cables a presión de aceite (API) y líneas subterráneas con cables de aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE). En la Tabla 3.1 a continuación, se detallan las ternas que interconectan las distintas subestaciones, especificando los tipos de líneas, los cables empleados y sus longitudes respectivas.

Terna	Tramo	Tipo	Descripción	Longitud [m]
3	9 de Julio – Sur	LAT	Cable Al/Ac 300/50 [mm^2]	3100
3	9 de Julio – Sur	CAS	Cable seco LS XLPE 630 [mm^2]	3000
3	Sur – MdP	CAS	Cable seco LS XLPE 630 [mm^2]	3000
3	Sur – MdP	LAT	Cable Al/Ac 300/50 [mm^2]	4870
2	9 de Julio - Terminal	CAS	Cable API	5260
2	Terminal – Pueyrredón	CAS	Cable API	3550
2	Pueyrredón – Jara	CAS	Cable API	2390
2	Jara – MdP	CAS	Cable API	5500
1	9 de Julio – Terminal	CAS	Cable API	5260
1	Terminal – Pueyrredón	CAS	Cable API	3550
1	Pueyrredón – Jara	CAS	Cable API	2390
1	Jara – Ruta 2	CAS	Cable seco LS XLPE 630 [mm^2]	5620
1	Ruta 2 – MdP	CAS	Cable seco LS XLPE 630 [mm^2]	6610

Tabla 3.1 - Descripción de los distintos tramos de líneas.

Las estaciones transformadoras están identificadas en el esquema unifilar de acuerdo con su ubicación geográfica. Las estaciones Terminal (T), Sur (S), Jara (J) y Ruta 2 (R2) cuentan, cada una, con dos transformadores de rebaje con una configuración de conexión YNyn0d11, una relación de transformación de 132/14/13,2 [kV], y potencias nominales de 44/44/15 [MVA]. Por su parte, la estación Mar del Plata (M) dispone de tres transformadores con las mismas características y, además, constituye el punto de conexión de la red con el SADI. La estación Pueyrredón (P) posee dos transformadores de rebaje: uno con especificaciones idénticas a las mencionadas

para las demás estaciones y otro cuya configuración de conexión y valores de tensión nominal también coinciden, pero con una potencia nominal superior, de 55/55/20 [MVA].

4 MODELADO DEL SISTEMA EN SOFTWARES DE SIMULACIÓN

El análisis de sistemas eléctricos de potencia requiere una comprensión profunda y la capacidad de predecir el comportamiento del sistema bajo diversas condiciones operativas, particularmente en lo que respecta a los fenómenos transitorios electromagnéticos. Para llevar a cabo este análisis, se emplearán herramientas de simulación avanzadas, como DIgSILENT y ATPDraw, reconocidas por su precisión en el modelado y simulación de los componentes y la dinámica de los sistemas eléctricos. Estas herramientas permitirán desarrollar un modelo detallado del sistema de transmisión en estudio, incluyendo todos sus componentes clave, tales como líneas de transmisión, transformadores y equipos de protección.

4.1 RECOPILACIÓN DE DATOS

Para asegurar una simulación lo más precisa posible, es esencial disponer de datos detallados sobre los elementos del sistema al momento de realizar el modelado. Como se mencionó anteriormente, la empresa distribuidora de energía de Mar del Plata ha proporcionado la información necesaria para este propósito. A continuación, se presenta en detalle la información recopilada de cada componente del sistema de subtransmisión.

4.1.1 LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN (LAT)

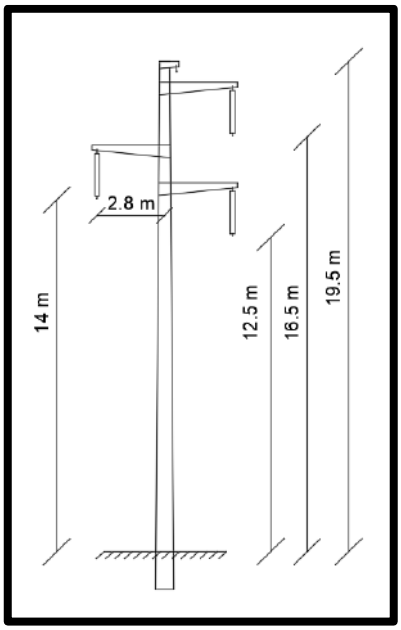


Figura 4.1.1. Poste de línea aérea del sistema de subtransmisión de Mar del Plata.

Conductores de fase:

- Material conductor: aluminio con alma de acero
- Sección: 300/50 [mm^2], 26 alambres de aluminio y 7 alambres de acero
- Intensidad nominal admisible: 740 [A]
- Resistencia eléctrica máxima a 20 [°C]: 0,0949 [Ω/km]
- Diámetro exterior nominal: 24,6 [mm]

Hilo de guarda:

- Sección: 50 [mm^2]
- Radio exterior: 4,5 [mm]
- Número de alambres: 7

4.1.2 CABLE SUBTERRÁNEO API

El tendido de los conductores se realiza en un mismo plano horizontal, con una separación de 0,5 [m] entre ellos y enterrados a una profundidad de un metro.

Se obtuvo la hoja de datos del cable (Anexo 1), de la cual se han extraído los siguientes datos:

- Diámetro interior aproximado del conductor hueco **(g)**: 12,5 [mm]
- Diámetro exterior aproximado del conductor **(f)**: 24,9 [mm]
- Espesor de aislamiento (incluido los blindajes y capa semiconductora **(d)**) **(e)**: 9,9 [mm]
- Espesor de la cubierta de plomo (promedio mínimo) **(c)**: 2,25 [mm]
- Diámetro aproximado sobre la cubierta de plomo: 49,2 [mm]
- Espesor de la armadura conformada por una cinta de cobre **(b)**: 0.1 [mm]
- Estructura de la cubierta exterior: policloruro de vinilo **(a)**
- Diámetro exterior aproximado del cable: 59 [mm]
- Corriente nominal: 568 [A]
- Tensión nominal: 132 [kV]

Se advierte que algunos de los datos recopilados son aproximados y que, en ciertos casos, como el espesor de la pantalla y el espesor de las pantallas semiconductoras, no se encuentran especificados en la hoja de datos del cable. Sin embargo, la empresa distribuidora proporcionó los esquemas mostrados en las figuras 4.1.2 y 4.1.3. En dichos esquemas se detalla, entre otros aspectos, el espesor de la pantalla electrostática (b), cuyo valor se especifica como 0,5 [mm].

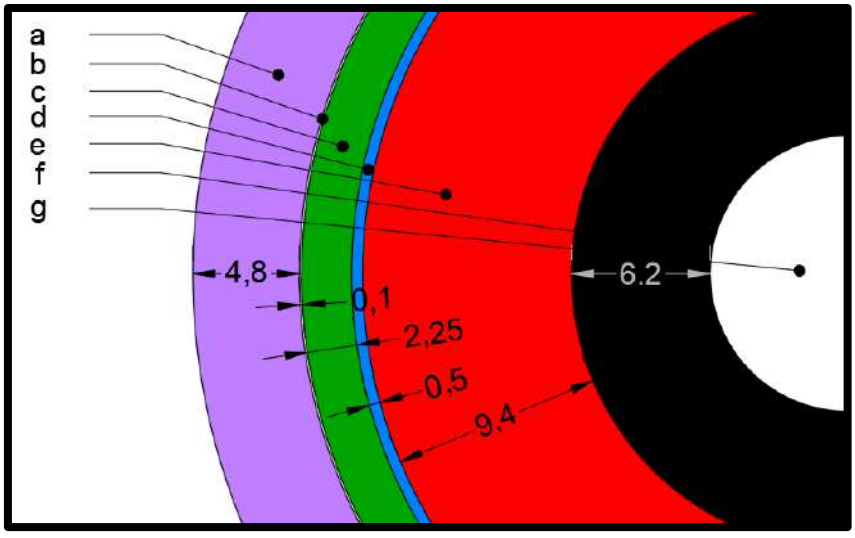


Figura 4.1.2 – Esquema constructivo de cable API.

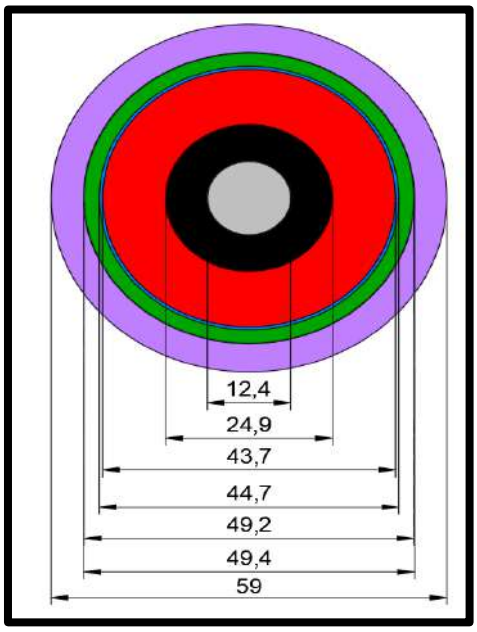


Figura 4.1.3 - Esquema constructivo de cable API.

4.1.3 CABLE SUBTERRÁNEO XLPE

Al igual que con el cable API, el tendido de los conductores se realiza en un mismo plano horizontal, con una separación de 0,5 [m] entre ellos y enterrados a una profundidad de un metro.

Se obtuvo la hoja de datos del cable (Anexo 2), de la cual se han extraído los siguientes datos:

- Corriente nominal: 1 [kA]
- Tensión nominal: 132 [kV]
- Sección nominal: 630 [mm^2]
- Forma del conductor: circular compacta
- Pantalla semiconductora interna: espesor 1,5 [mm]
- Aislación: XLPE, espesor 18[mm]
- Pantalla semiconductora externa: espesor 1,2 [mm]
- Pantalla metálica de aluminio: espesor 2,1 [mm]
- Envoltura de pantalla: espesor 4,5 [mm]. Material: Black HDPE.

4.1.4 CENTRAL 9 DE JULIO Y CONEXIONADO CON EL SADI

Debido a la imposibilidad de obtener los datos necesarios para modelar los generadores de la Central 9 de Julio, se ha decidido sustituirlos por una red acometida o fuente de tensión alterna, utilizando los datos de potencia de cortocircuito en barras de la central. Del mismo modo, se ha modelado el conexionado con el SADI, ubicado en la E.T Mar del Plata, a partir de los valores de potencia de cortocircuito en barras de dicha estación.

Los valores obtenidos fueron:

- Barras de central 9 de Julio:

$$S''_{k\,máx} = 2050\ [MVA]\ \ I''_{k3\,máx} = 8{,}96\ [kA]\ \ Ángulo\ de\ Ik'' = -78\ [°]$$

- Barras E.T Mar del Plata:

$$S''_{k\,máx} = 2181\ [MVA]\ \ I''_{k3\,máx} = 9{,}54\ [kA]\ \ Ángulo\ de\ Ik'' = -78\ [°]$$

4.1.5 TRANSFORMADORES 44/44/15 [MVA]

Para construir el modelo de este equipo, se dispone de los ensayos realizados sobre la máquina (Anexo 3).

- Potencia nominal: 44/44/15 [MVA]
- Tensión nominal: 132/13,8/13,2 [kV]
- Grupo de conexionado: YNyn0d11
- Conexión de centro de estrella de AT: rígida
- Medición de la relación de transformación:

POS. CBC	ALTA TENSIÓN - BAJA TENSIÓN			
	Relación teórica	U_1-N/U_2-n	V_1-N/V_2-n	W_1-N/W_2-n
+8	10,54	10,54	10,54	10,54
+7	10,42	10,42	10,42	10,42
+6	10,29	10,29	10,29	10,29
+5	10,18	10,18	10,18	10,18
+4	10,069	10,069	10,071	10,069
+3	9,944	9,944	9,945	9,944
+2	9,818	9,819	9,820	9,818
+1	9,704	9,704	9,706	9,704
0	9,590	9,590	9,592	9,590
-1	9,465	9,465	9,467	9,465
-2a	9,340	9,340	9,341	9,340
-2b	9,340	9,340	9,341	9,340
-2c	9,340	9,340	9,341	9,340
-3	9,215	9,215	9,216	9,215
-4	9,089	9,089	9,091	9,089
-5	8,975	8,976	8,977	8,975
-6	8,862	8,862	8,863	8,862
-7	8,737	8,737	8,738	8,737
-8	8,612	8,612	8,613	8,612
-9	8,497	8,497	8,499	8,497
-10	8,383	8,384	8,385	8,383
-11	8,259	8,259	8,260	8,259
-12	8,133	8,133	8,135	8,133

BAJA TENSIÓN - MEDIA TENSIÓN			
Relación teórica	u-w/U_2-n	v-u/V_2-n	w-v/W_2-n
1,656	1,659	1,659	1,659

POS. CBC	ALTA TENSIÓN - BAJA TENSIÓN			
	Relación teórica	U_1-N/u-w	V_1-N/v-u	W_1-N/w-v
-12	4,907	4,900	4,900	4,901
0	5,774	5,778	5,778	5,779
+8	6,351	6,354	6,354	6,355

Figura 4.1.4 – Ensayo relación de transformación.

- Conexión de centro de estrella de media tensión: reactancia de 3 [Ω]
- Medición de resistencia de devanados:

Arrollamiento de Alta Tensión:

POS. CBC	VALORES MEDIDOS ENTRE TERMINALES:						VALORES A 75 °C:		
	U-N		V-N		W-N		U-N	V-N	W-N
	Ohm	°C	Ohm	°C	Ohm	°C	Ohm	Ohm	Ohm
+8	0,7827	24,00	0,7830	24,00	0,7840	24,00	0,93679	0,93722	0,93843
+7	0,7723	24,00	0,7727	24,00	0,7737	24,00	0,92441	0,92482	0,92602
+6	0,7622	24,00	0,7625	24,00	0,7636	24,00	0,91224	0,91262	0,91398
+5	0,7528	24,00	0,7531	24,00	0,7542	24,00	0,90106	0,90143	0,90274
+4	0,7435	24,00	0,7439	24,00	0,7450	24,00	0,88990	0,89035	0,89173
+3	0,7330	24,00	0,7333	24,00	0,7349	24,00	0,87737	0,87774	0,87964
+2	0,7227	24,00	0,7231	24,00	0,7244	24,00	0,86503	0,86543	0,86700
+1	0,7133	24,00	0,7136	24,00	0,7150	24,00	0,85375	0,85414	0,85574
0	0,7039	24,00	0,7043	24,00	0,7056	24,00	0,84255	0,84299	0,84454
-1	0,6935	24,00	0,6939	24,00	0,6951	24,00	0,83008	0,83052	0,83201
-2a	0,6821	24,00	0,6819	24,00	0,6825	24,00	0,81642	0,81612	0,81690
-2b	0,6813	24,00	0,6812	24,00	0,6823	24,00	0,81549	0,81530	0,81665
-2c	0,6821	24,00	0,6819	24,00	0,6825	24,00	0,81643	0,81613	0,81692
-3	0,6932	24,00	0,6935	24,00	0,6949	24,00	0,82964	0,83007	0,83168
-4	0,7036	24,00	0,7040	24,00	0,7056	24,00	0,84219	0,84258	0,84456
-5	0,7129	24,00	0,7132	24,00	0,7151	24,00	0,85330	0,85369	0,85591
-6	0,7223	24,00	0,7227	24,00	0,7253	24,00	0,86453	0,86502	0,86815
-7	0,7326	24,00	0,7330	24,00	0,7349	24,00	0,87684	0,87729	0,87959
-8	0,7429	24,00	0,7432	24,00	0,7449	24,00	0,88913	0,88956	0,89155
-9	0,7521	24,00	0,7525	24,00	0,7543	24,00	0,90015	0,90069	0,90288
-10	0,7614	24,00	0,7619	24,00	0,7637	24,00	0,91136	0,91187	0,91405
-11	0,7717	24,00	0,7720	24,00	0,7741	24,00	0,92364	0,92404	0,92649
-12	0,7819	24,00	0,7823	24,00	0,7843	24,00	0,93589	0,93636	0,93876

Arrollamiento de Media Tensión:

VALORES MEDIDOS ENTRE TERMINALES:						VALORES A 75 °C:		
U-n		V-n		W-n		U-n	V-n	W-n
Ohm	°C	Ohm	°C	Ohm	°C	Ohm	Ohm	Ohm
0,006294	24,00	0,006336	24,00	0,006378	24,00	0,00753	0,00758	0,00763

Arrollamiento de Baja Tensión:

VALORES MEDIDOS ENTRE TERMINALES:						VALORES A 75 °C:		
u-w		v-u		w-v		u-w	v-u	w-v
Ohm	°C	Ohm	°C	Ohm	°C	Ohm	Ohm	Ohm
0,0215736	24	0,0212943	24	0,0213475	24	0,02582	0,02549	0,02555

Figura 4.1.5 – Ensayo resistencia de arrollamientos.

- Medición de capacidad y tangente delta de arrollamientos:

4. MEDICIÓN DE CAPACIDAD Y TANGENTE δ

Configuración	C_4	R_4	R_3	S	C_p	C_x	$Tg\delta_x$
	∝F	Ω	Ω	Ω	pF	pF	-
AT/MT+BT+Cuba	0,18	10000	48,00	1,00	50,00	10204	0,18
MT/AT+BT+Cuba	0,26	10000	25,00	0,50	50,00	19608	0,26
BT/AT+MT+Cuba	0,19	10000	27,00	0,10	50,00	18450	0,19
AT+MT/BT+Cuba	0,23	10000	17,00	0,00	50,00	29412	0,23
AT+BT/MT+Cuba	0,17	10000	35,00	0,20	50,00	14205	0,17
AT+MT+BT/Cuba	0,36	10000	41,00	0,30	50,00	12107	0,36

Figura 4.1.6 – Ensayo capacidad y tangente delta.

- Ensayo de vacío: se realizó en el devanado secundario a tres niveles de tensión distintos, obteniendo los siguientes resultados:

- Tensión: 100% (13,8 [kV]); Corriente: 1,63 [A]; Potencia: 24,68 [kW]
- Tensión: 105% (14,49 [kV]). Corriente: 2,69 [A]; Potencia: 29,22 [kW]
- Tensión: 110% (15,18 [kV]). Corriente: 5,14 [A]; Potencia: 35,07 [kW]

- Ensayo de cortocircuito:
  - AT/MT: $U_{cc} = 17{,}13\%$; $P_{cc} = 188470[W]$
  - AT/MT: $U_{cc} = 10{,}15\%$; $P_{cc} = 31930[W]$
  - MT/BT: $U_{cc} = 5{,}96\%$; $P_{cc} = 29570[W]$

- Medición de impedancia homopolar

11. MEDICIÓN DE IMPEDANCIA HOMOPOLAR

Arrollamientos	Pos. CBC	Potencia	Corriente	Tensión	Impedancia homopolar	
		W	A	V	Ohm/fase	%
AT/MT cc	-12	124,5	12,37	105,8	25,66	6,48
AT/MT cc	0	88,9	9,03	105,7	35,12	8,87
AT/MT cc	+8	73,3	7,28	106,8	44,01	11,11
AT/MT vacío	-12	113,6	12,23	104,9	25,73	6,50
AT/MT vacío	0	75,9	8,62	101,3	35,26	8,90
AT/MT vacío	+8	67,7	7,2	106,1	44,21	11,16
MT/AT vacío	-	284,9	102,5	10,77	0,315	7,28
MT/AT cc	-12	292,8	102,4	10,73	0,314	7,26
MT/AT cc	0	318,5	106,7	11,19	0,315	7,27
MT/AT cc	+8	295,5	102,5	10,75	0,315	7,27

Figura 4.1.7 – Ensayo impedancia homopolar.

- Medición de la curva de magnetización

Umediox1.11 [kV]	U eficaz [kV]	Io [A]
0	0	0
1,493	1,485	0,203
2,219	2,208	0,249
2,943	2,931	0,326
3,67	3,656	0,342
4,393	4,378	0,371
5,116	5,1	0,412
5,851	5,828	0,459
6,573	6,546	0,501
7,287	7,259	0,596
8,025	7,994	0,574
8,745	8,709	0,676
9,471	9,436	0,672
10,194	10,154	0,747
10,929	10,884	0,811
11,637	11,592	0,858
12,353	12,299	1,054
13,068	13,011	1,17
13,874	13,8	1,634
14,586	14,489	2,637
15,336	15,176	5,135

Figura 4.1.8 – Ensayo curva de magnetización.

4.1.6 TRANSFORMADOR 55/55/20 [MVA]

Recientemente, el transformador de rebaje de 132/14/13,2[kV] ubicado en la E.T Pueyrredón fue sometido a labores de reparación y repotenciación, lo que permitió disponer de los ensayos realizados para este propósito (Anexo 4). Los datos obtenidos fueron:

- Potencia nominal: 55/55/20 [MVA]
- Tensión nominal: 132/14/13,2 [kV]
- Grupo de conexionado: YNyn0d11
- Conexión de centro de estrella de AT: rígida
- Medición de la relación de transformación:

Posición Conmutador	Tensión	Rel. Teorica	Fase U UO - uo	Fase V VO - vo	Fase W WO - wo
1	138600	9,900	9,908	9,907	9,909
2	138600	9,900	9,908	9,907	9,900
3	138600	9,900	9,908	9,907	9,909
4	136950	9,782	9,789	9,787	9,790
5	135300	9,664	9,669	9,668	9,670
6	133650	9,564	9,550	9,549	9,551
7	132000	9,428	9,430	9,429	9,431
8	130350	9,311	9,311	9,310	9,312
9	128700	9,193	9,192	9,190	9,193
10	127050	9,075	9,072	9,071	9,073
11	125400				
12	125400	8,957	8,953	8,952	8,954
13	125400				
14	125400	8,957	8,953	8,952	8,954
15	125400	8,957	8,953	8,952	8,954
16	123750	8,839	8,834	8,833	8,834
17	122100	8,721	8,714	8,713	8,715
18	120450	8,603	8,595	8,594	8,596
19	118800	8,486	8,476	8,475	8,476
20	117150	8,368	8,356	8,355	8,357
21	115500	8,250	8,237	8,236	8,238
22	113850	8,132	8,118	8,117	8,118
23	112200	8,014	7,998	7,998	7,999

Figura 4.1.9 – Ensayo relación de transformación.

- Conexión de centro de estrella de media tensión: reactancia de 3[Ω]
- Medición de resistencia de devanados:

ALTA TENSIÓN ESTRELLA

POS CONM.	Fase U U O	Fase V V O	Fase W W O
1	0,5865	0,5934	0,5891
2	0,5862	0,5933	0,5889
3	0,5862	0,5933	0,5889
4	0,5783	0,5851	0,5807
5	0,5699	0,5770	0,5727
6	0,5618	0,5688	0,5645
7	0,5536	0,5607	0,5565
8	0,5456	0,5525	0,5484
9	0,5375	0,5444	0,5404
10	0,5295	0,5363	0,5323
11			
12	0,5205	0,5266	0,5221
13			
14	0,5207	0,5267	0,522
15	0,5207	0,5267	0,5222
16	0,5295	0,5360	0,5322
17	0,5377	0,5442	0,5403
18	0,5458	0,5524	0,5485
19	0,5541	0,5605	0,5566
20	0,5622	0,5687	0,5647
21	0,5703	0,5769	0,5729
22	0,5786	0,5850	0,5811
23	0,5866	0,5932	0,5892
	Ω	Ω	Ω

MEDIA TENSIÓN ESTRELLA

Fase U u o	Fase V v o	Fase W w o
0,003990 Ω	0,003975 Ω	0,004017 Ω

Temp: 26ºC

BAJA TENSIÓN TRIANGULO

Fase U u w	Fase V v u	Fase W w v
0,01846 Ω	0,01842 Ω	0,01837 Ω

Temp: 26ºC

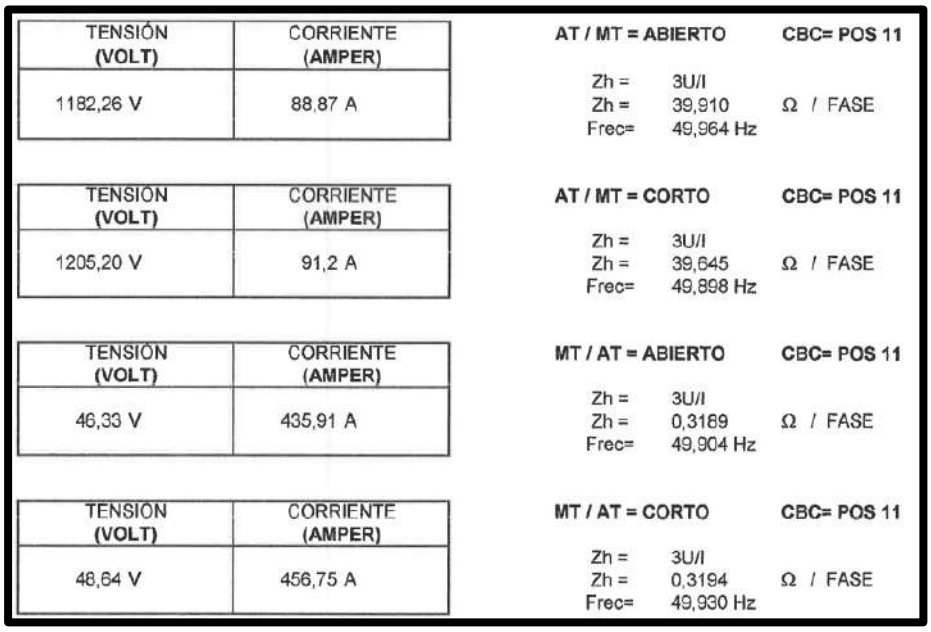
Figura 4.1.10 – Ensayo de resistencia de devanados.

- Medición de tangente de delta de los arrollamientos

MODO	CONEXIÓN A		TENSION DE	VALORES MEDIDOS		TEMP
	TRAFO	TRAX	ENSAYO	Cx (pF)	Tg δ	° C
GST - R (CHG + CHL)	AT MT BT	ALIM R B	10 KV	3240	0,278%	26
GSTg - RB (CHG)	AT MT BT	ALIM R B	10 KV	3172	0,253%	26
GST - R (CLG + CLT)	AT MT BT	R ALIM B	10 KV	31060	0,318%	26
GSTg - RB (CLG)	AT MT BT	R ALIM B	10 KV	8823	0,282%	26
UST - B (CLT)	AT MT BT	R ALIM B	10 KV	22290	0,334%	26
GST - B (CTG + CTH)	AT MT BT	R B ALIM	10 KV	10760	0,254%	26
GSTg - RB (CTG)	AT MT BT	R B ALIM	10 KV	1201	0,425%	26
UST - R (CTH)	AT MT BT	R B ALIM	10 KV	9576	0,231%	26

Figura 4.1.11 - Tangente de delta de los devanados del transformador.

- Ensayo de vacío: realizado en el devanado terciario con una tensión aplicada de 13,2 [kV], se obtuvo un valor promedio de corriente de 5,984 [A] y una potencia de 37668 [W]
- Ensayo de cortocircuito:
  - AT/MT: $U_{cc} = 21{,}44\%$; $P_{cc} = 273536[W]$
  - AT/BT: $U_{cc} = 4{,}69\%$; $P_{cc} = 47567[W]$
  - MT/BT: $U_{cc} = 2{,}66\%$; $P_{cc} = 46801[W]$
- Medición de impedancia homopolar



TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
1182,26 V	88,87 A

AT / MT = ABIERTO — CBC= POS 11

Zh = 3U/I
Zh = 39,910 Ω / FASE
Frec= 49,964 Hz

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
1205,20 V	91,2 A

AT / MT = CORTO — CBC= POS 11

Zh = 3U/I
Zh = 39,645 Ω / FASE
Frec= 49,898 Hz

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
46,33 V	435,91 A

MT / AT = ABIERTO — CBC= POS 11

Zh = 3U/I
Zh = 0,3189 Ω / FASE
Frec= 49,904 Hz

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
48,64 V	456,75 A

MT / AT = CORTO — CBC= POS 11

Zh = 3U/I
Zh = 0,3194 Ω / FASE
Frec= 49,930 Hz

Figura 4.1.12 – Ensayo impedancia homopolar de transformador.

4.2 MODELADO DEL SISTEMA EN DIGSILENT

El sistema de subtransmisión de energía eléctrica de Mar del Plata fue modelado siguiendo el esquema unifilar proporcionado por la empresa distribuidora (Figura 3.1). Para representar las subestaciones AT/MT, se utilizó el elemento "Substation" (subestación) con la configuración "Single bus bar" (embarrado simple), permitiendo modelar las barras de interconexión conforme a lo indicado en el diagrama unifilar. En cada caso, se realizaron los ajustes necesarios para garantizar la fidelidad de la representación del esquema de barras.

Las estaciones transformadoras fueron ubicadas según su posición geográfica real, utilizando como referencia un mapa de la ciudad incorporado como imagen de fondo en la interfaz gráfica (Figura 4.2.1). En cuanto al trazado de las líneas de transmisión, mientras que las líneas aéreas respetan fielmente su recorrido real, las líneas subterráneas presentan una representación aproximada debido a la falta de información precisa sobre su trazado. No obstante, se utilizaron las longitudes reales conocidas para cada tramo, preservando así la exactitud en las características eléctricas del modelo.

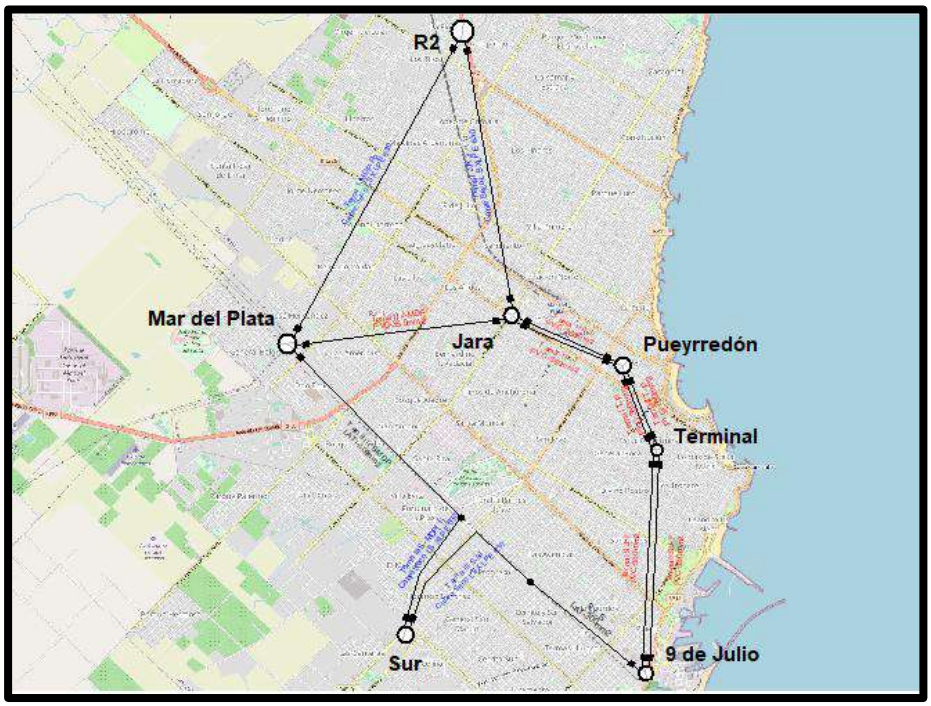


Figura 4.2.1- Modelo de red eléctrica de Mar del Plata en DIgSILENT.

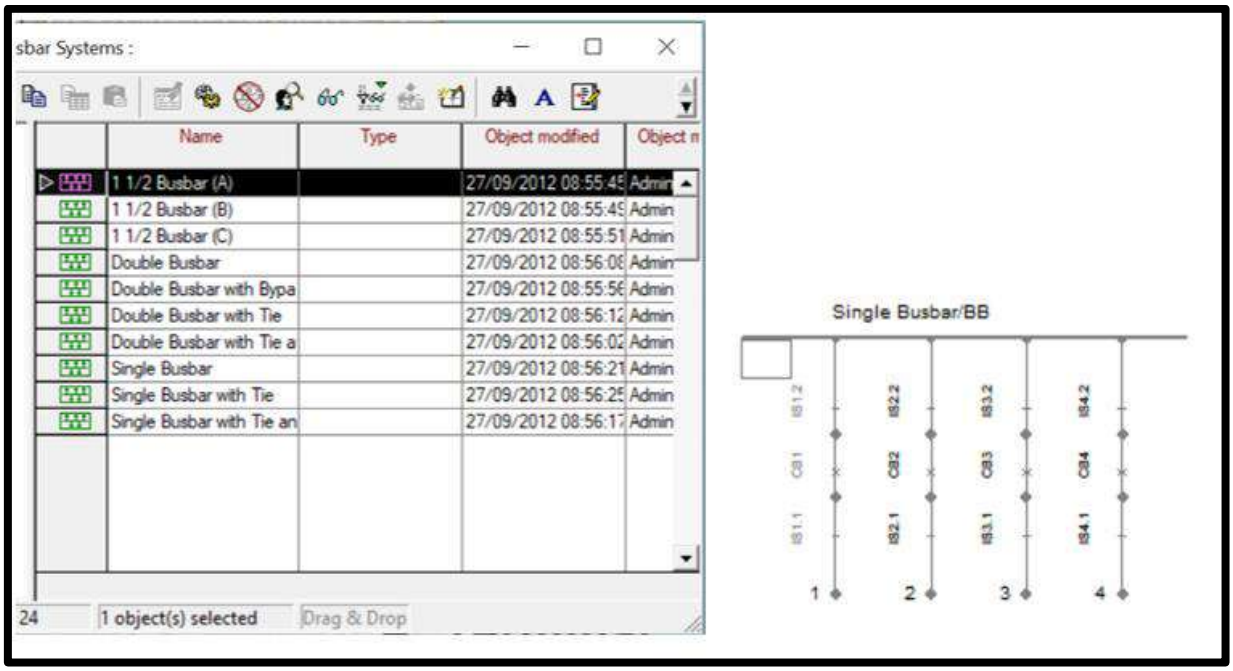


Figura 4.2.2 – Modelado de barras de interconexión para subestaciones AT/MT en DigSILENT.

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de cada una de las subestaciones modeladas.

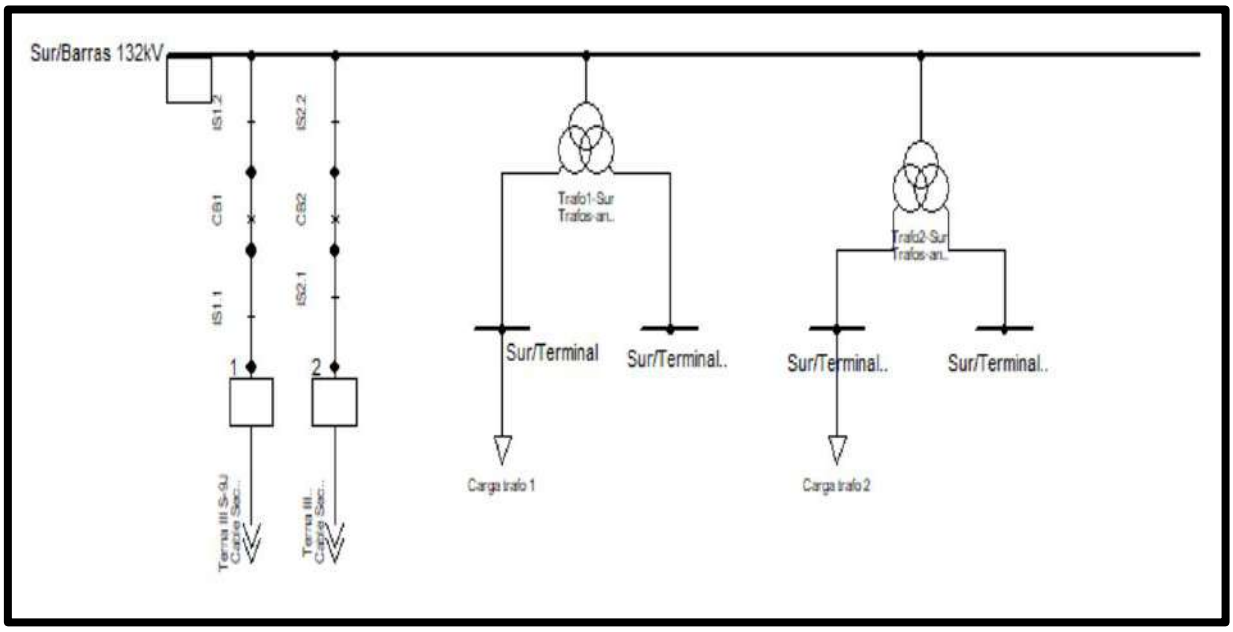


Figura 4.2.3- E.T Sur.

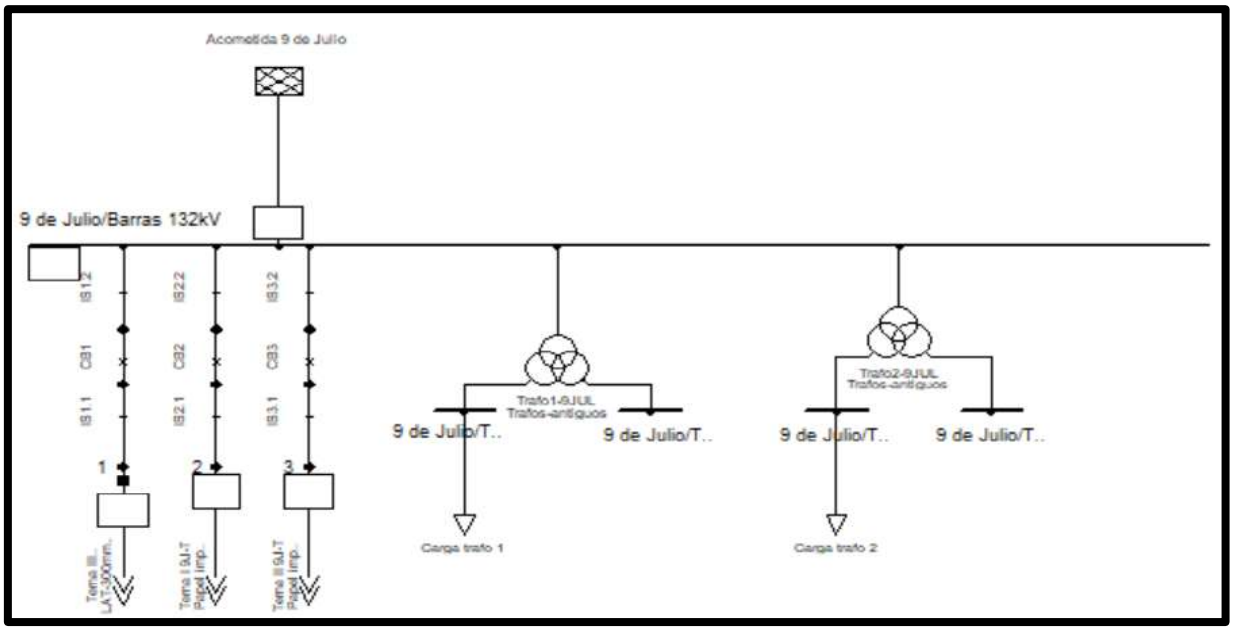


Figura 4.2.4- Central 9 de Julio.

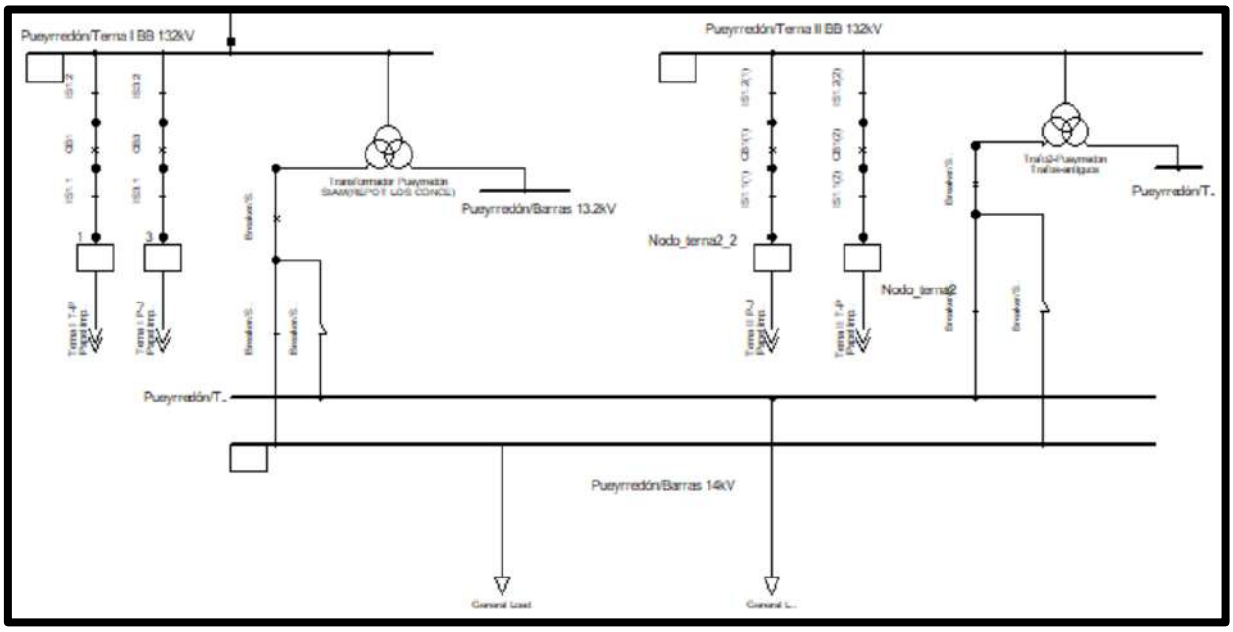


Figura 4.2.5- E.T Pueyrredón.

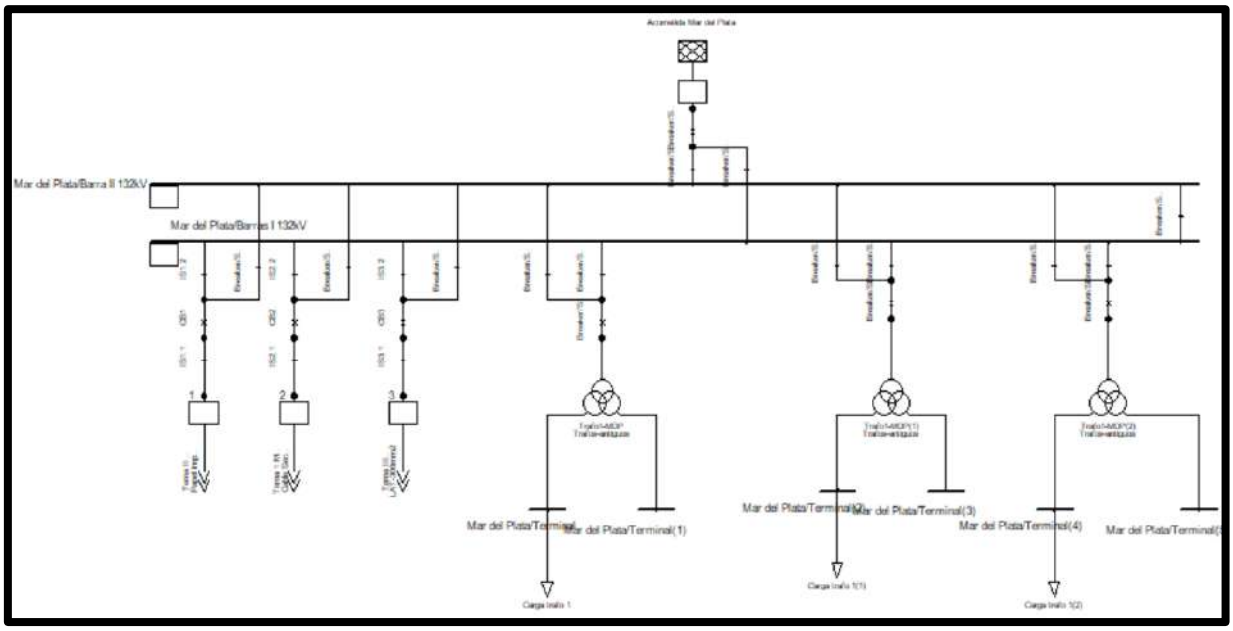


Figura 4.2.6- E.T Mar del Plata.

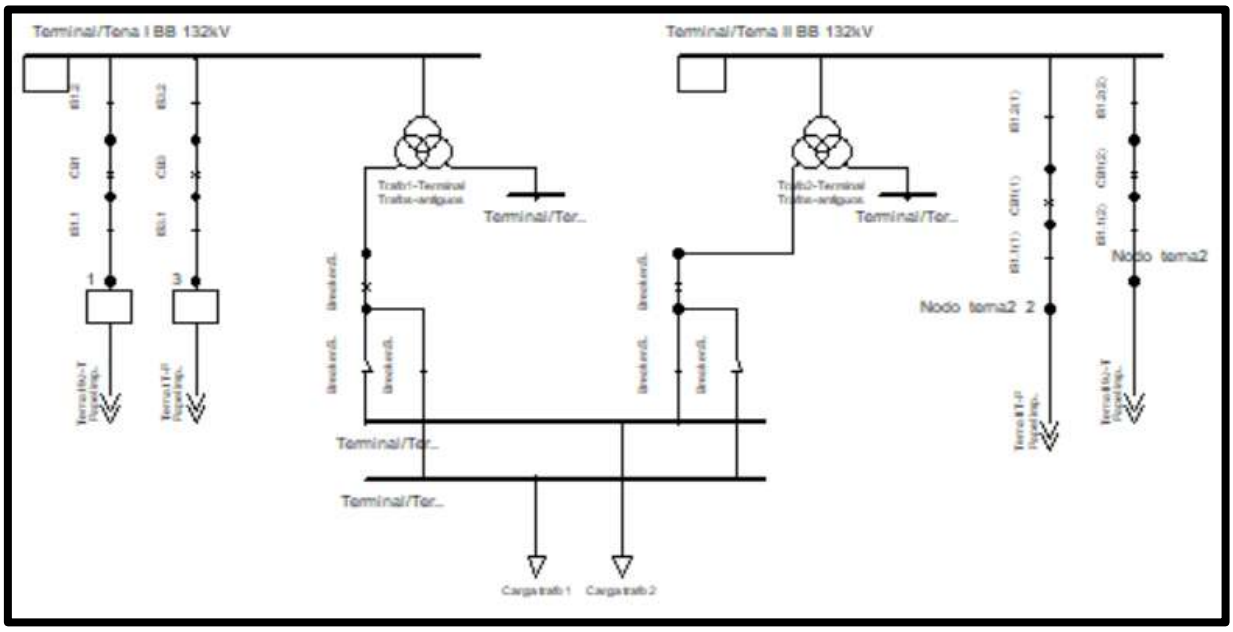


Figura 4.2.7- ET Terminal.

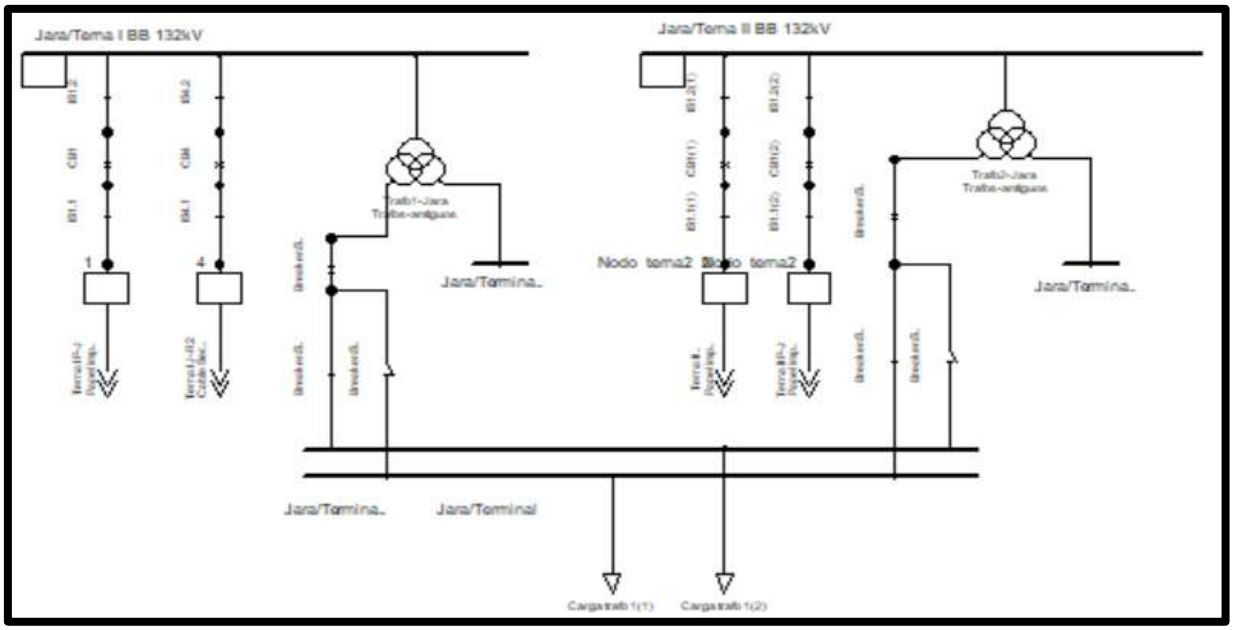


Figura 4.2.8- E.T Jara.

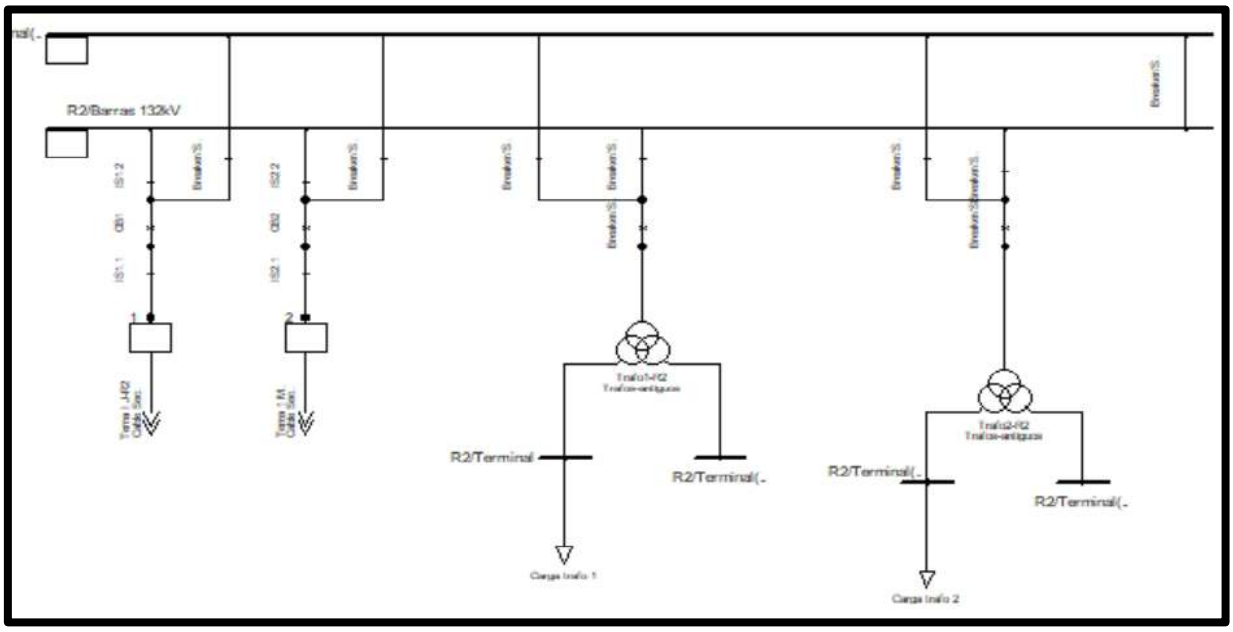


Figura 4.2.9- ET Ruta 2.

Las subestaciones se diseñaron basándose en los datos del diagrama unifilar, prestando especial atención al hecho de que cinco de ellas cuentan con un sistema de doble barra, lo que facilita la maniobra de cargas. Este enfoque no solo permite realizar mantenimiento sin afectar la operatividad de todos los distribuidores, sino que también garantiza la continuidad del servicio.

4.2.1 LÍNEA AÉREA

En DIgSILENT, el elemento "Line" (línea) se emplea para modelar circuitos monofásicos o trifásicos. Para las líneas aéreas, se utilizó el tipo de línea "Tower type" (torre), ya que permite definir las coordenadas geométricas de los conductores junto con sus datos de catálogo. A partir de esta información, los parámetros eléctricos son calculados automáticamente [10].

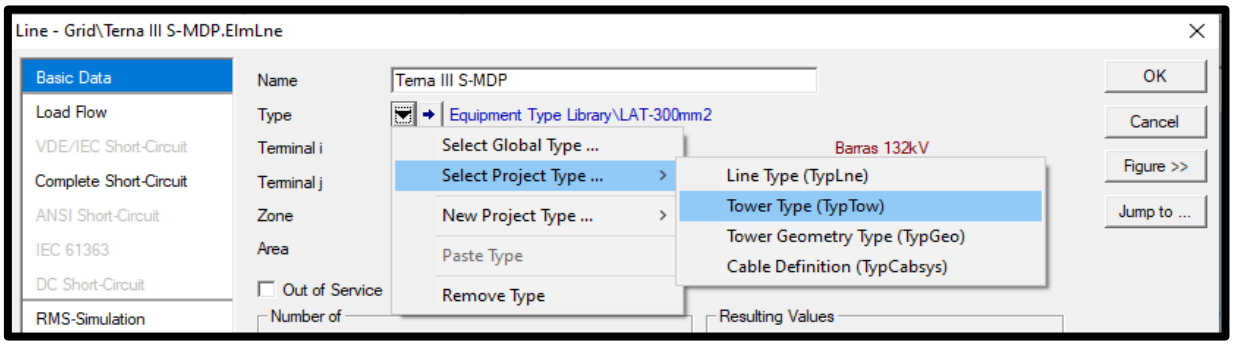


Figura 4.2.1.1- Modelo elemento de línea tipo torre.

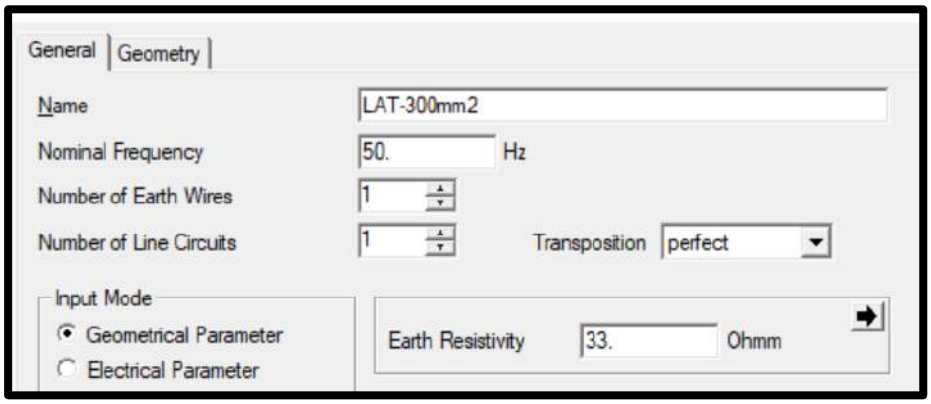


Figura 4.2.1.2- Carga de parámetros generales.

En primer lugar, se cargaron los parámetros generales del nuevo elemento "Line" creado, incluyendo la frecuencia nominal, el número de conductores a tierra, el número de circuitos y la resistividad del terreno (ver Figura 4.2.1.2). El valor de la resistividad del terreno se obtuvo del mapa de valores orientativos de resistividades eléctricas de suelos, según lo establecido en la norma IRAM 2281-1. Para la región específica de emplazamiento del sistema de subtransmisión, se determinó que el valor medio de resistividad es de 33 [Ω.m] [11].

En la pestaña “Geometry” (geometría) se introdujeron los parámetros geométricos mostrados en la figura 4.1.1 como datos de entrada. El centro de coordenadas fue establecido debajo de la fase izquierda y sobre el nivel del suelo.

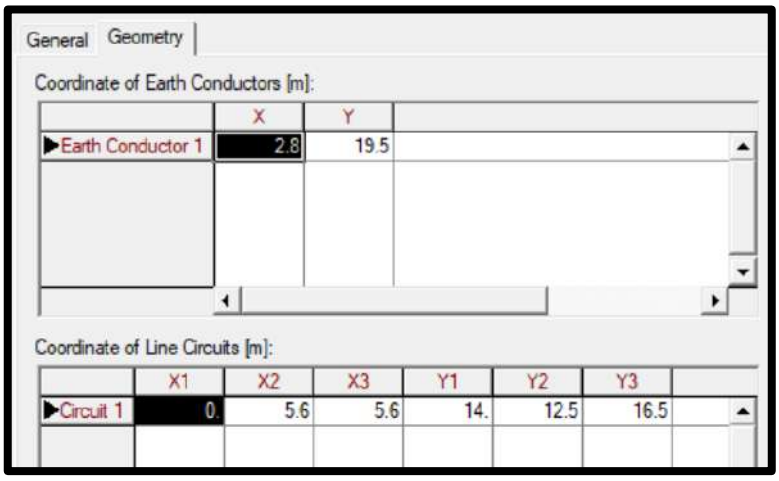


Figura 4.2.1.3- Coordenadas geométricas de conductores.

En la sección "Basic Data" (datos básicos), se definieron los atributos principales del conductor, como tensión nominal, corriente nominal, resistencia, radio medio geométrico (GMR) y radio exterior (Figura 4.2.1.4).

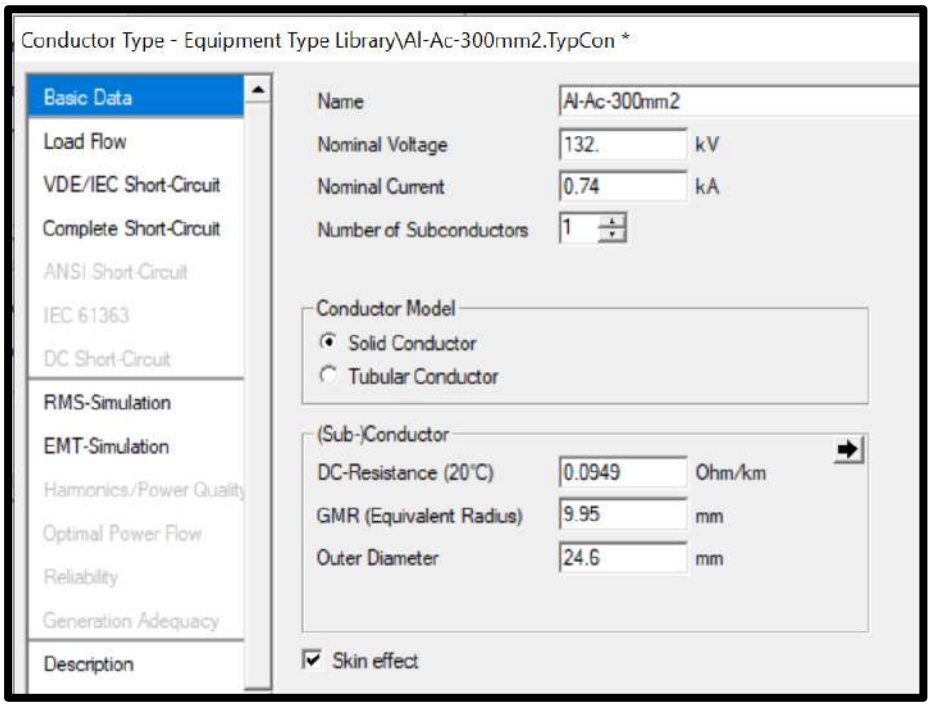


Figura 4.2.1.4- Datos básicos del conductor.

El cálculo del radio medio geométrico (GMR) se realizó según la tabla 4.2.1.1, empleando un conductor de 26 hilos distribuidos en dos capas:

$$GMR = \frac{24{,}6\ [mm]}{2} \cdot 0{,}809 = 9{,}95\ [mm]$$

Alambre cilíndrico	0.779 r
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726 r
19 hilos	0.758 r
37 hilos	0.768 r
61 hilos	0.772 r
91 hilos	0.774 r
127 hilos	0.776 r
Conductor de aluminio con alma de acero (ACSR)	
30 hilos (2 capas)	0.826 r
26 hilos (2 capas)	0.809 r
54 hilos (3 capas)	0.810 r
1 capa	0.55 r a 0.70 r
Sección rectangular $\alpha \times \beta$	0.2235 $(\alpha + \beta)$

Tabla 4.2.1.1- Radio medio geométrico de diversos conductores [12].

Posteriormente, se ingresaron los datos correspondientes a la sección “Load Flow” (flujo de carga), como se muestra en la Figura 4.2.1.5. Es necesario determinar el valor de resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura de 80 [°C], ya que este dato no está disponible en la hoja técnica. El conductor está compuesto por dos materiales distintos: aluminio y acero, cuyas resistividades y coeficientes de variación con la temperatura se conocen:

$$\rho_{Al}(20\ [°\mathrm{C}]) = 0{,}02828\ \left[\Omega.\frac{mm^2}{m}\right]\quad \alpha_{Al}(20\ °\mathrm{C}) = 0{,}00403\ \left[\frac{1}{°\mathrm{C}}\right]$$

$$\rho_{Ac}(20\ [°\mathrm{C}]) = 0{,}15\ \left[\Omega.\frac{mm^2}{m}\right]\quad \alpha_{Ac}(20\ °\mathrm{C}) = 0{,}0042\ \left[\frac{1}{°\mathrm{C}}\right]$$

En primer lugar, es necesario determinar la resistencia por unidad de longitud de cada material. Para ello, se calculó el área del conductor correspondiente a cada uno de los materiales.

$$Área = N°\ alambres\ .\pi.{r_{alambre}}^2$$

$$Área_{Al} = 26\ .\pi\ .\left(\frac{3{,}85\ [mm]}{2}\right)^2 = 302{,}68\ [mm^2]$$

$$Área_{Ac} = 7\ .\pi\ .\left(\frac{3\ [mm]}{2}\right)^2 = 49{,}48\ [mm^2]$$

Luego, las resistencias por unidad de longitud de cada material del conductor a $20\ [°C]$ resultan:

$$R_{Al}(20\ [°C]) = \frac{0{,}02828\left[\Omega.\frac{mm^2}{m}\right]}{302{,}68\ [mm]^2}.\frac{1000\ [m]}{1\ [km]} = 0{,}0934\ \left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$R_{Ac}(20\ [°C]) = \frac{0{,}15\left[\Omega.\frac{mm^2}{m}\right]}{49{,}48\ [mm]^2}.\frac{1000\ [m]}{1\ [km]} = 3{,}032\ \left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

Por lo tanto, a 80[°C] valdrán:

$$R(80\ °C) = R(20[°C])\ \left[\frac{\Omega}{km}\right].(1 + \alpha\ \left(\frac{1}{°C}\right).(80\ [°C] - 20\ [°C]))$$

$$R_{Al}(80\ °C) = 0{,}0934\ \left[\frac{\Omega}{km}\right].(1 + 0{,}00403\ \left(\frac{1}{°C}\right).(80\ °C - 20\ °C))$$

$$R_{Al}(80\ °C) = 0{,}115\ \left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$R_{Ac}(80\ °C) = 3{,}032\ \left[\frac{\Omega}{km}\right].(1 + 0{,}0042\ \left(\frac{1}{°C}\right).(80\ °C - 20\ °C))$$

$$R_{Ac}(80\ °C) = 3{,}796\ \left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

La resistencia por unidad de longitud del conductor resulta entonces:

$$R(80\ °C) = \left(\frac{1}{\frac{1}{R_{Al}(80\ °C)} + \frac{1}{R_{Ac}(80\ °C)}}\right) = 0.112\left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

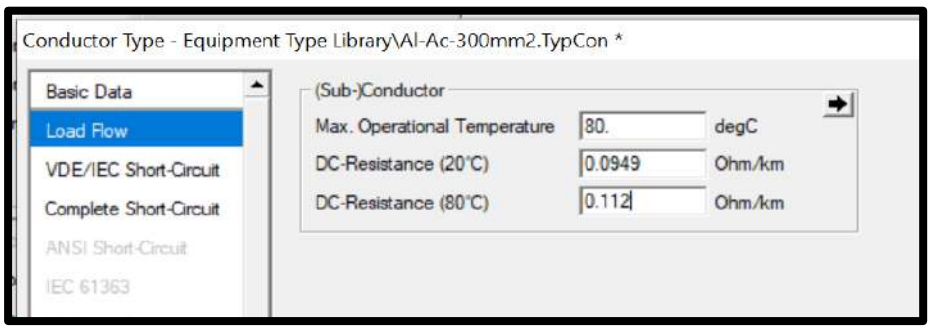


Figura 4.2.1.5 – Carga de datos flujo de carga.

Para realizar el cálculo de cortocircuito, es necesario ingresar los datos correspondientes en la pestaña "Complete Short-Circuit" (cortocircuito completo), como se muestra en la Figura 4.2.1.6.

Dado que el valor de la capacidad de corriente de cortocircuito a un segundo no estaba especificado en la documentación técnica del conductor, este dato se obtuvo del catálogo Cabel (Anexo 5). En dicho catálogo se seleccionó el cable denominado "Squab", ya que presenta características físicas y eléctricas similares al conductor utilizado en la línea aérea modelada.

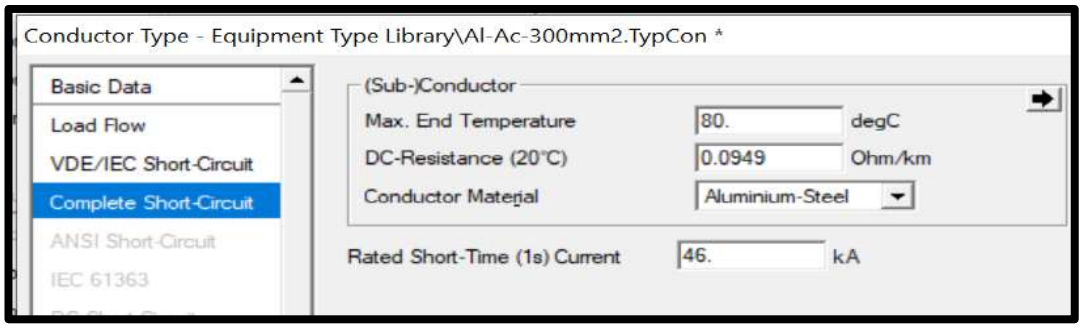


Figura 4.2.1.6- Datos para cálculo de cortocircuito.

Por último, se ingresaron los parámetros correspondientes al conductor de hilo de guardia. Dado que el material es acero, su valor de resistencia se determinó de la siguiente forma:

$$\rho_{Ac}(20\,°C) = 0{,}15\left[\Omega.\frac{mm^2}{m}\right]$$

$$R_{Ac}(20\,°C) = \frac{0{,}15\left[\Omega.\frac{mm^2}{m}\right]}{50\,[mm]^2}.\frac{1000\,[m]}{1\,[km]} = 3\left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$R_{Ac}(80\,°C) = 3\left[\frac{\Omega}{km}\right].\left(1 + 0{,}0042\left(\frac{1}{°C}\right).(80\,°C - 20\,°C)\right) = 3{,}756\left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

Adicionalmente, se calculó su GMR utilizando los datos de la tabla 4.2.1.1:

$$GMR = 4{,}5\,[mm]\,.\;0{,}726 = 3{,}27\,[mm]$$

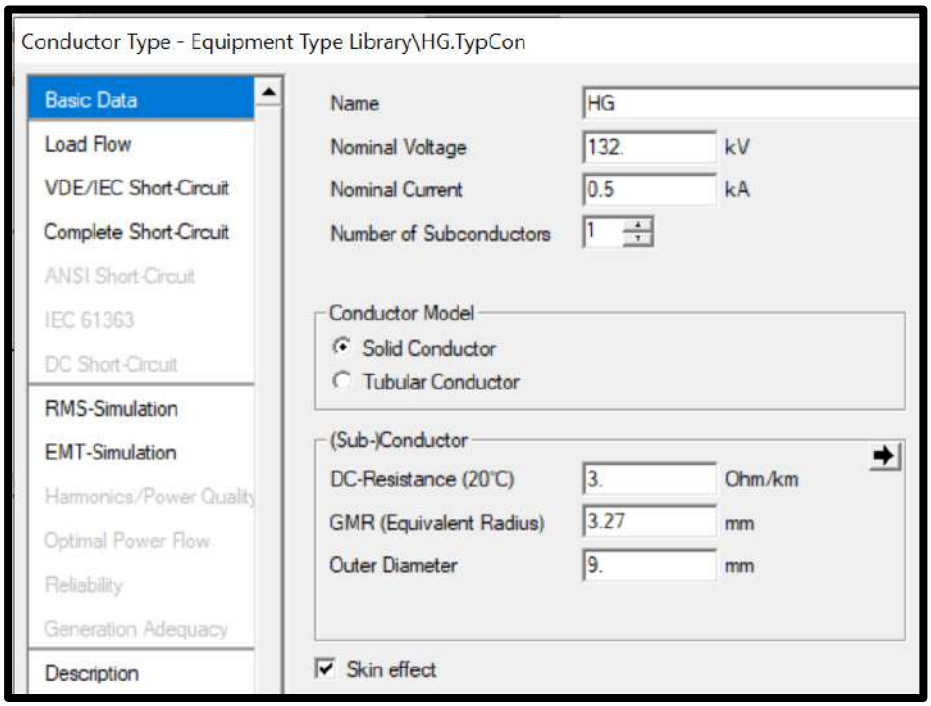


Figura 4.2.1.7- Datos básicos de conductor de guardia.

En el software DIgSILENT, se requiere especificar un valor de corriente nominal para el hilo de guardia. Dado que, en condiciones normales de operación del sistema, este conductor no conduce corriente, se estableció un valor de referencia arbitrario en la sección "Nominal Current" (corriente nominal), tal como se muestra en la Figura 4.2.1.7. Por esta razón, no fue necesario ingresar datos relacionados con el flujo de carga ni con el cálculo de cortocircuito para este elemento.

4.2.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE API

El cable API es un conductor que contiene en su interior un conjunto de componentes, incluyendo un conductor de cobre de tipo anular, un papel semiconductor, aislamiento de papel impregnado, un papel metalizado, un forro de plomo, un fleje de acero inoxidable magnético y una cubierta de yute con asfalto o de cloruro de polivinilo [12].

Para modelar la línea subterránea, se empleó el elemento “Cable Definition” (definición de cable), ya que este permite describir las características constructivas del cable y considerar el acoplamiento magnético entre fases en función de su disposición geométrica [10].

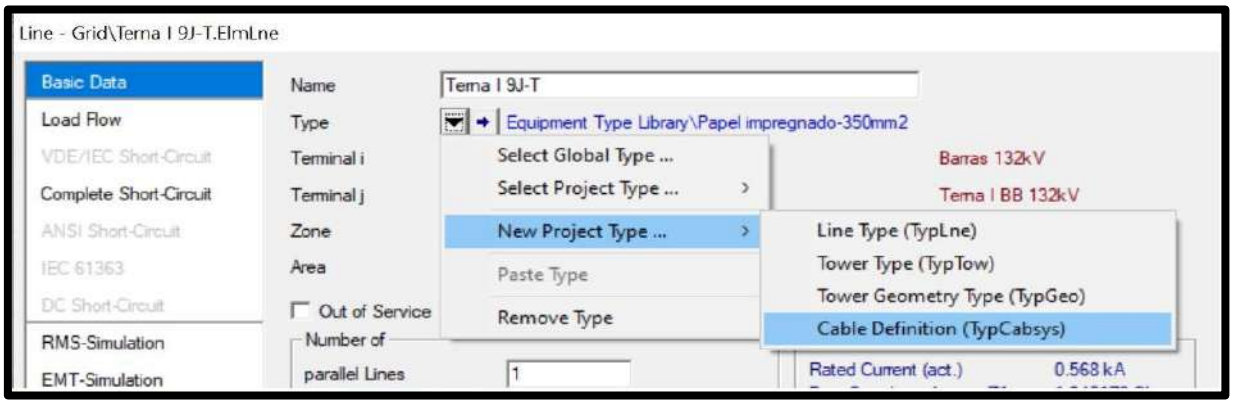


Figura 4.2.2.1- Modelo de línea tipo “Cable Definition”.

Análogamente a lo realizado en el modelado de la línea aérea, en primera instancia se ingresaron los parámetros correspondientes a la pestaña “Basic Data”, que incluyen la frecuencia nominal y la resistividad del terreno, tal como se detalla en la figura 4.2.2.2. Se determinan las coordenadas geométricas de los cables, los cuales están enterrados directamente, por lo que en la sección “Buried” (enterrado) se seleccionó la opción “Direct in Ground” (directo en tierra).

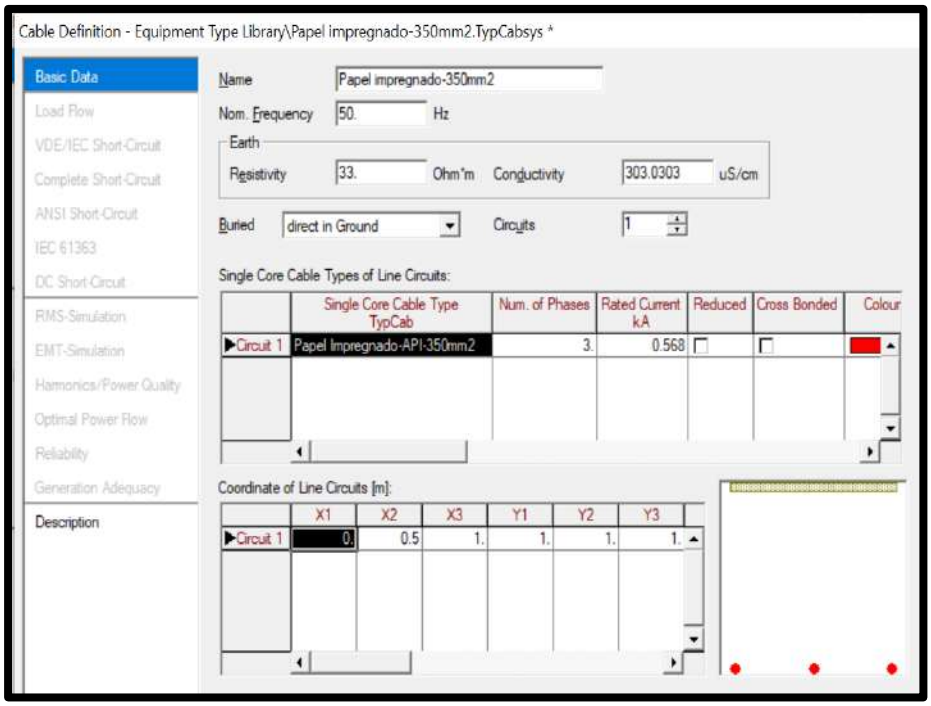


Figura 4.2.2.2- Datos básicos de cable subterráneo.

Posteriormente, se definieron las características constructivas del cable dentro del elemento “Single Core Cable Type (TypCab)” (cable unipolar).

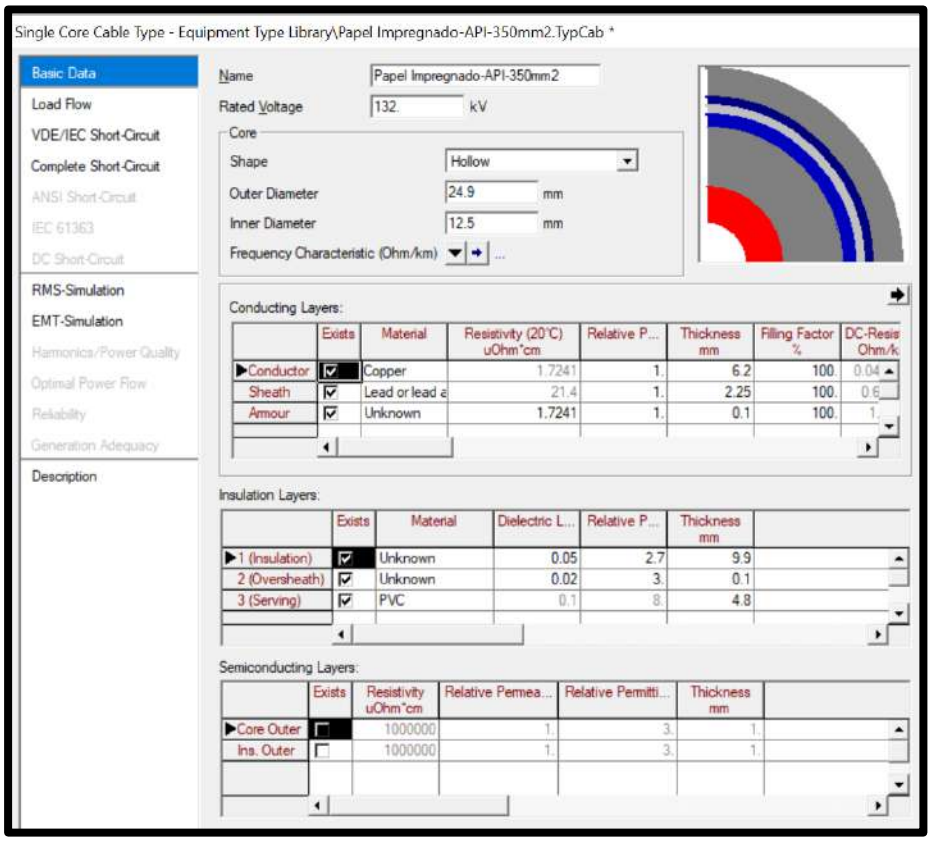


Figura 4.2.2.3- Datos básicos de tipo de cable “Single Core”.

Con base en la información presentada en la Sección 4.1, se construyó la tabla 4.2.2.1, que muestra las dimensiones de las distintas partes del conductor ingresadas como datos de entrada en el software.

Identificación en ventana	Elemento del cable	Dimensión [mm]
Outer diameter	Diámetro exterior de conductor	24,9
Inner diameter	Diámetro interior de conductor	12,5
Conductor	Espesor de conductor	6,2
Sheath	Espesor de pantalla	0,5
Armour	Espesor de armadura	2,25
Insulation	Espesor de aislación	9,4
Oversheath	Envoltura de pantalla	0,1
Serving	Espesor de cubierta exterior	4,9

Tabla 4.2.2.1- Dimensiones de los elementos del cable.

Las capas semiconductoras del cable no se incluyeron en el modelado, ya que no se dispone de esta información y su ausencia no afecta sustancialmente los parámetros eléctricos del conductor en las simulaciones de fenómenos transitorios. En cuanto a la envoltura de la pantalla, se asignó un valor despreciable, dado que el conductor

carece de este elemento. Además, si la opción 'Exists' (existe) no está marcada, la armadura no puede ser considerada por el software. Asimismo, se seleccionaron los materiales conocidos para los elementos "Serving" (cubierta), "Conductor" (conductor) y "Armour" (armadura), tal como se observa en la Figura 4.2.2.3.

4.2.3 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE XLPE

El modelado de la línea subterránea con cable XLPE se realizó de forma análoga al de la línea subterránea con cable API, es decir, utilizando el tipo “Cable Definition”. En la pestaña “Basic Data”, se ingresaron las coordenadas geométricas de los cables y los datos correspondientes al terreno.

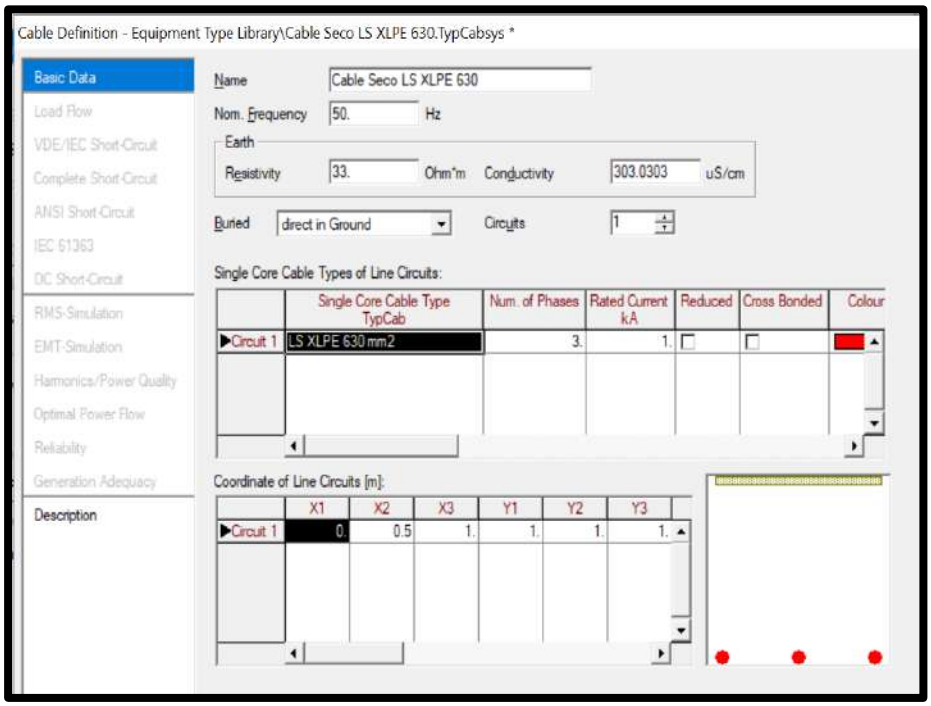


Figura 4.2.3.1- Datos básicos de cable XLPE.

Posteriormente, se definieron las características constructivas del cable empleando los datos disponibles (Figura 4.2.3.2), tal como se realizó anteriormente para el cable API.

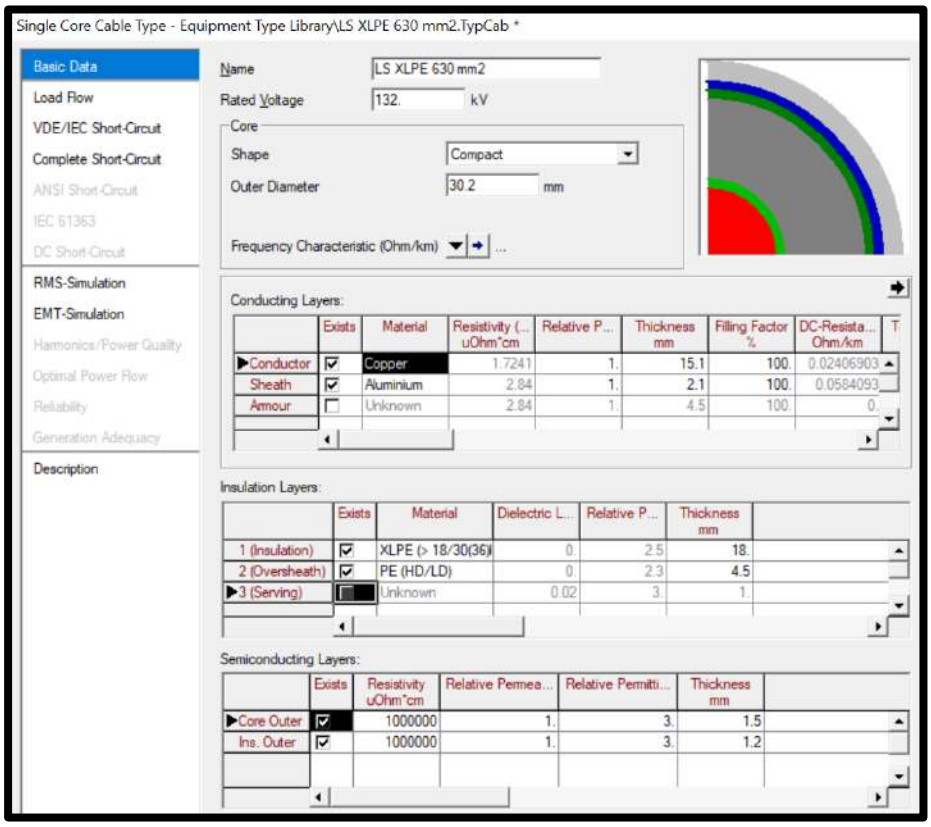


Figura 4.2.3.2- Definición de características constructivas cable XLPE.

4.2.4 CENTRAL 9 DE JULIO Y CONEXIONADO CON EL SADI

Como se indicó en la introducción de esta sección, los generadores de la Central 9 de Julio y su conexión al SADI fueron modelados como una red acometida mediante el uso del elemento “External Grid” (red externa). Este elemento permite simular una red externa como una fuente de tensión con una impedancia interna, replicando las características de una máquina síncrona [10].

Central 9 de Julio

Con los datos recopilados, inicialmente se determinó la relación R/X de la acometida de la siguiente forma:

$$tg\varphi = \frac{X}{R} \rightarrow \frac{1}{tg\varphi} = \frac{R}{X} \rightarrow \frac{R}{X} = \frac{1}{tg(78)} = 0{,}21$$

Luego, se ingresaron los datos correspondientes a la sección de cálculo de cortocircuito “Complete Short-Circuit” (Figura 4.2.4.1.).

Los valores mínimos de potencia y corriente de cortocircuito se calcularon como un 10% menos que los valores máximos, considerando un factor de tensión $C = 0.9$, en cumplimiento con la norma AEA 90909 [13]. Además, las relaciones de impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar se adoptaron según valores estándar debido a la falta de información específica.

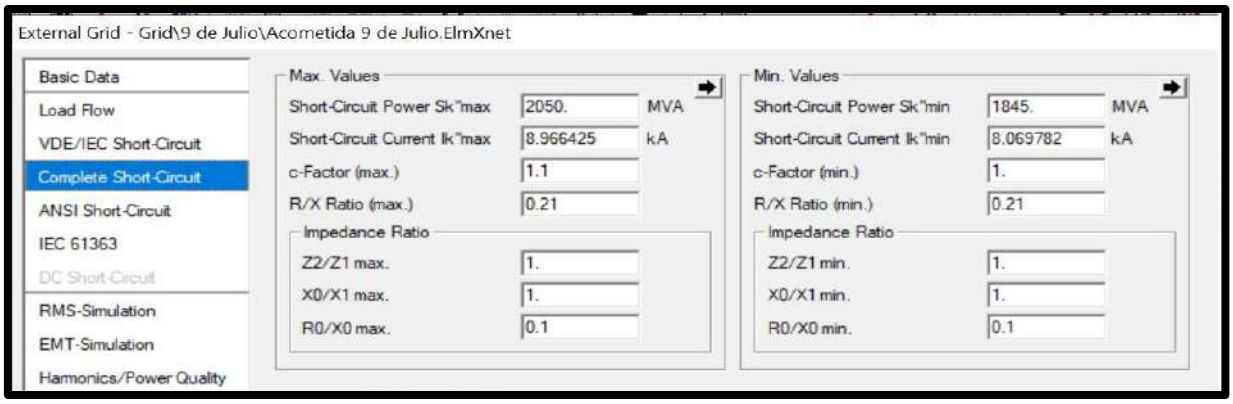


Figura 4.2.4.1- Datos para cálculo de cortocircuito.

En cuanto a los parámetros de la sección “Load Flow", se optó por la opción "PV" para el tipo de barras, ya que estas mantienen constante el nivel de tensión. El valor de tensión se ajustó mediante la opción "Bus Target Voltage", fijándose en el valor nominal de tensión de la barra a la que está conectada, es decir, 132 [kV]. Los demás parámetros se mantienen con los valores por defecto.

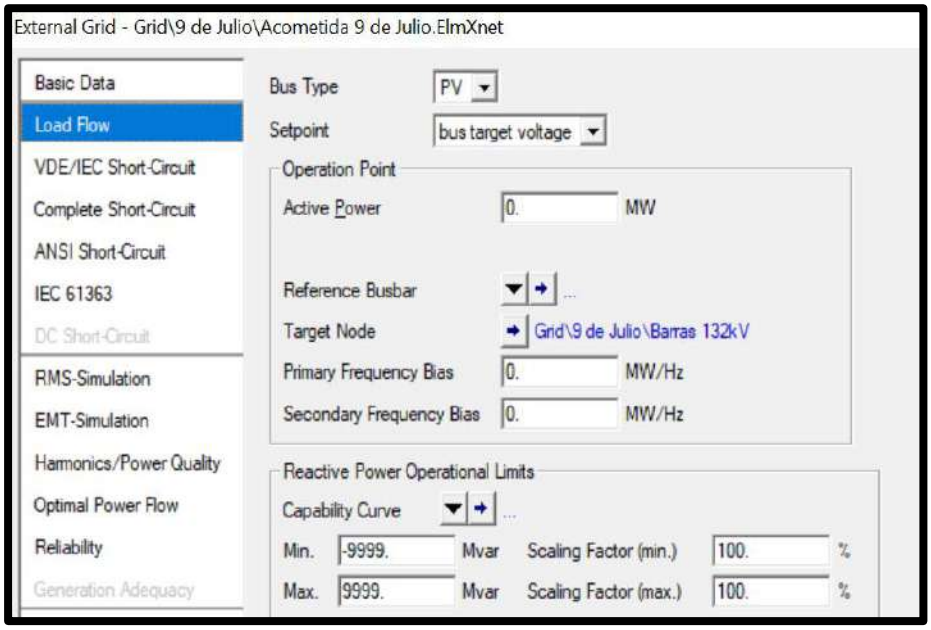


Figura 4.2.4.2- Datos de cálculo del flujo de carga.

Conexionado con el SADI

De manera similar a lo efectuado para el modelado de la Central 9 de Julio, la relación R/X de la acometida de la E.T Mar del Plata se determinó de la siguiente manera:

$$tg\varphi = \frac{X}{R} \rightarrow \frac{1}{tg\varphi} = \frac{R}{X} \rightarrow \frac{R}{X} = \frac{1}{tg(-78)} = 0{,}21$$

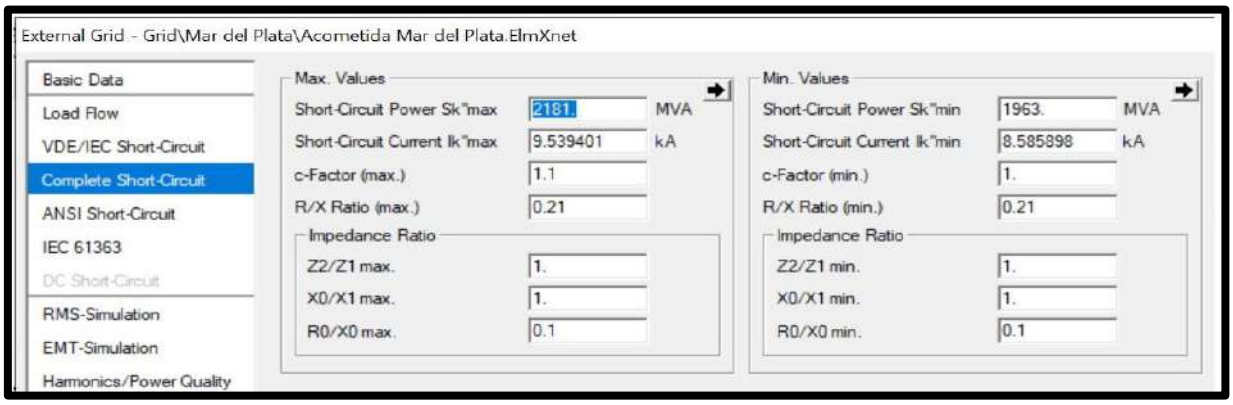


Figura 4.2.4.3- Datos de cálculo de cortocircuito.

Los parámetros de cortocircuito y flujo de carga se ingresaron siguiendo los mismos criterios utilizados para la Central 9 de Julio, asegurando consistencia en el modelado.

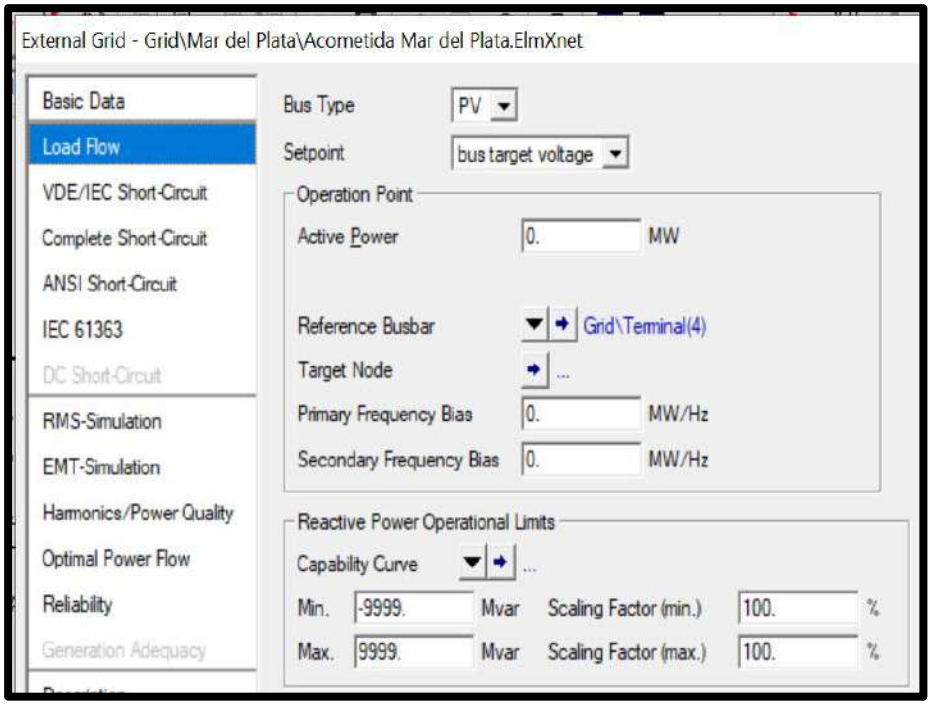


Figura 4.2.4.4- Datos para cálculo de flujo de carga.

4.2.5 TRANSFORMADORES 44/44/15 [MVA]

Para modelar los transformadores del sistema, se utilizó el elemento “3 Winding Transformer” (transformador de tres devanados). En primer lugar, se ingresaron los datos de potencia nominal, grupo de conexión, tensiones de cortocircuito y pérdidas en el cobre en la sección “Basic Data”, tal como se ilustra en la Figura 4.2.5.1.

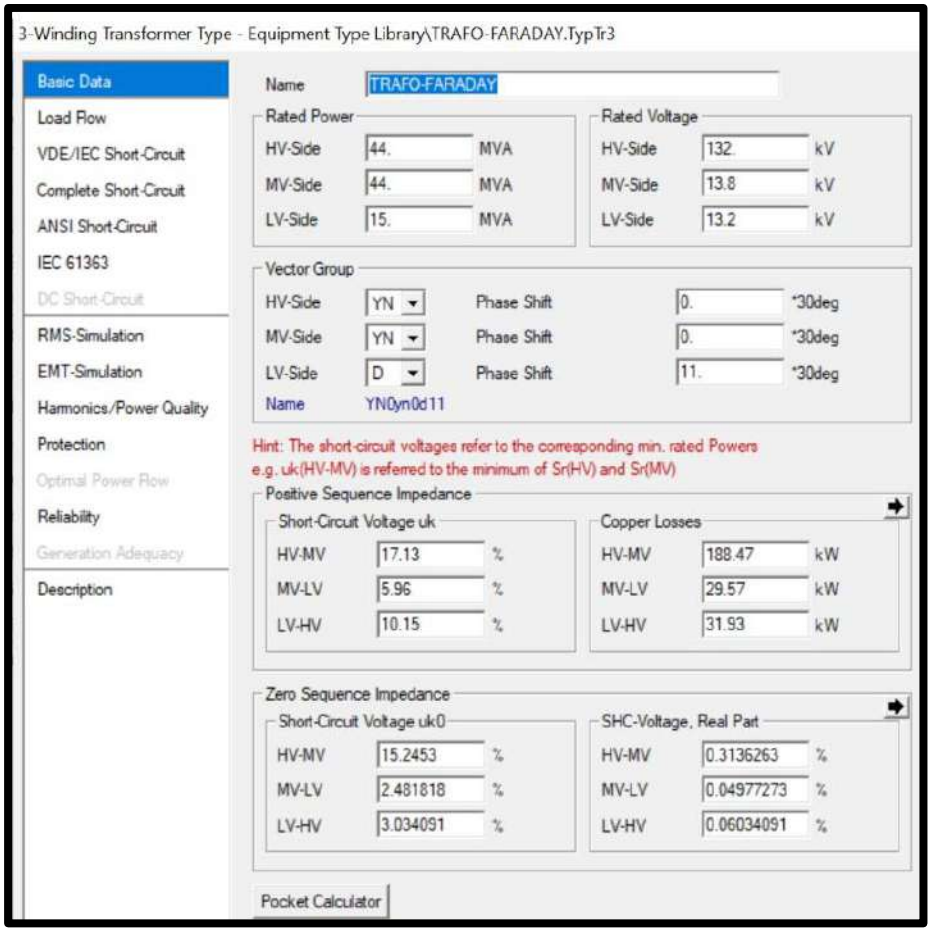


Figura 4.2.5.1- Datos básicos transformador modelado.

Para determinar las impedancias equivalentes en estrella de secuencia cero, se empleó la herramienta “Pocket Calculator” (calculadora de bolsillo). Esta herramienta realiza automáticamente los cálculos a partir de tres mediciones realizadas durante el ensayo de impedancia homopolar del transformador (Figura 4.1.7). Las mediciones solicitadas corresponden a los casos de corriente inyectada en los terminales de AT con los terminales de media tensión en vacío (“Current injected at HV terminal with MV terminal open”), corriente inyectada en los terminales de media tensión con los

terminales de AT en vacío (“Current injected at MV terminal with HV terminal open”) y corriente inyectada en los terminales de AT con los terminales de media tensión en cortocircuito (“Current injected at HV terminal with MV terminal shorted”).

Los resultados de estas mediciones deben ser ingresados en la herramienta expresados en porcentaje, utilizando como referencia la potencia nominal del transformador (44[MVA]), como se muestra en la Figura 4.2.5.2.

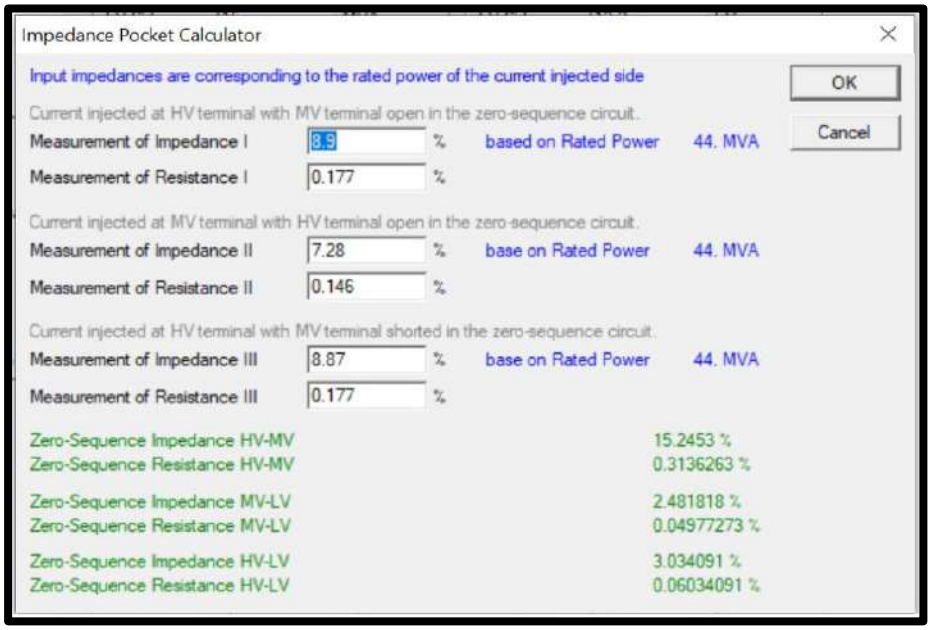


Figura 4.2.5.2 – Herramienta “Pocket Calculator”.

Las impedancias obtenidas en el ensayo se encuentran expresadas de esta forma, sin embargo, los valores de resistencia no lo están. Por lo tanto, se realizaron los cálculos necesarios para ajustarlos conforme a lo requerido.

A partir de la Figura 4.1.5, se extrajo el valor promedio de la resistencia de los arrollamientos de alta y media tensión:

$$R_{AT} = \frac{0{,}7039\ [\Omega] + 0{,}7043\ [\Omega] + 0{,}7056\ [\Omega]}{3} = 0{,}7046\ [\Omega]$$

$$R_{MT} = \frac{0{,}006294\ [\Omega] + 0{,}006336\ [\Omega] + 0{,}006378\ [\Omega]}{3} = 0{,}006336\ [\Omega]$$

Los valores de impedancia base resultan:

$$S_b = 44\ [MVA]\ U_{b-HV} = 132\ [kV]\ U_{b-MV} = 13{,}8\ [kV]$$

$$Z_{b-HV} = \frac{{U_{b-HV}}^2}{S_b} = \frac{(132\ [kV])^2}{44\ [MVA]} = 396\ [\Omega]$$

$$Z_{b-MV} = \frac{{U_{b-MV}}^2}{S_b} = \frac{(13{,}8\ [kV])^2}{44\ [MVA]} = 4{,}328\ [\Omega]$$

Se obtiene entonces:

$$R_I = R_{III} = R_{AT}[\%] = \frac{0{,}7046\ [\Omega]}{396\ [\Omega]}\ 100 = 0{,}177\ \%$$

$$R_{II} = R_{MT}[\%] = \frac{0{,}006336\ [\Omega]}{4{,}328\ [\Omega]}\ 100 = 0{,}146\ \%$$

Una vez ingresados estos parámetros en la herramienta, los resultados se generan automáticamente y se visualizan tanto dentro de la herramienta (parte inferior de la Figura 4.2.5.2) como en la sección "Basic Data" (parte inferior de la Figura 4.2.5.1).

Con los parámetros cargados en la sección "Basic Data", se procede a completar los datos correspondientes a la sección "Load Flow" (Figura 4.2.5.3). Se ingresaron los valores de corriente y pérdidas en vacío, a partir de los cuales el programa calcula automáticamente la impedancia de magnetización. La corriente de magnetización se calculó utilizando la ecuación 4.2.2.1, detallada en la referencia técnica del manual del software [10].

$$i_o = \frac{I_o}{I_{r,MV}} . \frac{S_{rT,MV}}{S_{ref}} .100 \qquad 4.2.5.1$$

Donde:

- I_o es la corriente de vacío medida en el lado de media tensión
- $S_{rT,MV}$ es la potencia aparente nominal del lado de media tensión
- S_{ref} es la potencia de referencia, la cual en el software coincide con la potencia nominal del lado de media tensión.
- $I_{r,MV}$ es la corriente nominal del lado de media tensión.

Reemplazando con los valores del ensayo de vacío indicados en la Sección 4.1, se obtiene:

$$i_o = \frac{1{,}63\ [A]}{\frac{44[MVA]}{\sqrt{3}.13{,}8\ [kV]}} . \frac{44\ [MVA]}{44\ [MVA]} .100 = 0{,}08854\%$$

El ensayo de vacío se realizó en el devanado de media tensión, por lo que en el parámetro “Position” (posición) se seleccionó “MV-Side” (lado de media tensión).

Posteriormente, se ingresaron los datos correspondientes al regulador de tomas bajo carga del transformador: regulación [%], posición neutral, posición mínima y máxima. La regulación se determinó utilizando los datos obtenidos del ensayo de relación de transformación (Figura 4.1.4), en el que se estableció la relación de transformación para cada posición del conmutador. Con base en estos datos, se elaboró la Tabla 4.2.5.1.

Posición	Relación teórica	U_{at} [kV]
1	10,54	139,128
2	10,42	137,544
3	10,29	135,828
4	10,18	134,376
5	10,069	132,9108
6	9,944	131,2608
7	9,818	129,5976
8	9,704	128,0928
9	9,59	126,588
10	9,465	124,938
11	9,34	123,288
12	9,215	121,638
13	9,089	119,9748
14	8,975	118,47
15	8,862	116,9784
16	8,737	115,3284
17	8,612	113,6784
18	8,497	112,1604
19	8,383	110,6556
20	8,259	109,0188
21	8,133	107,3556

Tabla 4.2.5.1. – Relación de transformación para cada posición del conmutador.

Por lo tanto, la regulación resulta:

$$Regulación[\%] = \frac{Rango}{Número\ de\ posiciones\ .\ U_N}.100\% = \frac{(139{,}128[kV] - 107.3556[kV])}{20.132[kV]}.100\% = 1{,}2[\%]$$

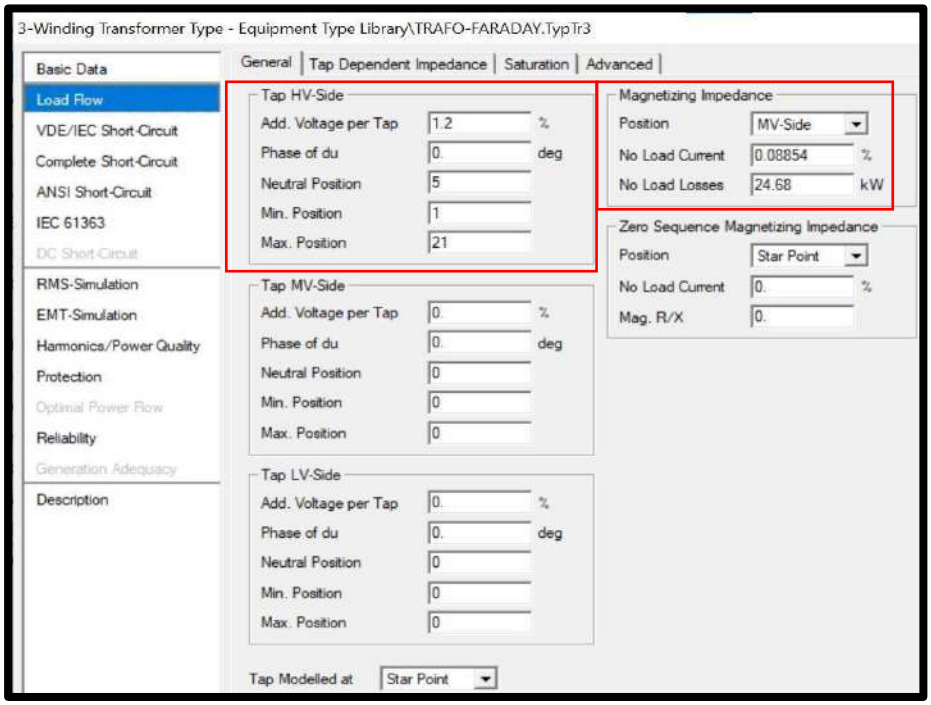


Figura 4.2.5.3 – Datos generales de flujo de carga.

Permaneciendo aún en la sección "Load Flow", en la pestaña "Saturation" (saturación), se ingresaron los datos del ensayo de construcción de la curva de saturación del transformador. Se cargaron los pares de valores de corriente [%] y tensión [p.u.] obtenidos en el ensayo realizado sobre los arrollamientos de media tensión (Figura 4.1.8).

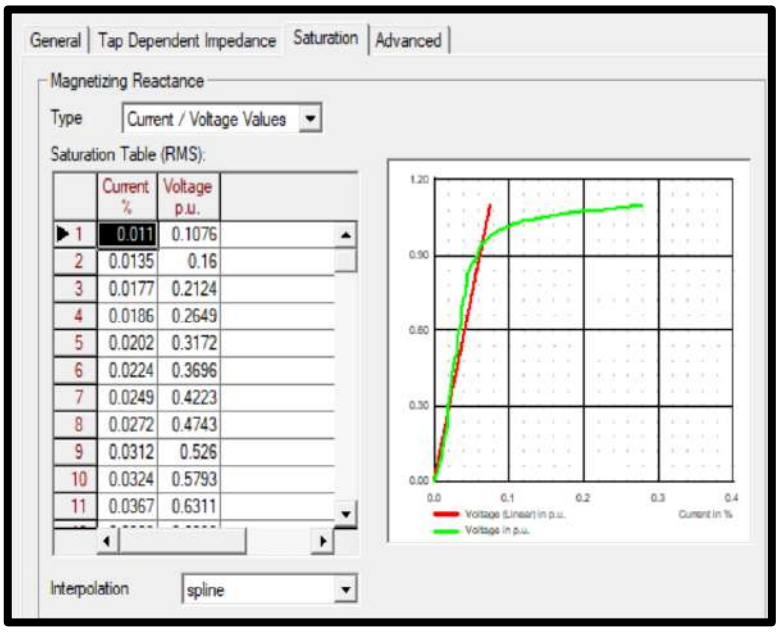


Figura 4.2.5.4 – Curva de magnetización.

Se conoce que la puesta a tierra del centro de estrella de AT es del tipo rígida, lo que implica un valor de resistencia cercano a cero. Asimismo, se sabe que la conexión del centro de estrella de media tensión se realiza mediante una reactancia de 3 [Ω]. Con esta información, se ingresaron los valores correspondientes en el apartado "Grounding/Neutral conductor" (puesta a tierra/conductor neutro) de los datos básicos.

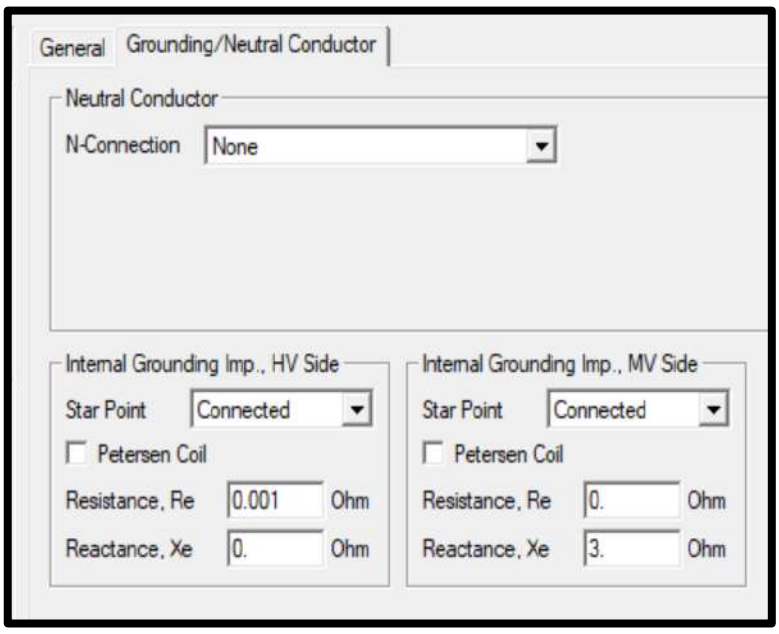


Figura 4.2.5.5 – Conexión a tierra de los centros de estrella.

Por último, se ingresaron los valores de capacitancias en la pestaña “Advanced” (avanzado) dentro de la sección “Load Flow” (Figura 4.2.5.9).

Para poder ingresar estos valores, es necesario comprender el ensayo mediante el cual se determinaron la capacitancia y la tangente delta de los arrollamientos (Figura 4.1.6). Se utilizó un puente de Schering como instrumento de medición, que emplea una tensión de ensayo de 10[kV] y cuyo circuito equivalente monofásico se muestra en la Figura 4.2.5.6, donde C_x representa la capacitancia a medir.

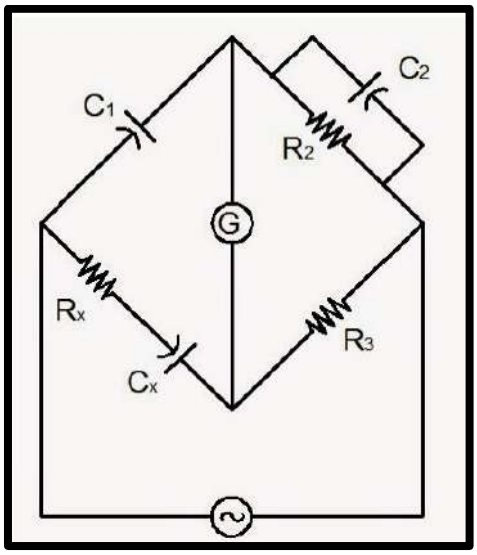


Figura 4.2.5.6 – Puente de Schering.

La tabla de la Figura 4.1.6 detalla, en su primera columna, las configuraciones correspondientes a cada medición. Por ejemplo, en la primera configuración, identificada como "AT/MT+BT+cuba", se aplicó la tensión de ensayo al devanado de alta tensión (AT), mientras que los devanados de media (MT) y baja tensión (BT), junto con la cuba del transformador, se conectaron a tierra. En esta disposición, la medición resultante corresponde a la suma de tres capacitancias en paralelo: la capacitancia entre el devanado de alta y media tensión (CAM), la capacitancia entre el devanado de alta y baja tensión (CAB) y la capacitancia entre el devanado de alta tensión y tierra (CAT). Este esquema se ilustra en la Figura 4.2.5.8.

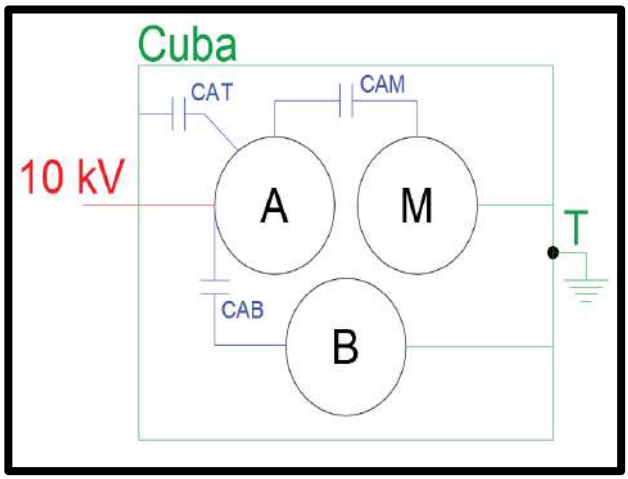


Figura 4.2.5.7 – Medición de capacitancia mediante puente Schering.

Repitiendo este análisis para las demás configuraciones del ensayo, se obtiene el siguiente sistema de seis ecuaciones con seis incógnitas:

$$CAT + CAM + CAB = 10204\ [pF]$$

$$CMT + CAM + CMB = 19608\ [pF]$$

$$CBT + CAB + CMB = 18450\ [pF]$$

$$CAT + CMT + CAB + CMB = 29412\ [pF]$$

$$CAT + CBT + CAM + CMB = 14205\ [pF]$$

$$CAT + CMT + CBT = 12107\ [pF]$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones, se obtienen los valores individuales de las distintas capacitancias del transformador (Figura 4.2.5.8):

$$CAT = 2779\ [pF]\ \ CAM = 200\ [pF]\ \ CAB = 7225\ [pF]\ \ CMT = 8755\ [pF]$$

$$CMB = 10653\ [pf]\ \ CBT = 573\ [pF]$$

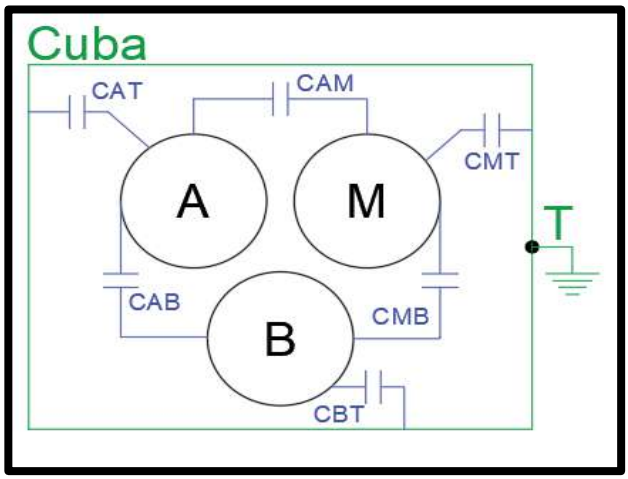


Figura 4.2.5.8 – Capacitancias de transformador.

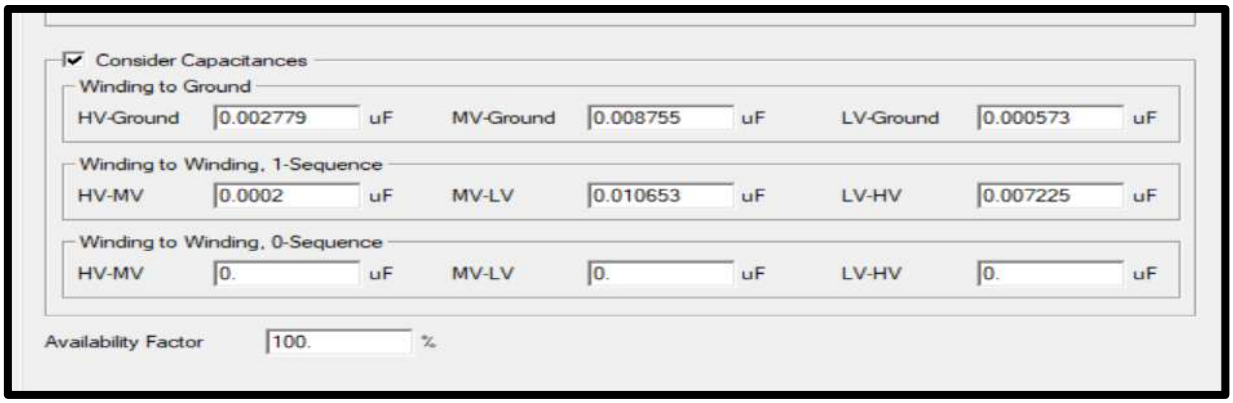


Figura 4.2.5.9 – Capacitancias de transformador en DIgSILENT.

Es relevante señalar que los datos necesarios para el software en la sección de cálculo de cortocircuito "Complete Short-Circuit" son exactamente los mismos que se introdujeron en la sección de flujo de carga "Load Flow", tal como se muestra en la Figura 4.2.5.10. Por lo tanto, no fue necesario realizar ninguna carga adicional de parámetros.

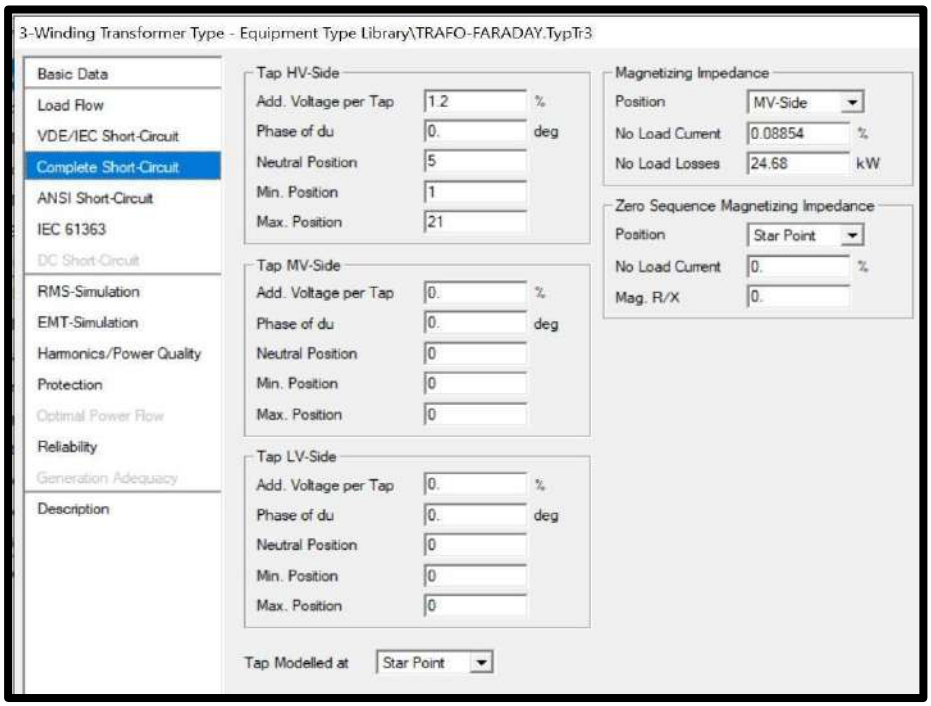


Figura 4.2.5.10 – Datos para cálculo de cortocircuito.

4.2.6 TRANSFORMADOR 55/55/20 [MVA]

El modelado de estos transformadores se realizó de manera análoga a lo descrito en la sección anterior para los transformadores de 44/44/15 [MVA].

En primera instancia se ingresaron los datos correspondientes a la sección “Basic Data”.

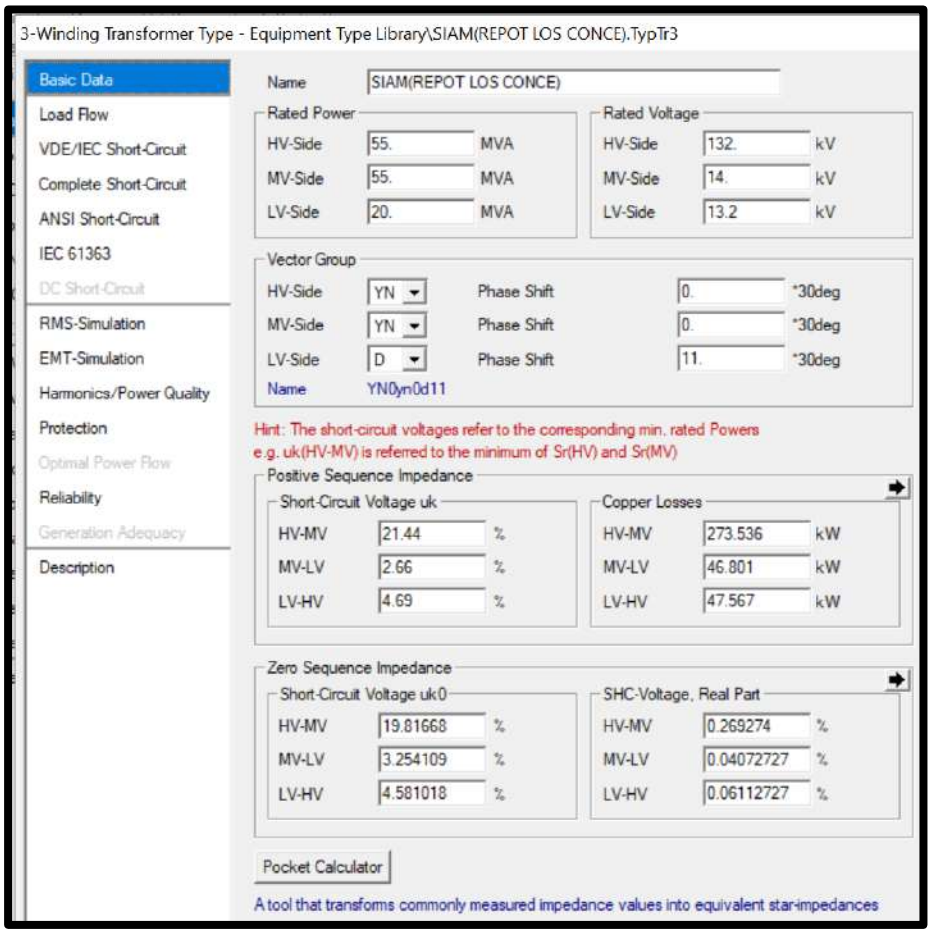


Figura 4.2.6.1. Datos básicos del transformador.

A continuación, se utilizó la herramienta "Pocket Calculator" (Figura 4.2.6.2) para calcular las impedancias equivalentes en estrella de secuencia cero, a partir de tres mediciones realizadas durante el ensayo de impedancia homopolar (Figura 4.1.12):

- Corriente inyectada en terminales de AT con los terminales de media tensión abiertos. Valor medido $Z_{h1} = 39{,}91\ [\Omega]$
- Corriente inyectada en terminales de media tensión con los terminales de AT abiertos. Valor medido $Z_{h2} = 0{,}3189\ [\Omega]$
- Corriente inyectada en terminales de alta tensión con los terminales de media tensión cortocircuitados. Valor medido $Z_{h3} = 39{,}645\ [\Omega]$

Dado que la herramienta requiere valores porcentuales, se utilizó una potencia base de 55 [MVA] y una tensión base de 132 [kV] en las mediciones donde la corriente se inyecta en los terminales de AT, mientras que se empleó un valor base de 14[kV] en

los casos en que la inyección se realiza en los terminales de media tensión. De esta manera, se obtuvieron los siguientes resultados:

$$S_{base} = 55\ [MVA]\ ;\ U_{base-AT} = 132\ [kV]\ \rightarrow\ I_{base-AT} = \frac{55\ [MVA]}{\sqrt{3}\ 132\ [kV]} = 240{,}56\ [A]$$

La impedancia base resulta:

$$Z_{base-AT} = \frac{(132000[V])^2}{55000000\ [VA]} = 316{,}8\ [\Omega]$$

Luego, los valores porcentuales son:

$$Z_{h1} = \frac{39{,}91\ [\Omega]}{316{,}8\ [\Omega]}\ .100 = 12{,}5978\ \%$$

$$Z_{h3} = \frac{39{,}645\ [\Omega]}{316{,}8\ [\Omega]}\ .100 = 12{,}5142\ \%$$

En el caso de la medición de Z_{h2} se tiene:

$$S_{base} = 55\ [MVA]\ \ U_{base-MT} = 14\ [kV]\ \rightarrow\ I_{base-MT} = \frac{55\ [MVA]}{\sqrt{3}\ 14\ [kV]} = 2268{,}16\ [A]$$

$$Z_{base-MT} = \frac{(14000[V])^2}{55000000\ [VA]} = 3{,}564\ [\Omega]$$

Resulta entonces:

$$Z_{h2} = \frac{0{,}3189\ [\Omega]}{3{,}564\ [\Omega]}\ .100 = 8{,}948\ \%$$

El programa también solicita los valores de las resistencias medidas en porcentaje. Tomando los valores medios de los resultados del ensayo de medición de resistencia (Figura 4.1.9), se obtienen los siguientes valores:

$$R_{h1} = \frac{0{,}5295\ [\Omega] + 0{,}5363\ [\Omega] + 0{,}5323\ [\Omega]}{3} = 0{,}5327\ [\Omega] = R_{h3}$$

$$R_{h2} = \frac{0{,}003994\ [\Omega] + 0{,}003975\ [\Omega] + 0{,}004017\ [\Omega]}{3} = 0{,}003994\ [\Omega]$$

Los valores porcentuales resultan entonces:

$$R_{h1} = R_{h3} = \frac{0{,}5327\ [\Omega]}{316{,}8\ [\Omega]}\ 100 = 0{,}168\%$$

$$R_{h2} = \frac{0{,}003994\ [\Omega]}{3{,}5636\ [\Omega]}\ 100 = 0{,}112\%$$

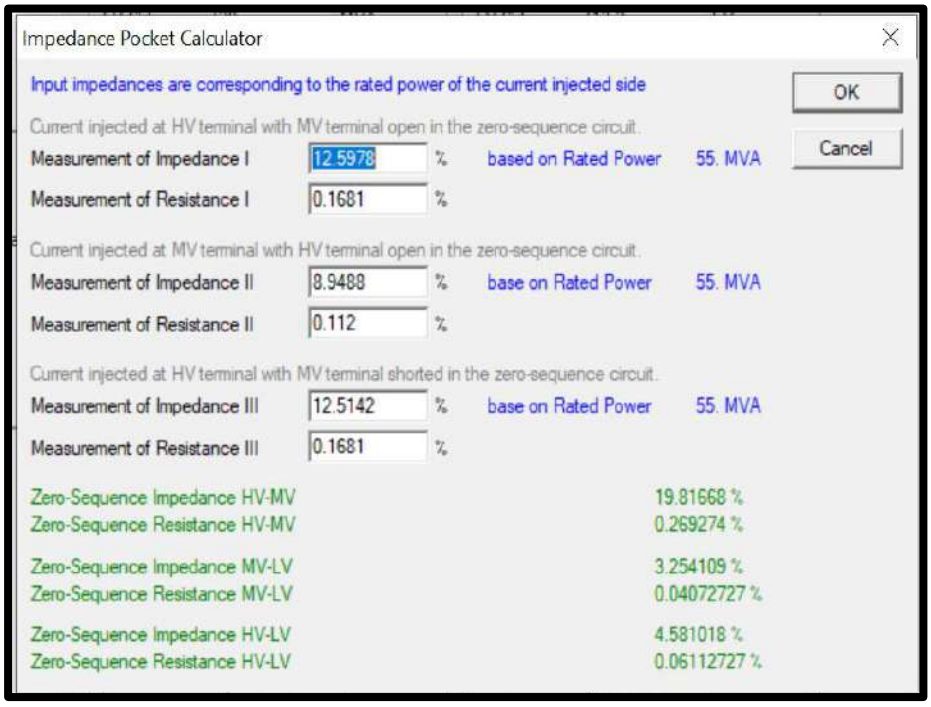


Figura 4.2.6.2- Herramienta “Pocket Calculator”.

Posteriormente, se cargaron los datos correspondientes a la sección “Load Flow” (regulación de tensión, corriente y pérdidas en vacío).

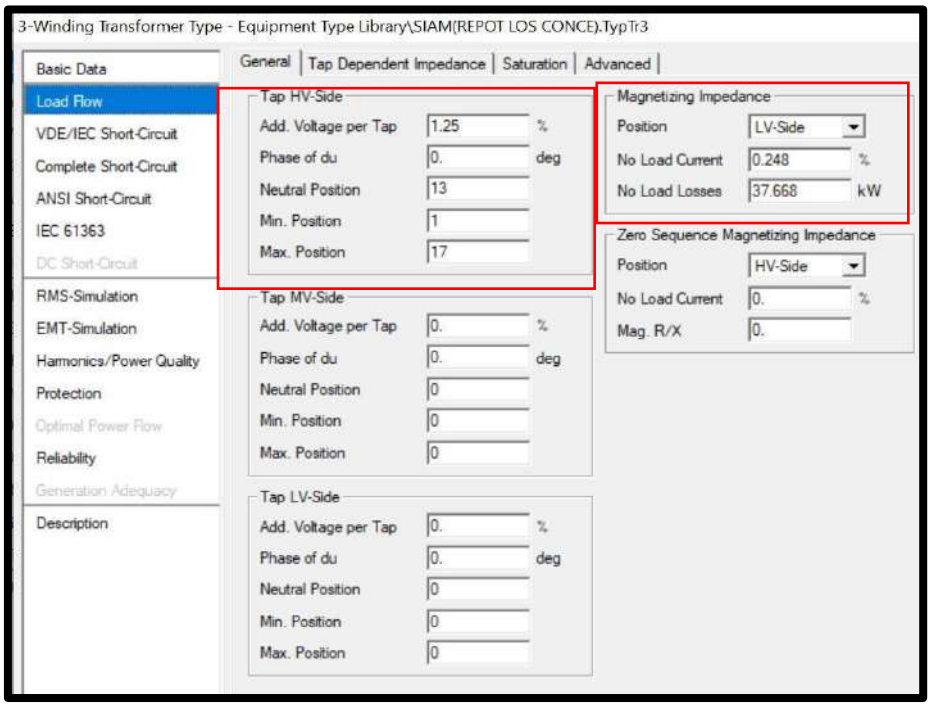


Figura 4.2.6.3- Datos generales de flujo de carga.

La corriente de magnetización fue calculada mediante la ecuación 4.2.5.1, referenciada en la sección anterior:

$$i_o = \frac{I_o}{I_{r,LV}} . \frac{S_{rT,LV}}{S_{ref}} .100$$

Resulta entonces:

$$i_o = \frac{5{,}984\ [A]}{\frac{20\ [MVA]}{\sqrt{3}\,.\,13{,}2\ [kV]}} . \frac{20\ [MVA]}{55\ [MVA]} .100 = 0{,}248\%$$

El ensayo de vacío se realizó en el devanado de media tensión, por lo tanto, en el parámetro “Position” (posición) se seleccionó “LV-Side” (lado de baja tensión).

Para determinar la regulación de tensión por toma se utilizaron los datos correspondientes al ensayo de relación de transformación (Figura 4.1.10):

$$Regulación[\%] = \frac{Rango}{Número\ de\ posiciones\ .\ U_N} . 100\% = \frac{(138{,}6[kV] - 112{,}2[kV])}{16.132[kV]} . 100\% = 1{,}25[\%]$$

A diferencia de lo realizado en el modelado de los transformadores de 44/44/15 [MVA], en este caso no se dispone del ensayo de construcción de la curva de saturación. Por

lo tanto, en la pestaña "Saturation", los parámetros permanecen en sus valores por defecto.

Finalmente, se ingresaron los valores de capacitancia en la pestaña "Advanced" dentro de la sección “Load Flow” (Figura 4.2.5.10).

Estos valores se obtuvieron a partir del ensayo de tangente delta (Figura 4.1.11), donde "CHG" corresponde a la capacitancia medida entre el devanado de alta tensión y tierra, "CHL" a la capacitancia entre el devanado de alta y media tensión, "CLG" a la capacitancia entre el devanado de media tensión y tierra, "CLT" a la capacitancia entre el devanado de media tensión y el tercer devanado conectado en triángulo, "CTG" a la capacitancia entre el tercer devanado y tierra, y "CTH" a la capacitancia entre el tercer devanado y el devanado de alta tensión.

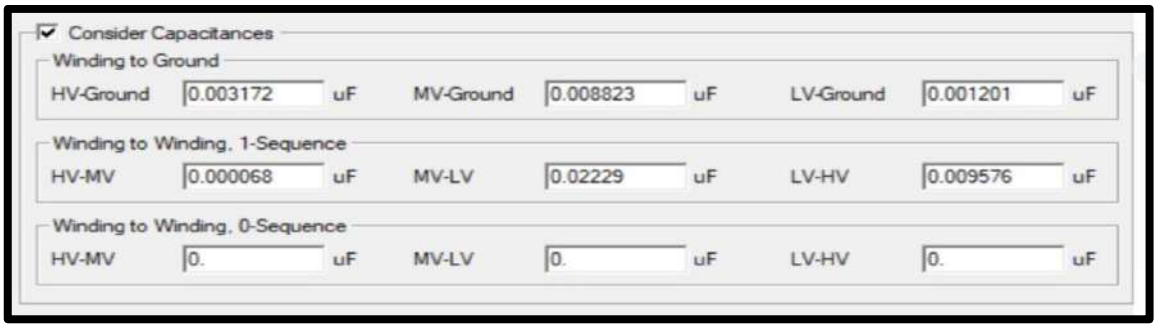


Figura 4.2.6.4- Capacitancias del transformador en DIgSILENT.

4.3 MODELO DEL SISTEMA EN ATPDRAW

A diferencia de DIgSILENT, el software ATPDraw no dispone de elementos que permitan modelar una subestación completa mediante bloques prediseñados. Por lo tanto, fue necesario insertar individualmente los componentes del sistema de subtransmisión sobre un diagrama unifilar, como se ilustra en la Figura 4.3.1.

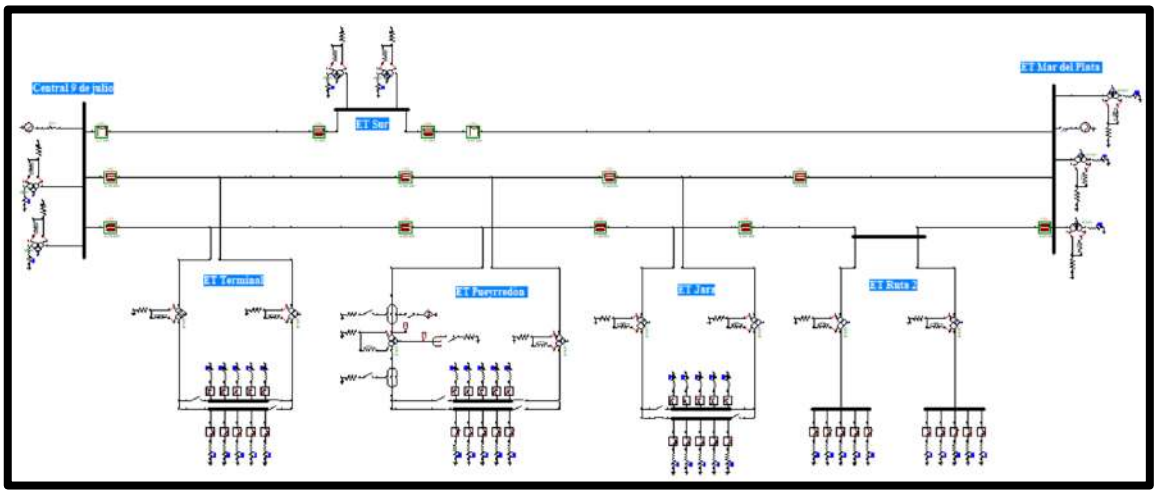


Figura 4.3.1 - Sistema de subtransmisión de 132 [kV] de Mar del Plata.

4.3.1 LÍNEA AÉREA

Para modelar las líneas aéreas y subterráneas, se empleó la herramienta "LCC Object" (objeto LCC). Este recurso permite especificar los datos geométricos y materiales de la línea o cable, y calcula automáticamente los parámetros eléctricos asociados. Además, no presenta restricciones respecto al número de fases o conductores que pueden modelarse [14].

La configuración del objeto LCC consta de dos secciones principales: “Model” (modelo) y “Data” (datos), como se muestra en la Figura 4.3.1.1. En la pestaña “Model”, se definen los parámetros básicos de la línea, tales como nombre, tipo, número de fases, unidad de medida, entre otros. Para las líneas aéreas del sistema, se seleccionó el tipo "Overhead Line" (línea aérea). Adicionalmente, se configuraron los parámetros estándar de la línea, como resistividad del terreno, frecuencia y longitud, y al elegir el tipo del modelo se optó por "Bergeron", que emplea un enfoque basado en la propagación de ondas viajeras con parámetros distribuidos constantes. Este modelo es adecuado tanto para análisis de estado estable como transitorios, por lo que resulta conveniente para este trabajo [15].

En la pestaña "Data" (ver Figura 4.3.1.2), se ingresaron las coordenadas geométricas de la línea, tomando como referencia el nivel del suelo debajo de la fase izquierda para establecer el centro de coordenadas (ver Figura 4.1.1). Además, se introdujeron las características eléctricas y geométricas del conductor, como resistencia, radio

interno y externo. Es importante señalar que la fase cero hacía referencia al conductor de hilo de guarda.

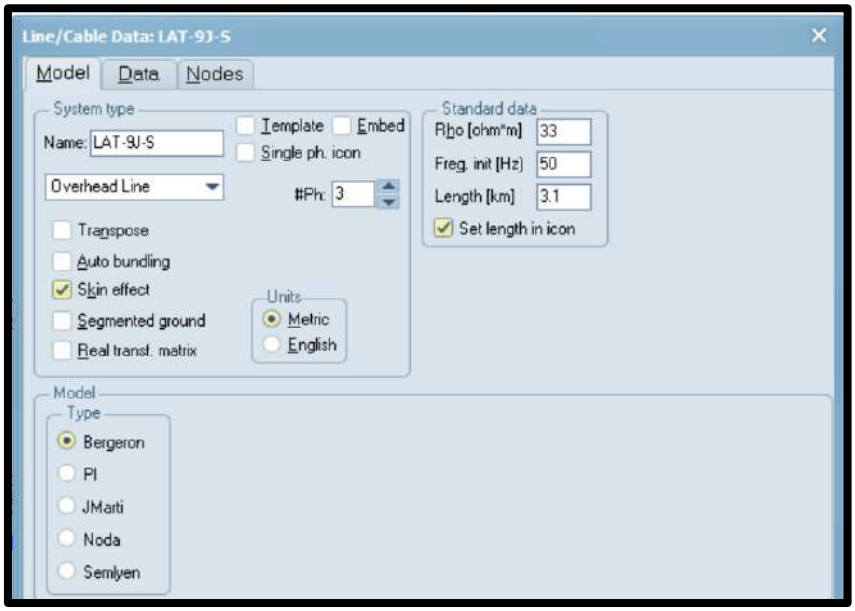
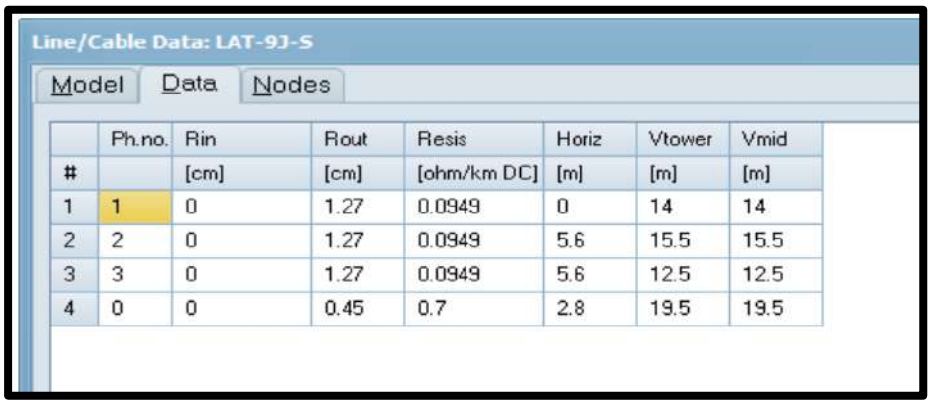


Figura 4.3.1.1 - Modelo de línea aérea.



#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.27	0.0949	0	14	14
2	2	0	1.27	0.0949	5.6	15.5	15.5
3	3	0	1.27	0.0949	5.6	12.5	12.5
4	0	0	0.45	0.7	2.8	19.5	19.5

Figura 4.3.1.2 – Parámetros geométricos y eléctricos del conductor.

4.3.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE API

Para modelar las líneas subterráneas, se utilizó un objeto LCC configurado como “Single Core Cable” (cable de un solo núcleo) y con la opción "Buried" (enterrado). La configuración de este objeto se detalla en la Figura 4.3.2.1.

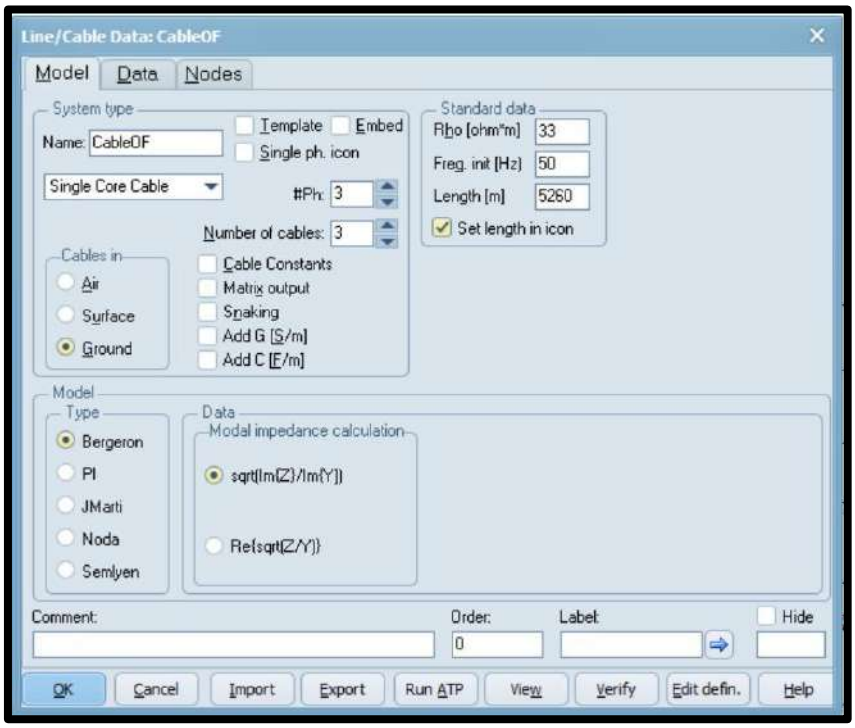


Figura 4.3.2.1 – Modelo de cable subterráneo API.

Los parámetros característicos del cable y su estructura constructiva se ingresaron en la pestaña “Data”. Esto incluye, para cada una de sus capas, el radio interno (R_{in}) y externo (R_{out}), la resistividad del material (R_{ho}), la permeabilidad relativa del conductor (mu) y de la aislación ($mu(ins)$), la permitividad de la aislación ($eps(ins)$) y el espesor del semiconductor interno ($semicon\ in$) y externo ($semicon\ out$). Se utilizó como referencia el modelo elaborado en DIgSILENT, según lo indicado en la Figura 4.1.2.

Para lograr una mejor comprensión de los valores ingresados para los radios internos y externos de los tres componentes ("Core" (núcleo/conductor), "Sheath"(pantalla), "Armor"(armadura)), se recomienda consultar la imagen 4.3.2.3.

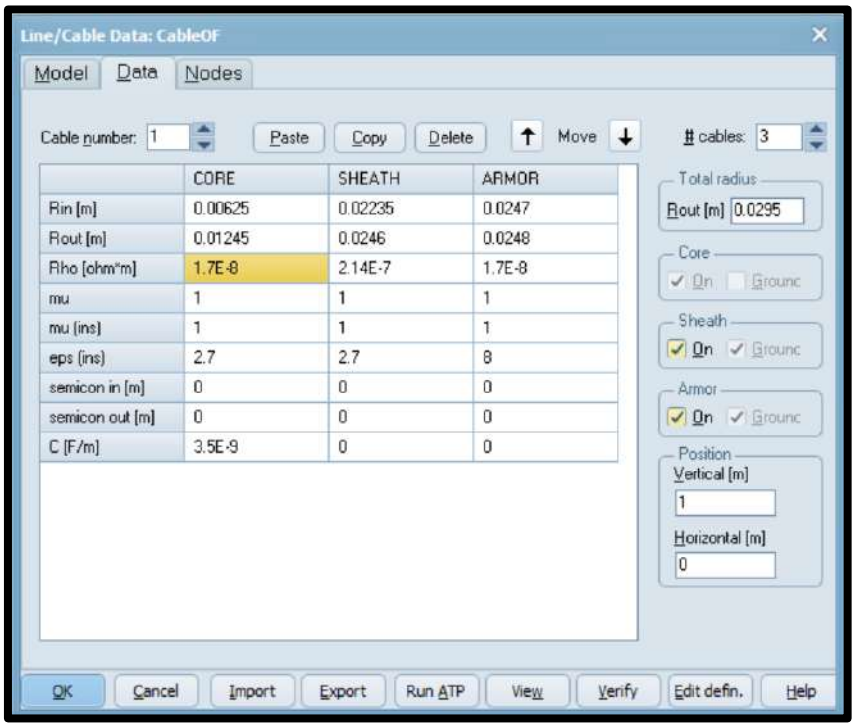


Figura 4.3.2.2 – Parámetros del cable para cada capa.

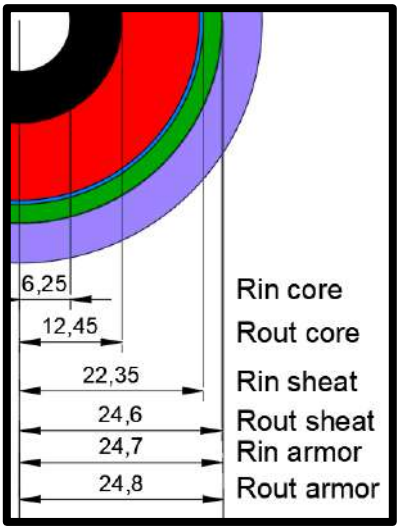


Figura 4.3.2.3 – Datos ingresados en ATPDraw.

4.3.3 LÍNEA SUBTERRÁNEA CON CABLE XLPE

El modelado de la línea subterránea con cable XLPE se llevó a cabo de forma análoga a la línea subterránea con cable API, descrita en la sección anterior. La configuración correspondiente se detalla en la Figura 4.3.3.1.

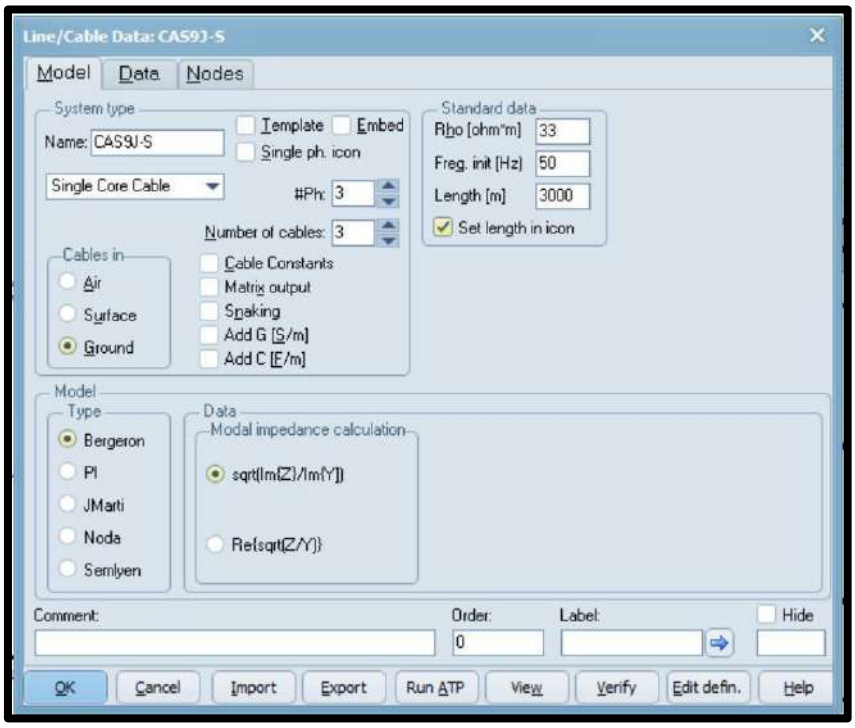


Figura 4.3.3.1 – Modelo de cable subterráneo XLPE.

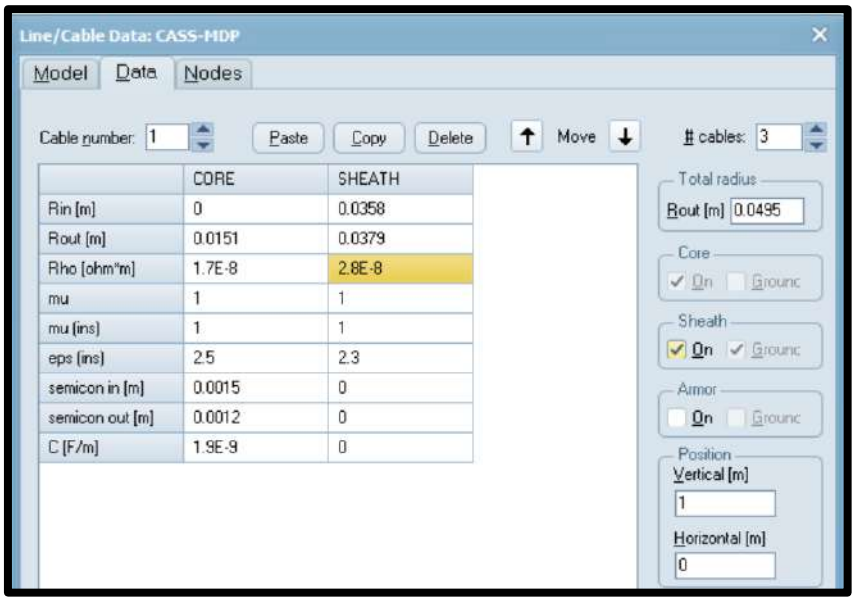


Figura 4.3.3.2 – Datos de cable XLPE.

En la columna "CORE", los datos corresponden al conductor de cobre, mientras que en la columna "SHEATH" se refieren a la pantalla metálica de aluminio. Para una mejor interpretación de los datos ingresados, consultar la Figura 4.3.3.3

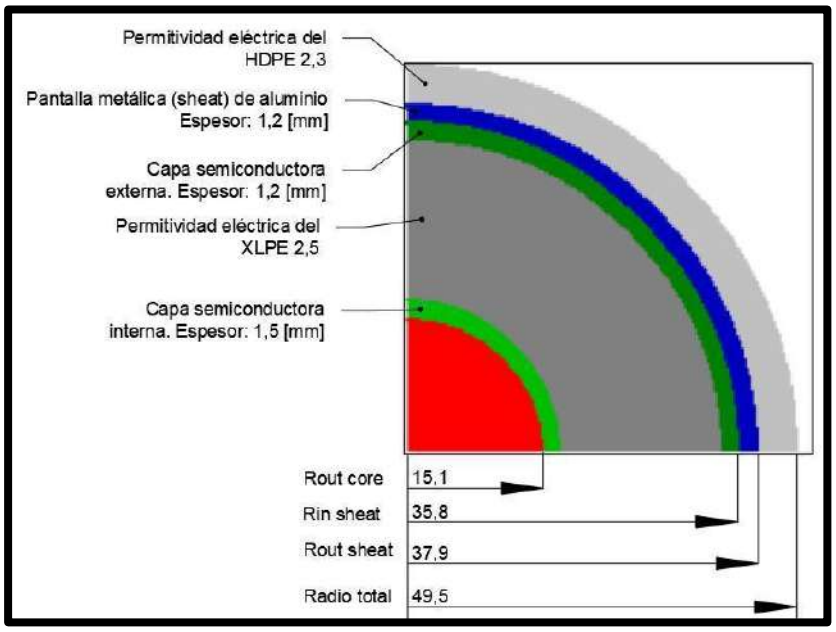


Figura 4.3.3.3 – Datos para el modelado del cable XLPE en ATPDraw.

4.3.4 CENTRAL 9 DE JULIO Y CONEXIONADO CON EL SADI

La Central 9 de Julio y la conexión de la E.T Mar del Plata con el Sistema SADI se modelaron como una fuente ideal de tensión alterna, utilizando los valores correspondientes de resistencia e inductancia para las secuencias cero, directa e inversa. Para este propósito, se empleó el elemento "ACSOURCE", cuya configuración se muestra en la figura 4.3.4.1.

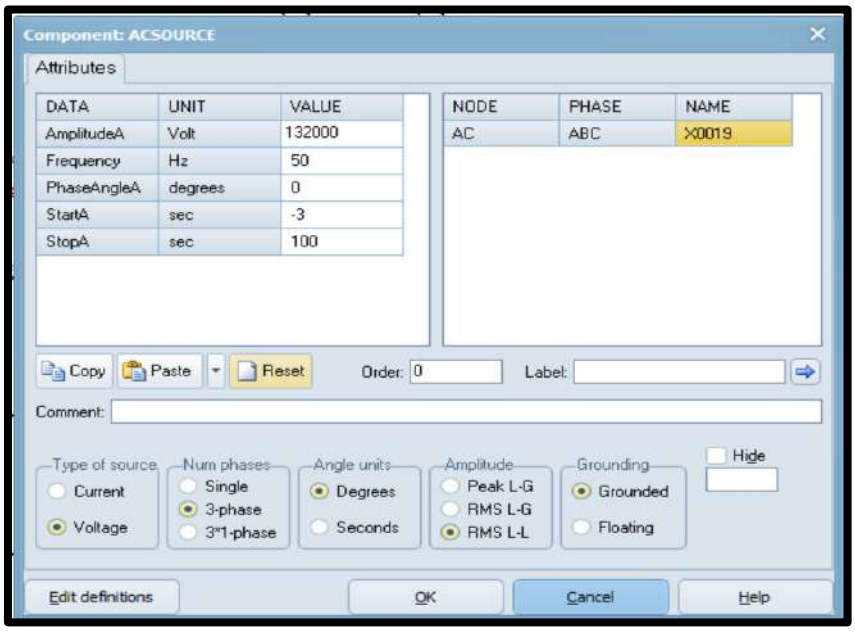


Figura 4.3.4.1 – Fuente de tensión alterna ideal.

Dado que no es posible asignar una impedancia directamente al elemento fuente de tensión, se optó por vincular los parámetros eléctricos de cada caso a una línea de longitud despreciable que conecta cada fuente con el sistema de subtransmisión. Basándose en la información recopilada en la Sección 4.1, se calcularon estos parámetros, cuyos resultados se presentan a continuación.

Conexionado con el SADI:

$$Z = 1{,}1\frac{{U_n}^2}{S_k^{''}} = 1{,}1.\frac{(132\ [kV])^2}{2181\ [MVA]} = 8{,}788\ [\Omega]$$

$$\frac{R}{X} = 0{,}21\ \rightarrow Z = \sqrt{(0{,}21\ X)^2 + X^2} = \sqrt{1{,}0441.X^2}$$

$$X = 8{,}6\ [\Omega] = \omega L = 2\pi f.L\ \rightarrow L = \frac{8{,}6\ [\Omega]}{2\pi.50\ [Hz]} = 27{,}37\ [mH]$$

$$R_1 = R_2 = 1{,}806\ [\Omega]$$

Dado que no se dispone de la información correspondiente a los parámetros homopolares, se han adoptado valores representativos, siguiendo el criterio utilizado al modelar el sistema en DIgSILENT. A continuación, se detallan dichos valores:

$$Z_2 = Z_1\ \ X_0 = X_1\ \ R_0 = 0{,}1.X_0$$

Resulta entonces:

$$L_0 = L_1 = L_2 = 27{,}37\ [mH]$$

$$R_1 = R_2 = 1{,}806\ [\Omega]$$

$$R_0 = 0{,}1\ .\ 8{,}6\ [\Omega] = 0{,}86\ [\Omega]$$

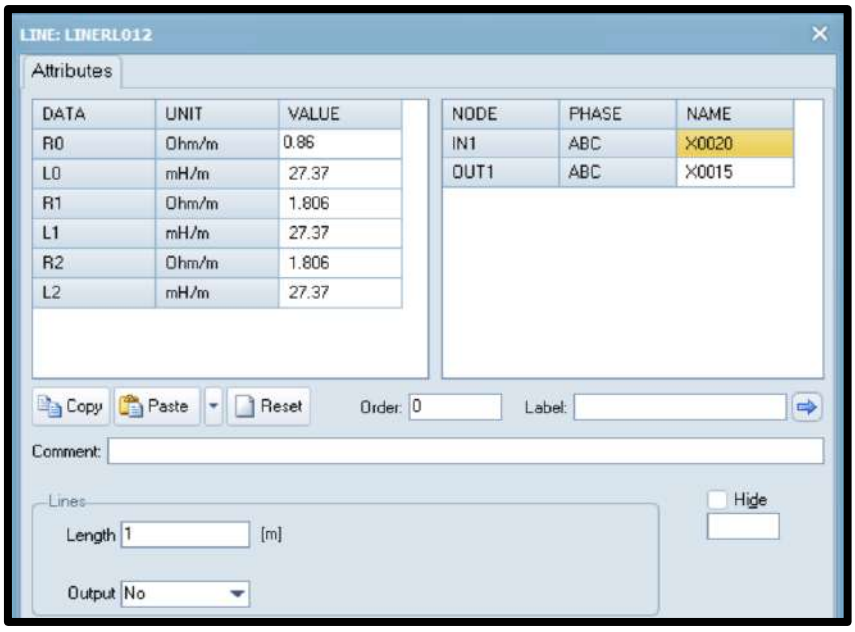


Figura 4.3.4.2 – Resistencias e impedancias del conexionado con el SADI.

Central 9 de Julio:

$$Z = 1{,}1\frac{{U_n}^2}{S_k^{''}} = 1{,}1\frac{(132\ [kV])^2}{2050\ [MVA]} = 9{,}349\ [\Omega]$$

$$\frac{R}{X} = 0{,}21\ \rightarrow Z = \sqrt{(0{,}21\ X)^2 + X^2} = \sqrt{1{,}0441\ X^2}$$

$$X = 9{,}149\ [\Omega] = \omega L = 2\pi f\ .\ L\ \rightarrow L = \frac{9{,}149\ [\Omega]}{2\pi .\ 50\ [Hz]} = 29\ [mH]$$

$$R_1 = R_2 = 1{,}921\ [\Omega]$$

Resulta entonces:

$$L_0 = L_1 = L_2 = 29\ [mH]$$

$$R_1 = R_2 = 1.921\ [\Omega]$$

$$R_0 = 0{,}1 \,.\, 9{,}349\ [\Omega] = 0{,}915\ [\Omega]$$

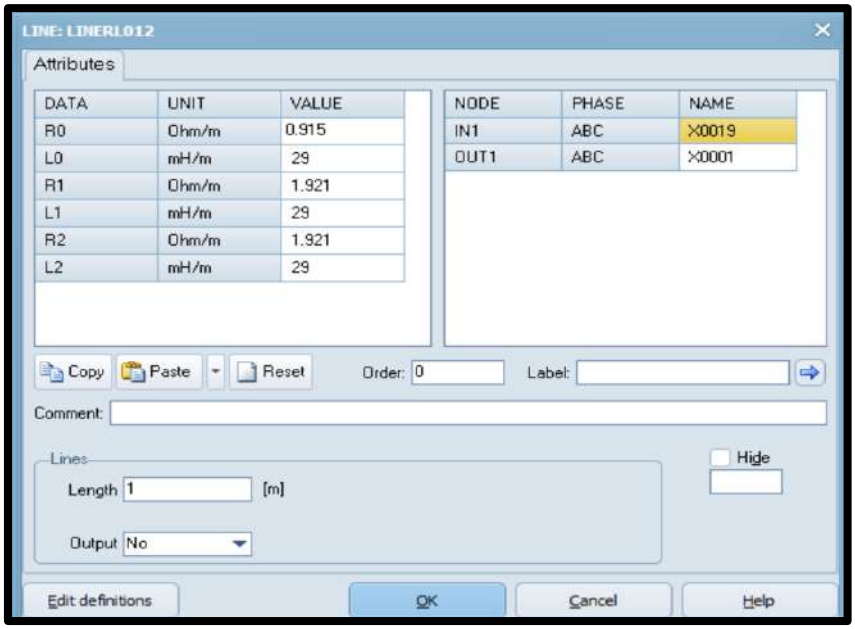


Figura 4.3.4.3 – Resistencias e impedancias de Central 9 de Julio.

4.3.5 TRANSFORMADORES 44/44/15 [MVA]

ATPDraw ofrece una variedad de modelos de transformadores, cada uno diseñado para aplicaciones específicas según los requisitos del análisis y la disponibilidad de datos detallados del transformador. Esto permite al software realizar estudios de transitorios electromagnéticos con el nivel de detalle y precisión adecuados para cada situación. A continuación, se presenta una descripción resumida de cada modelo, destacando sus ventajas, limitaciones y aplicaciones [14].

- Transformador ideal (monofásico y trifásico)

Representa un transformador sin pérdidas y con acoplamiento perfecto entre las bobinas.

- Aplicaciones: utilizado en estudios simplificados donde la precisión detallada no es esencial.
- Ventajas: muy simple y fácil de simular.
- Limitaciones: no considera pérdidas, saturación del núcleo ni efectos transitorios.

- Modelo saturable (monofásico y trifásico)

Incluye la no linealidad del núcleo magnético y permite simular la saturación del transformador.

  - Aplicaciones: análisis de transitorios donde la saturación del núcleo es significativa, como la energización de transformadores y corrientes inrush.
  - Ventajas: ofrece una representación más realista del comportamiento del núcleo.
  - Limitaciones: requiere parámetros detallados del núcleo magnético

- Modelo BCTRAN

Proporciona una representación detallada de los parámetros del transformador utilizando datos de pruebas específicas, como los ensayos de circuito abierto y cortocircuito.

  - Aplicaciones: estudios que requieren alta precisión, como el análisis de transitorios electromagnéticos, fallas y transitorios de energización.
  - Ventajas: alta precisión y detalle en la representación del transformador.
  - Limitaciones: configuración compleja y necesidad de datos detallados del transformador.

- Modelo XFMR

Otro modelo detallado que permite la inclusión de la saturación del núcleo y los efectos de la histéresis. Utiliza una representación más compleja de los parámetros del transformador.

  - Aplicaciones: similar al BCTRAN, se utiliza para análisis precisos de transitorios y comportamientos dinámicos complejos.
  - Ventajas: considera tanto la saturación como la histéresis del núcleo.
  - Limitaciones: requiere una cantidad significativa de datos y una configuración detallada.

Comparación de los modelos:

Modelo	Precisión	Complejidad	Consideración de la saturación	Aplicaciones
Ideal	Baja	Muy baja	No	Estudios simplificados y básicos
Saturable	Media	Media	Sí	Transitorios donde la saturación es importante
BCTRAN	Alta	Alta	Opcional	Análisis detallados de transitorios y fallas
XFMR	Muy alta	Muy alta	Sí (incluye histéresis)	Análisis precisos de transitorios y dinámicas complejas

Tabla 4.3.5.1. Modelos de transformadores en ATPDraw

Para este trabajo, se optó por utilizar el modelo XFMR en función de los criterios establecidos en la tabla comparativa 4.3.5.1. Tras una cuidadosa evaluación, se consideró que este modelo era el más adecuado, dado que permite alcanzar la máxima precisión en los resultados y se dispone de información suficiente para su configuración, asegurando una simulación precisa y confiable.

Durante la configuración inicial del transformador, se ingresaron datos relacionados con su estructura (como el número de fases, los bobinados, el tipo de núcleo y la frecuencia), su conexión (incluyendo tensiones, potencia y el tipo de conexión) y sus parámetros eléctricos. En la opción "Data based on" (datos basados en) del cuadro de configuración, se seleccionó "Test report" (informe de ensayo), ya que se dispone de varios ensayos realizados al transformador que proporcionan los valores necesarios. Los datos ingresados se muestran en la Figura 4.3.5.1.

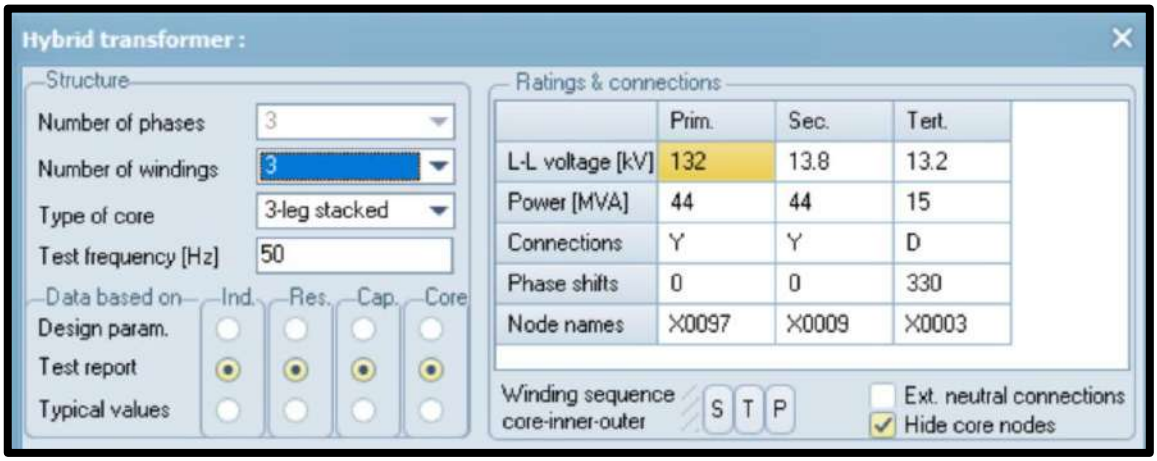


Figura 4.3.5.1 – Ventana gráfica del modelo XFRM.

En la Figura 4.3.5.2, se presenta la sección correspondiente a los datos de inductancia, que coincide con la sección de resistencia. En el campo de impedancia y resistencia de secuencia directa ("Positive sequence"), se ingresaron los resultados del ensayo de cortocircuito. Para cargar los campos correspondientes a la impedancia y resistencia de secuencia cero, se emplearon los valores previamente calculados mediante la herramienta "Pocket Calculator" de DIgSILENT.

El software a través de los datos ingresados de impedancia, potencia aparente y pérdidas determina los valores de inductancia mediante la siguiente relación [14]:

$$x\% = \sqrt{(z\%)^2 - \left(\frac{P\ [kW]}{10\ .S\ [MVA]}\right)^2} \qquad 4.3.5.1$$

Donde:

$x\%$: inductancia en p.u

$z\%$: impedancia en p.u

P: pérdidas en R_0

S: potencia aparente

Por lo tanto, dado que $z\%$ y S son datos conocidos, fue necesario calcular P. Las pérdidas $P\ [kW]$ se pueden determinar a partir de los valores de resistencia mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$r\% = \frac{P\ [kW]}{S\ [kVA]} \rightarrow P\ [kW] = r\%.S\ [kVA]$$

Recordando los valores de resistencia homopolar en por unidad:

$$R_{P-S} = 0{,}0031363 \;\; R_{P-T} = 0{,}00060341 \;\; R_{S-T} = 0{,}00049773$$

Luego, las pérdidas resultan:

$$P_{P-S} = 44000\ [kVA]\ .\ 0{,}0031363 = 138\ [kW]$$

$$P_{P-T} = 44000\ [kVA]\ .\ 0{,}00060341 = 26{,}55\ [kW]$$

$$P_{S-T} = 44000\ [kVA]\ .\ 0{,}00049773 = 21{,}9\ [kW]$$

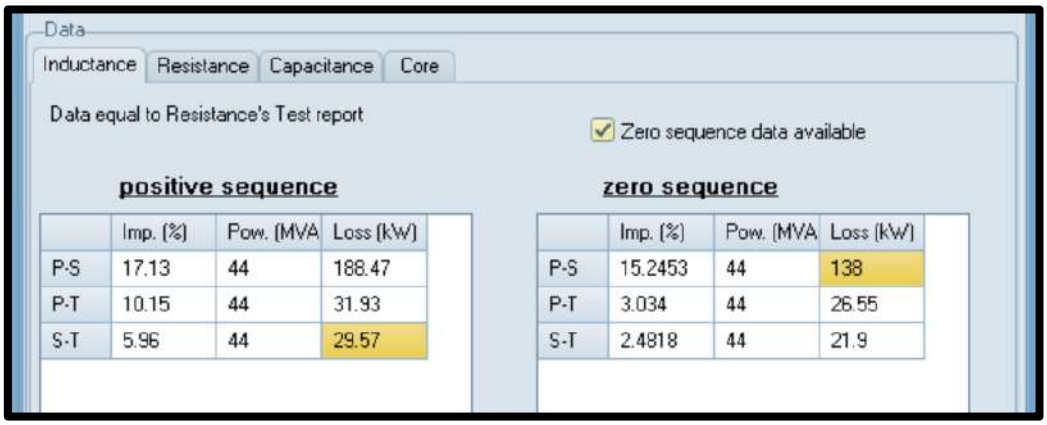


Figura 4.3.5.2 – Datos ingresados de inductancia y resistencia.

En la Figura 4.3.5.3, se muestran los campos destinados a las capacitancias entre devanados, que se completaron con los valores obtenidos en la Sección 4.2.5 a partir del ensayo de medición de la tangente delta. En cuanto a los valores de capacitancias entre fases, se mantuvieron los valores predeterminados, ya que no se realizaron mediciones específicas para estos parámetros durante el ensayo.

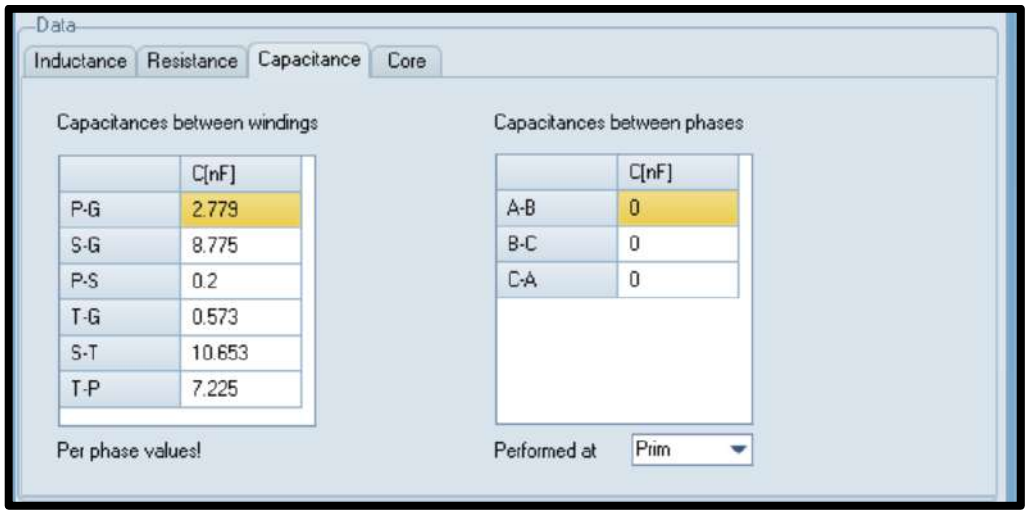


Figura 4.3.5.3 – Datos ingresados de capacitancia.

Finalmente, en la sección dedicada al núcleo del transformador, se seleccionó la opción "Sec" (secundario) en la casilla "Performed at" (llevado a cabo en), para indicar el lugar donde se realizó el ensayo en vacío. Además, se activó la opción "Average currents" (corrientes promedio), ya que el ensayo no proporciona los valores de corriente de vacío por fase, sino un valor promedio medido.

A partir de los datos recopilados en el ensayo, se calcularon los valores porcentuales de corriente respecto a una potencia base de 44 [MVA] y una tensión de 13,8 [kV]:

$$I_{av}\% = \frac{I_{medida}\ [A]}{\frac{S_{base}[VA]}{\sqrt{3}\ U_{base}[V]}} . 100$$

$$I_{av}\% = \frac{1{,}63\ [A]}{\frac{44000000[VA]}{\sqrt{3}\ 13800[V]}}\ 100 = 0{,}088547\%$$

$$I_{av}\% = \frac{2{,}64\ [A]}{\frac{44000000[VA]}{\sqrt{3}\ 13800[V]}}\ 100 = 0{,}14341\%$$

$$I_{av}\% = \frac{5{,}14\ [A]}{\frac{44000000[VA]}{\sqrt{3}\ 13800[V]}}\ 100 = 0{,}27922\%$$

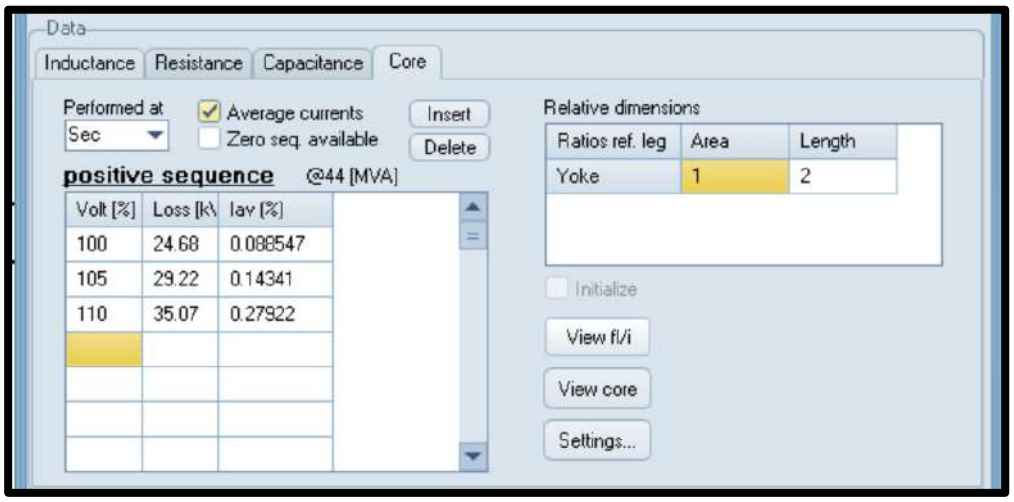


Figura 4.3.5.4 – Datos ingresados del núcleo del transformador.

Para finalizar el modelado del transformador, se establecieron las conexiones de los centros de estrella a tierra. En concordancia con lo descrito en la Sección 4.2.5, se implementó una conexión a tierra rígida para el centro de estrella del devanado de AT, mientras que el centro de estrella de media tensión se conectó mediante una reactancia inductiva de 3 [Ω]. Para realizar esta conexión, se utilizó el elemento "Inductor" (inductancia), cuyo valor asociado es:

$$L = \frac{X}{2\pi f} = \frac{3\ [\Omega]}{2\pi . 50\ [Hz]} = 9{,}549\ [mH]$$

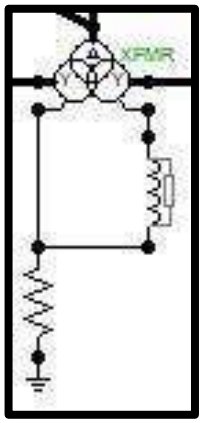


Figura 4.3.5.5 – Conexiones centro de estrella.

4.3.6 TRANSFORMADOR DE 55/55/20 [MVA]

El modelado de los transformadores se llevó a cabo de manera análoga a lo descrito en la sección anterior para los transformadores de 44/44/15 [MVA]. Se siguió el mismo procedimiento para la introducción de datos, incluyendo los parámetros eléctricos, las conexiones a tierra y las características de los devanados. Además, se aplicaron las mismas metodologías de cálculo para determinar las pérdidas, capacitancias e inductancias, asegurando así una consistencia en el enfoque de modelado utilizado en todo el sistema. A continuación, se presentan los datos ingresados.

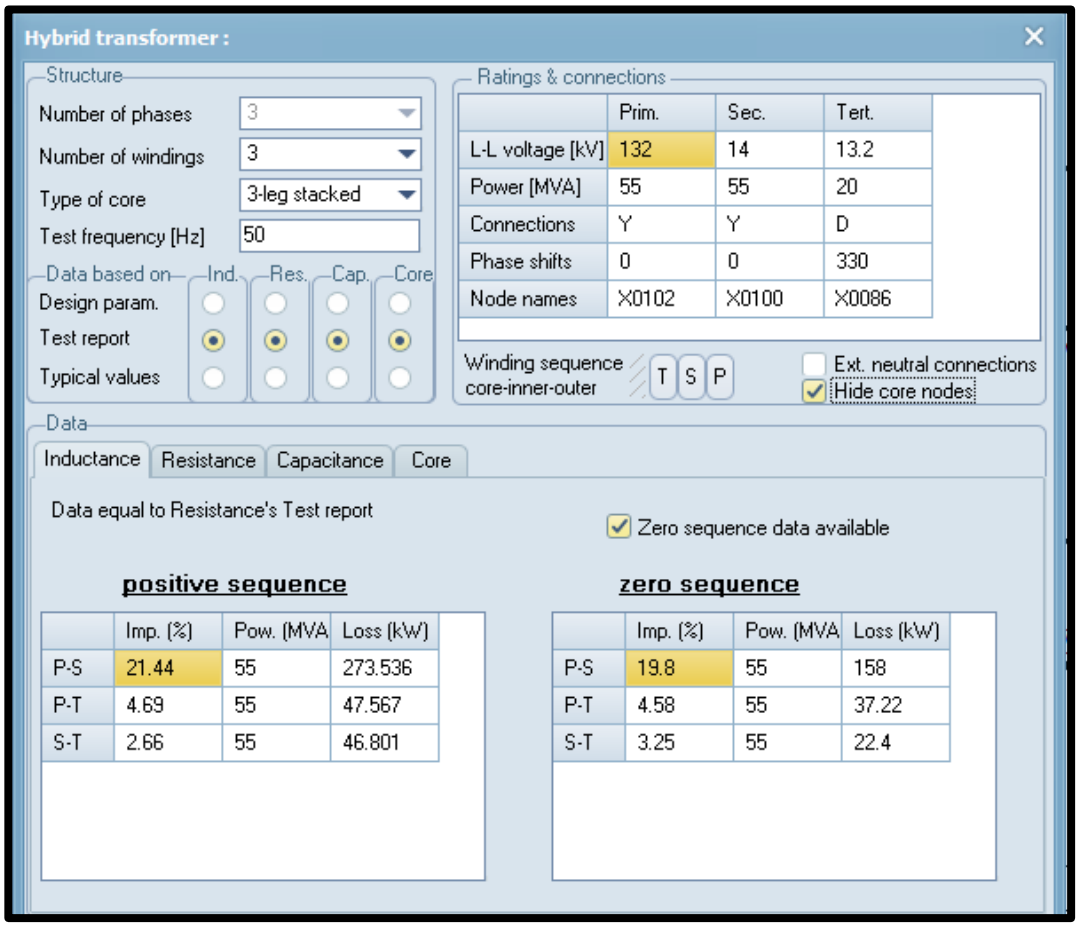


Figura 4.3.6.1 – Datos ingresados de inductancia, conexiones y estructura del transformador.

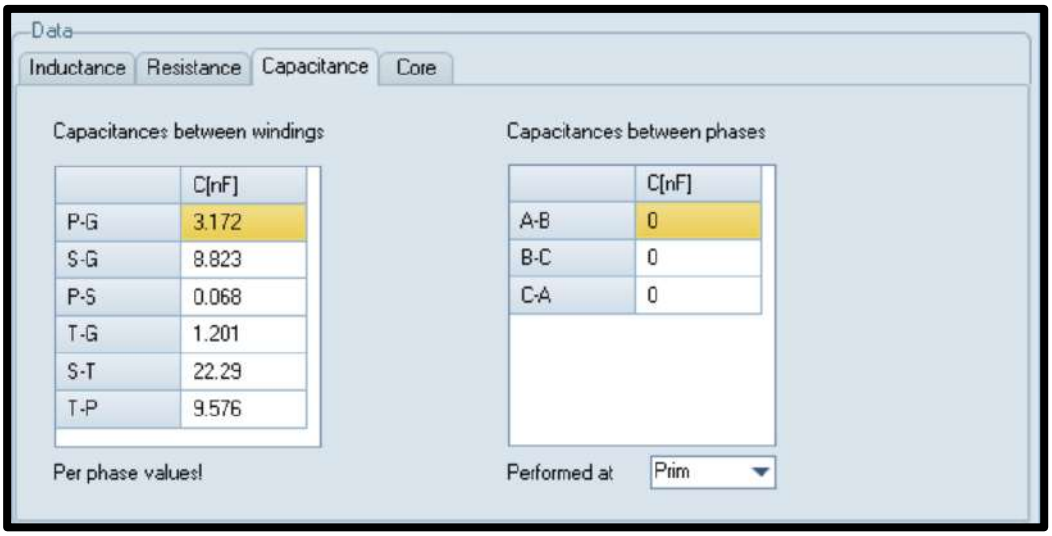


Figura 4.3.6.3 – Datos ingresados de capacitancia.

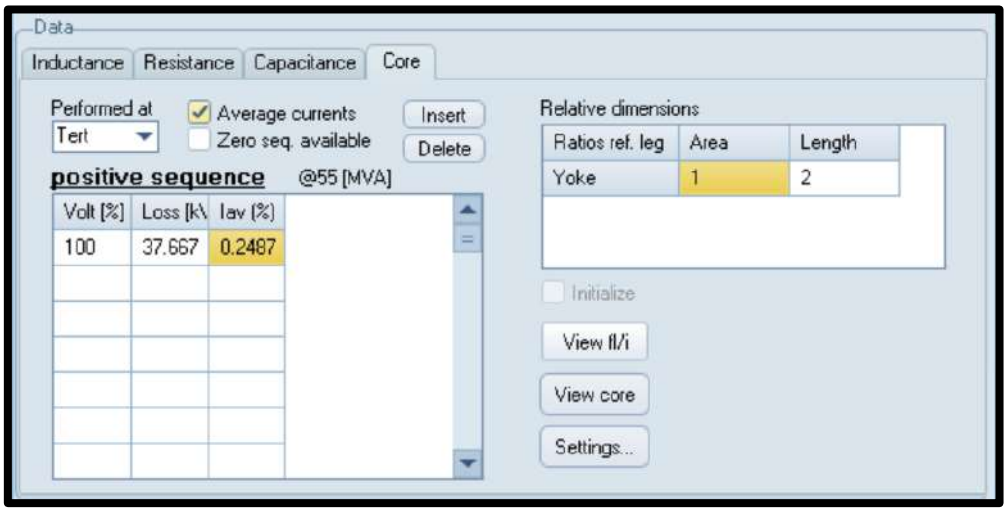


Figura 4.3.6.4 – Datos ingresados del núcleo.

5 SIMULACIÓN DE ESTADOS TRANSITORIOS

En esta sección se simularán en los softwares DIgSILENT y ATPDraw los eventos transitorios desarrollados en el marco teórico de la Sección 2. Para lograrlo, se trabajará sobre los modelos del sistema de subtransmisión, cuya elaboración se detalló en la Sección 4. Se realizará un análisis exhaustivo de cada evento, se extraerán conclusiones relevantes y, por último, se compararán los resultados obtenidos en ambos softwares.

5.1 SIMULACIONES EN DIGSILENT

Antes de realizar el análisis de un fenómeno transitorio en DIgSILENT, es fundamental calcular las variables internas y el estado de operación de los componentes que forman parte del modelo del sistema eléctrico, ya que estos factores influyen en la simulación en el dominio del tiempo. En otras palabras, es necesario determinar las condiciones iniciales del sistema.

El comando “Calculate initial conditions” (calcular condiciones iniciales) permite configurar la simulación del evento y calcular las condiciones iniciales basándose en un cálculo de flujo de carga [10]. Para este estudio, se empleará el método de simulación basado en valores instantáneos, dado que, al analizar sobretensiones, es crucial enfocarse en los máximos valores alcanzados. Por lo tanto, en la ventana del comando, se selecciona la opción “Instantaneous Values” (valores instantáneos), como se ilustra en la Figura 5.1.1.

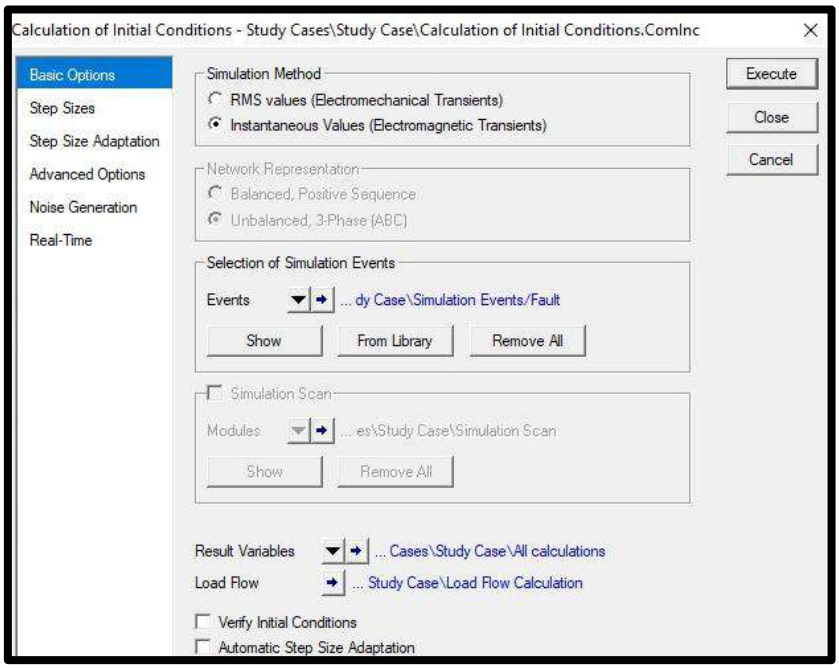


Figura 5.1.1 – Cálculo de condiciones iniciales en DigSilent.

Una vez establecida la configuración, se presiona el botón "Execute" (ejecutar) para calcular las condiciones iniciales. Al finalizar la ejecución del comando, se muestra el mensaje "Initial Conditions Calculated" (condiciones iniciales calculadas), lo cual habilita la creación y simulación de los eventos transitorios deseados.

5.1.1 FALLAS A TIERRA – CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO

La configuración de un evento de cortocircuito, al igual que cualquier otro tipo de evento en DIgSILENT, se realiza a través del menú "Edit Simulation Events" (editar eventos de simulación) ubicado en la barra de herramientas. Este menú permite visualizar y gestionar el listado de eventos creados hasta el momento.

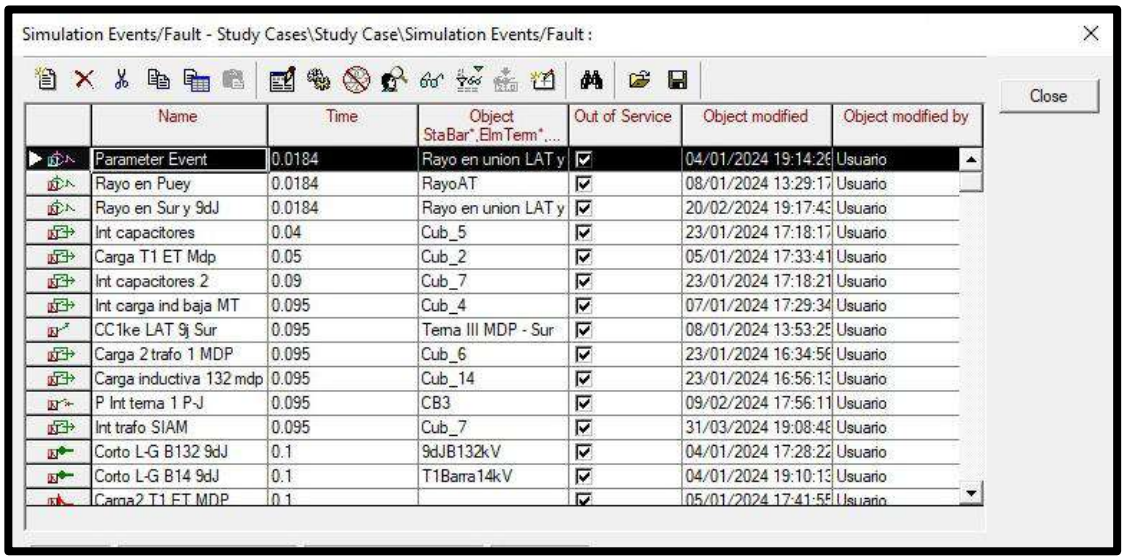


Figura 5.1.1.1 – Ventana de eventos de simulación.

Al hacer click en el ícono “New object” (nuevo objeto), se despliega el menú “Element selection” (selección de elemento), donde se selecciona el tipo de evento a crear. Para este caso, corresponde “Short-Circuit Event” (evento de cortocircuito).

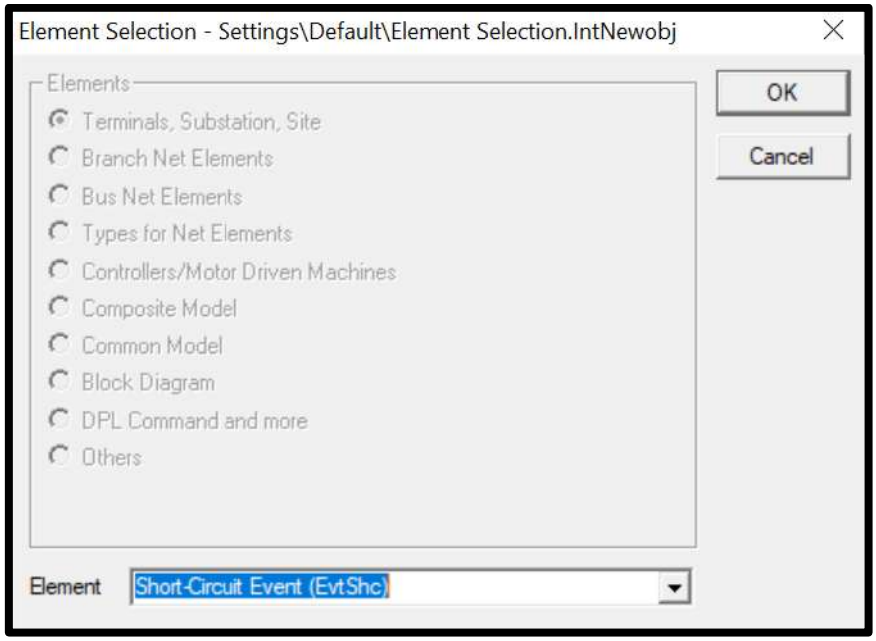


Figura 5.1.1.2 – Ventana de selección de elemento.

Una vez seleccionado el tipo de evento, se abre una ventana donde se configuran los parámetros específicos del evento. Por ejemplo, al configurar un cortocircuito, se establecen el tiempo de ejecución, el tipo de falla en “Fault Type”, fase afectada e impedancia de la falla.

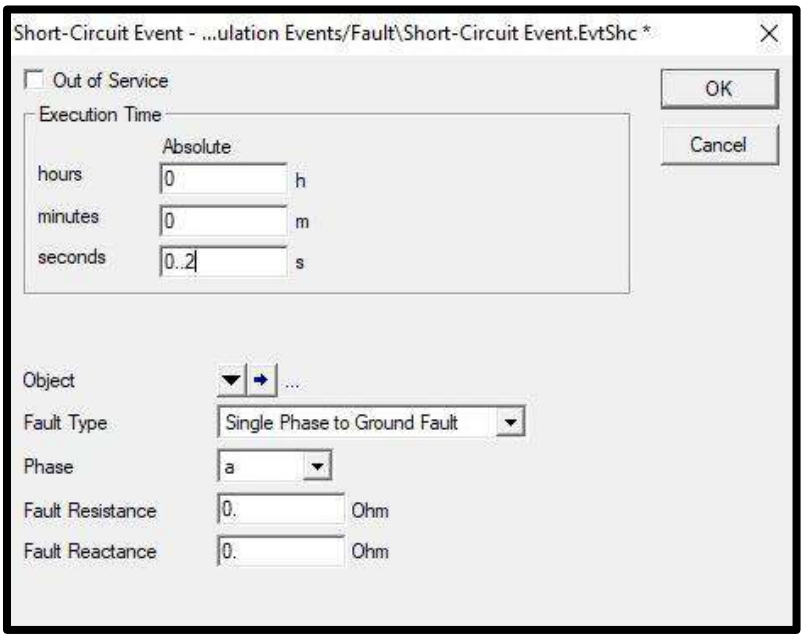


Figura 5.1.1.3 – Configuración de evento de cortocircuito.

Con la configuración completa, se selecciona el componente del sistema donde se producirá el cortocircuito, como líneas, barras, transformadores, etc.

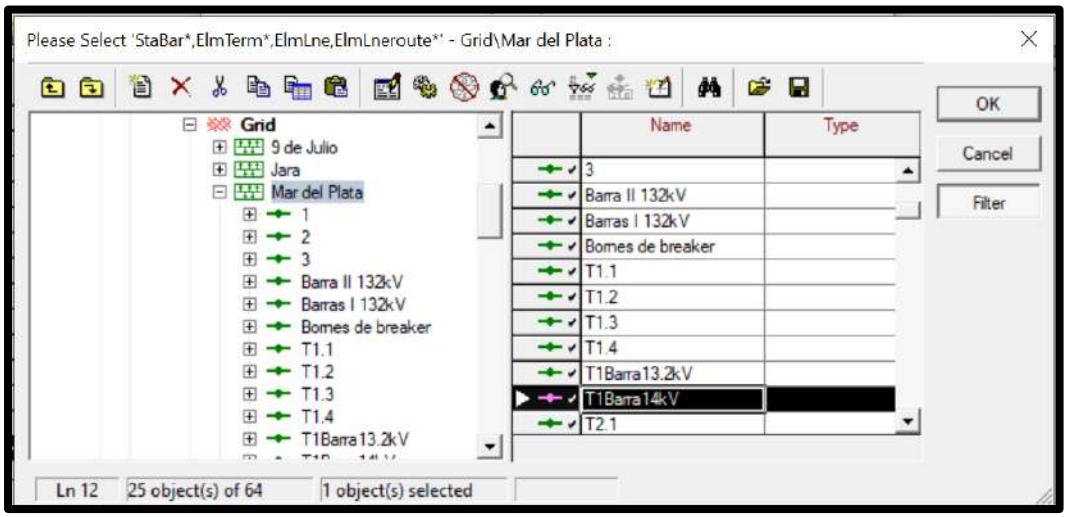


Figura 5.1.1.4– Ventana de selección de elemento para cálculo de cortocircuito.

Para iniciar la simulación del evento configurado, se utiliza el comando "Start Simulation" (comenzar simulación) disponible en la barra de herramientas. Previo a esto, es necesario establecer la duración absoluta del evento en los parámetros de simulación.

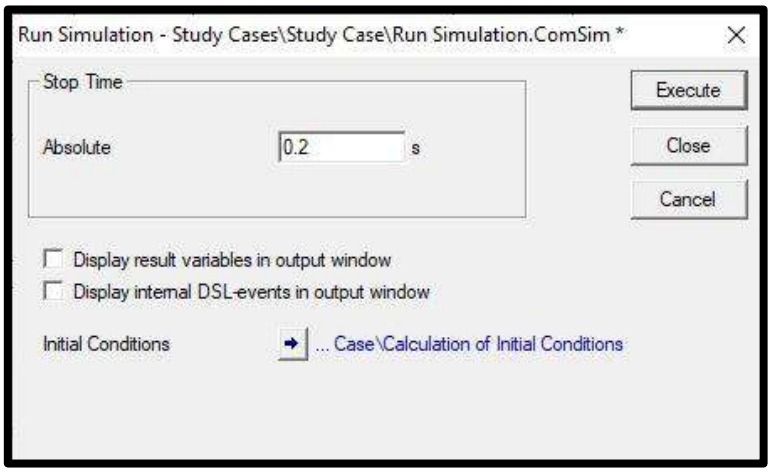


Figura 5.1.1.5 – Ventana previa a comienzo de simulación de evento.

Simulación del cortocircuito monofásico

El análisis se enfocará en un cortocircuito monofásico simulado en las barras de media tensión del transformador ubicado en la Central 9 de Julio.

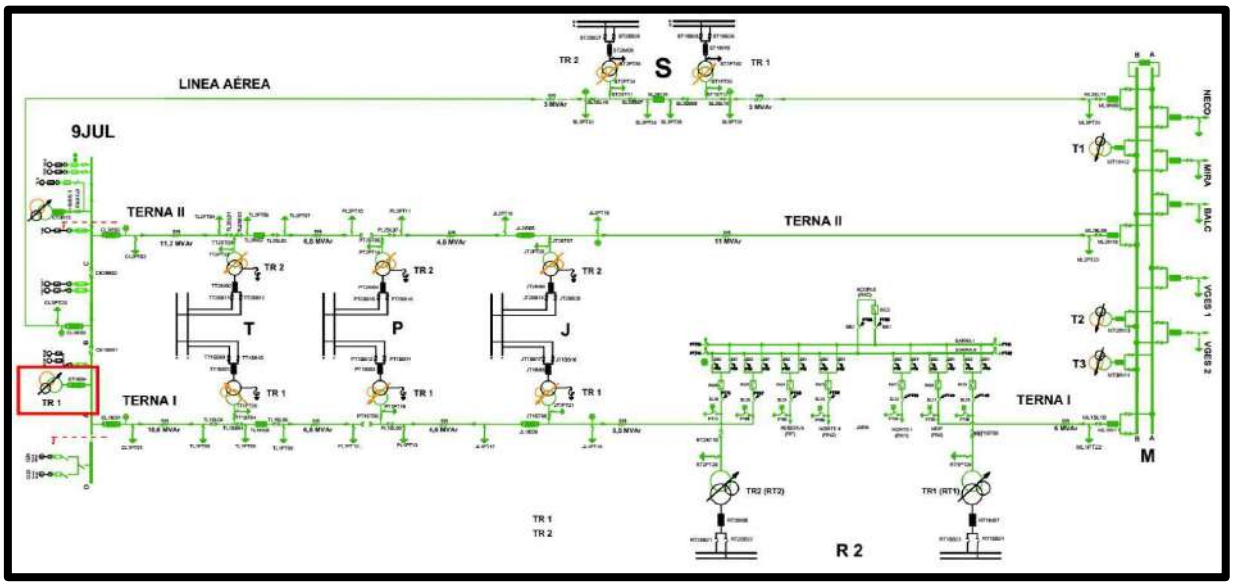


Figura 5.1.1.6 – Cortocircuito monofásico en barras de MT de transformador en Central 9 de Julio

Esta simulación permitirá estudiar el comportamiento del transformador y de la red ante esta falla. La elección de la ubicación para la simulación se basa en la premisa de que, en este punto, la corriente de falla sería mayor que en otras ubicaciones debido a la proximidad a la acometida. No obstante, también se simulará la falla en otros transformadores para corroborar que el comportamiento de estos, en general, ante estas fallas es el mismo. Además, se simulará el cortocircuito con distintas

conexiones del centro de estrella del transformador con el fin de demostrar su influencia en las sobretensiones, de acuerdo con lo desarrollado en el marco teórico.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en Central 9 de Julio con conexionado real del centro de estrella (AT rígido a tierra, MT mediante reactancia de j3[Ω])

En la Figura 5.1.1.7 se observan las tensiones de fase y corrientes de línea registradas en el secundario del transformador, donde ocurre la falla.

Los resultados de la simulación revelan que, tras la ocurrencia de la falla, se produce una sobretensión en las fases no afectadas con una frecuencia equivalente a la del sistema en condiciones normales de operación. Es importante destacar que, tal como se observa, esta sobretensión persiste tras la ocurrencia del evento, y su duración dependerá por completo de la intervención de algún dispositivo de protección. En el caso específico analizado, se registró una sobretensión de 1,48 [p.u] en las fases sanas.

Por otro lado, se observa que las corrientes de línea en las fases no afectadas permanecen constantes, mientras que en la fase afectada alcanzan un valor pico aproximado de 3,3 [kA].

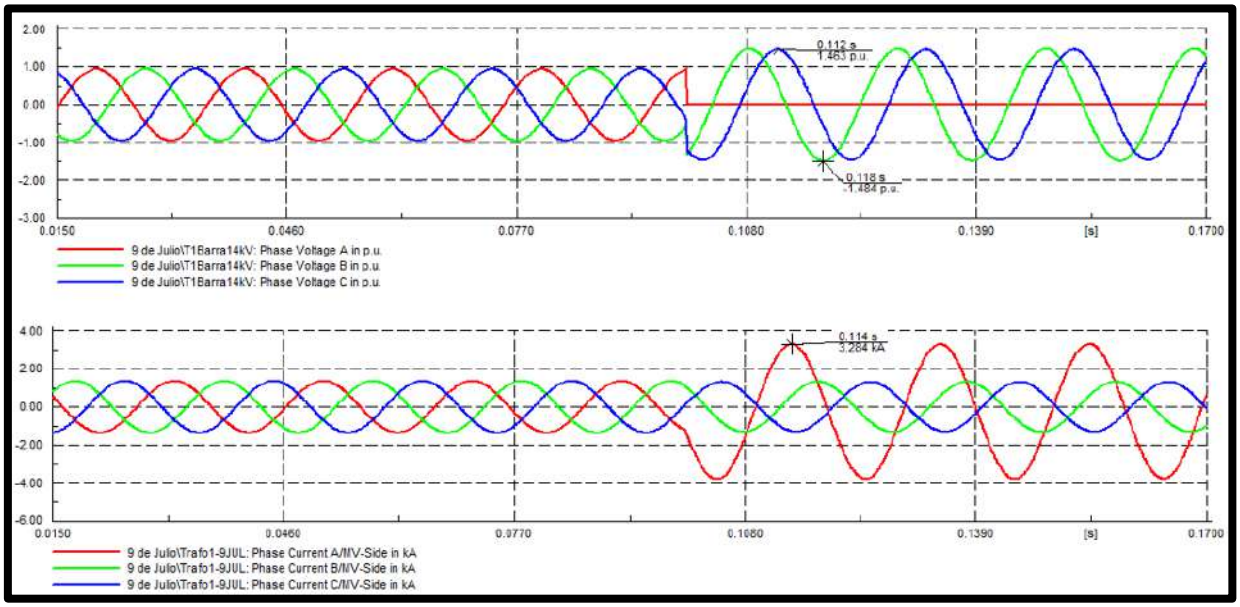


Figura 5.1.1.7 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador Central 9 de Julio.

En las figuras 5.1.1.8 y 5.1.1.9 se presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario del transformador.

En el devanado primario, no se detectan sobretensiones en ninguna de las fases. Esto se debe a la configuración del sistema eléctrico, en particular a la elevada potencia de cortocircuito de las redes acometidas, las cuales aseguran un valor de tensión constante en el punto de conexión, garantizando una alimentación estable y sin fluctuaciones significativas en las tensiones de fase.

Por otro lado, el devanado de compensación en triángulo, es decir, el devanado terciario, tampoco se ve afectado por la falla. Las tensiones de línea no se ven afectadas en un cortocircuito monofásico, lo que significa que el terciario permanece ileso ante este tipo de eventos.

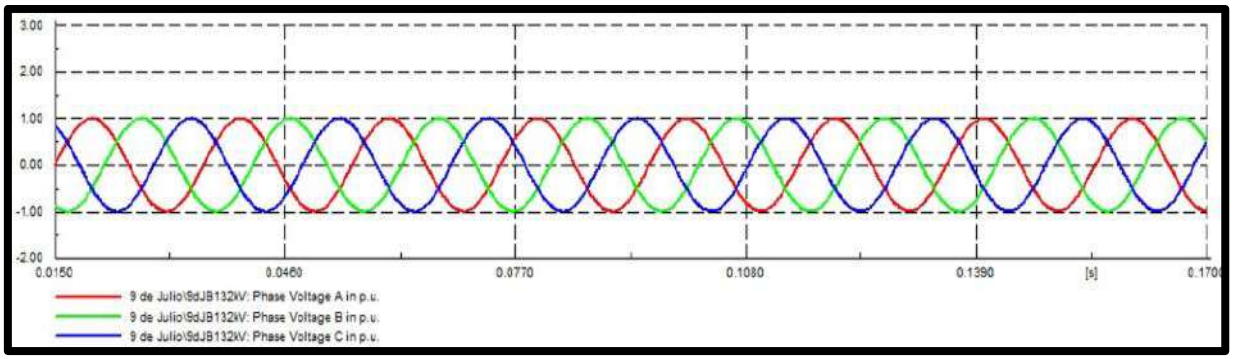


Figura 5.1.1.8 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador Central 9 de Julio.

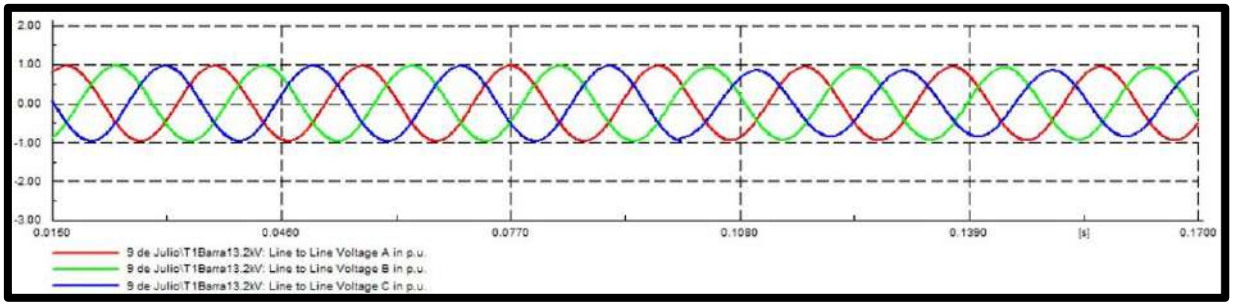


Figura 5.1.1.9 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en Central 9 de Julio con conexionado rígido del centro de estrella (AT y MT)

Se llevará a cabo una nueva simulación del cortocircuito a tierra, esta vez modificando la conexión del centro de estrella en el lado de media tensión a una conexión rígida a tierra. Según lo analizado en la Sección 2, esta configuración es más efectiva para minimizar sobretensiones generadas, por lo que se esperan menores niveles de sobretensión en comparación con el caso anterior.

En la Figura 5.1.1.10 se muestran las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas en el devanado de media tensión al simular el evento.

Los resultados de la simulación indican que, con este nuevo conexionado, las sobretensiones en las fases sanas son inexistentes, lo que representa una situación ideal. Sin embargo, la corriente de cortocircuito experimenta un notable aumento, alcanzando un valor aproximado de 17 [kA], más de cinco veces mayor que el registrado con el conexionado original de los centros de estrella. A pesar de que este método permite mitigar o incluso evitar las sobretensiones y facilita una coordinación de aislamiento del sistema más sencilla y económica, incrementa significativamente los costos de instalación en términos de conductores, debido a las extremadamente elevadas corrientes de falla. Estas corrientes pueden causar daños térmicos y electrodinámicos en diversos componentes del circuito, como cables y transformadores, entre otros.

Por tanto, al diseñar un sistema de media tensión, es crucial evaluar cuál forma de puesta a tierra resulta más adecuada. Para ello, es necesario establecer, en cada caso, un orden de prioridades en cuanto a la limitación de corrientes de falla o la limitación de sobretensiones.

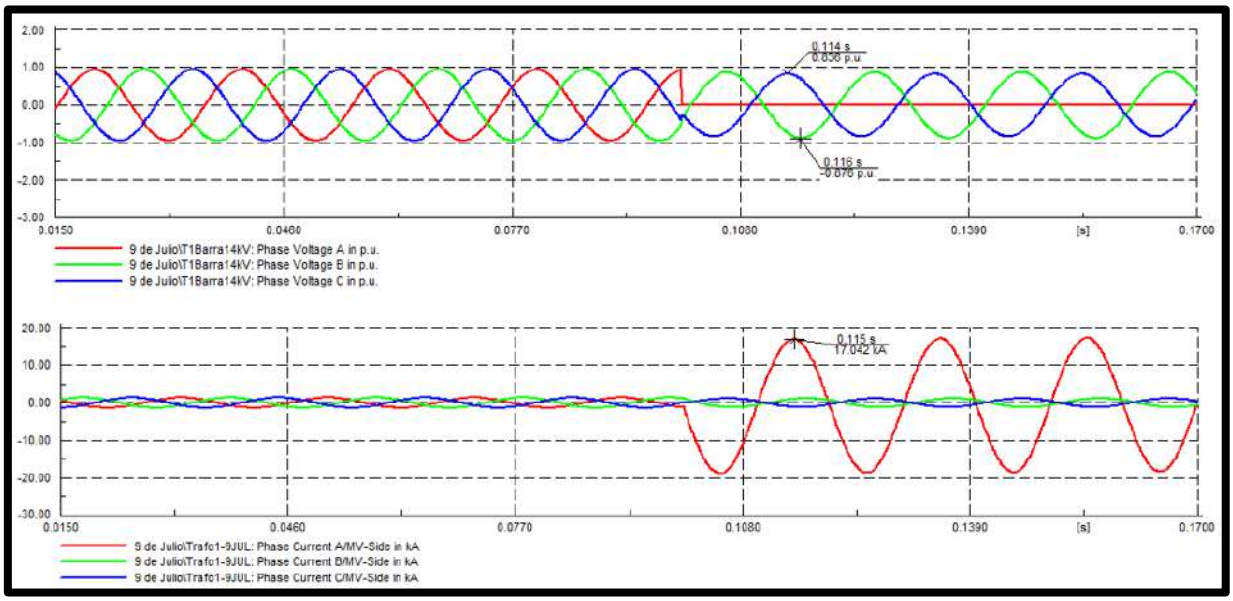


Figura 5.1.1.10 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador Central 9 de Julio con conexión rígida a tierra.

Concluido el análisis en la Central 9 de Julio, el estudio siguiente se llevará a cabo en el transformador de la E.T Mar del Plata.

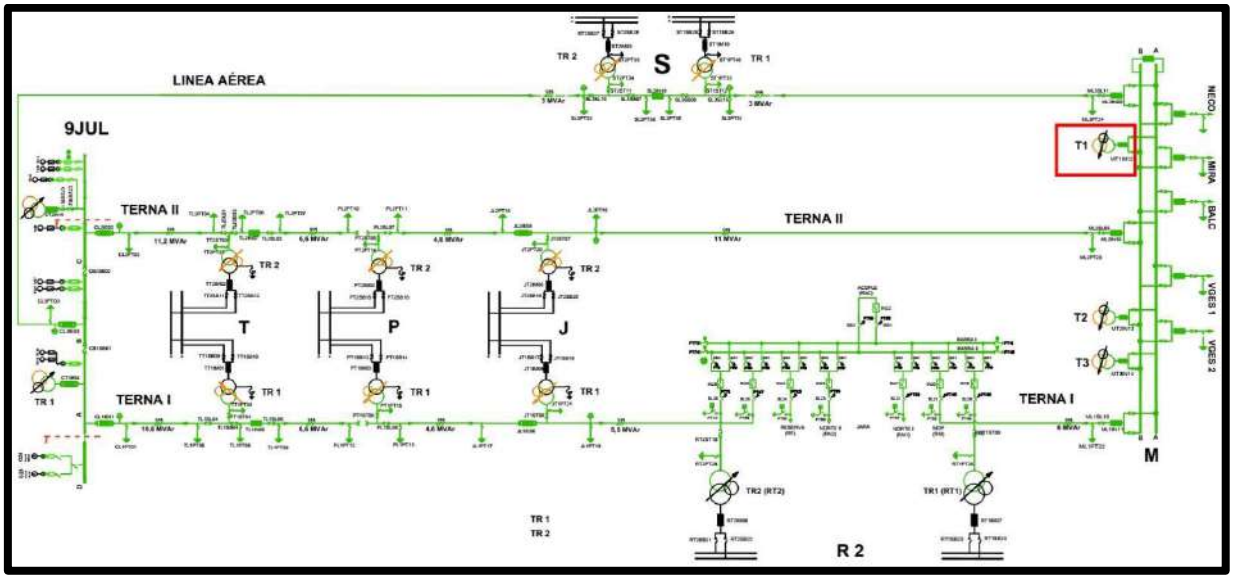


Figura 5.1.1.11 – Cortocircuito monofásico en barras de MT de transformador en E.T Mar del Plata.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Mar del Plata con conexionado real del centro de estrella (AT rígido a tierra, MT mediante reactancia de j3[Ω])

En la Figura 5.1.1.12 se muestran las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas en el devanado de media tensión durante la simulación del cortocircuito.

Al igual que en el caso simulado en el transformador de la Central 9 de Julio, se observan sobretensiones en las fases no afectadas, con una frecuencia equivalente a la del sistema, alcanzando en este caso un valor máximo de 1,5 [p.u]. En cuanto a las corrientes, estas permanecen constantes en las fases sanas, mientras que en la fase donde ocurre la falla alcanza un pico de 5,9 [kA].

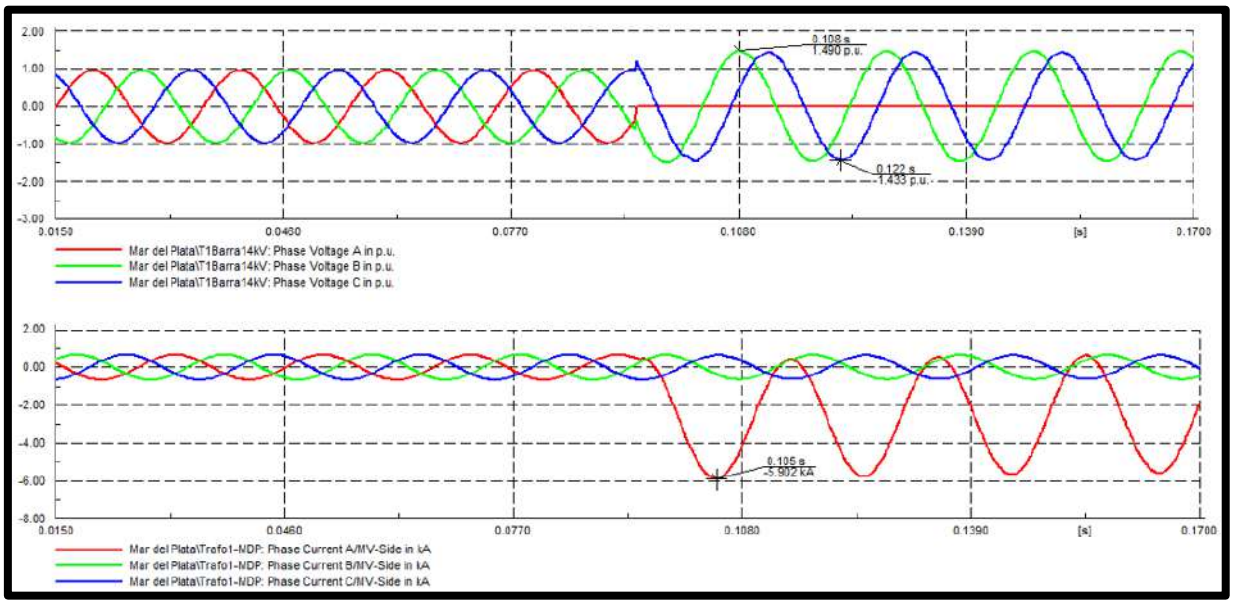


Figura 5.1.1.12 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata.

En las figuras 5.1.1.13 y 5.1.1.14 se presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario, respectivamente. Tal como se observó en el análisis del transformador de la Central 9 de Julio, no se detectan alteraciones en ninguna de las fases.

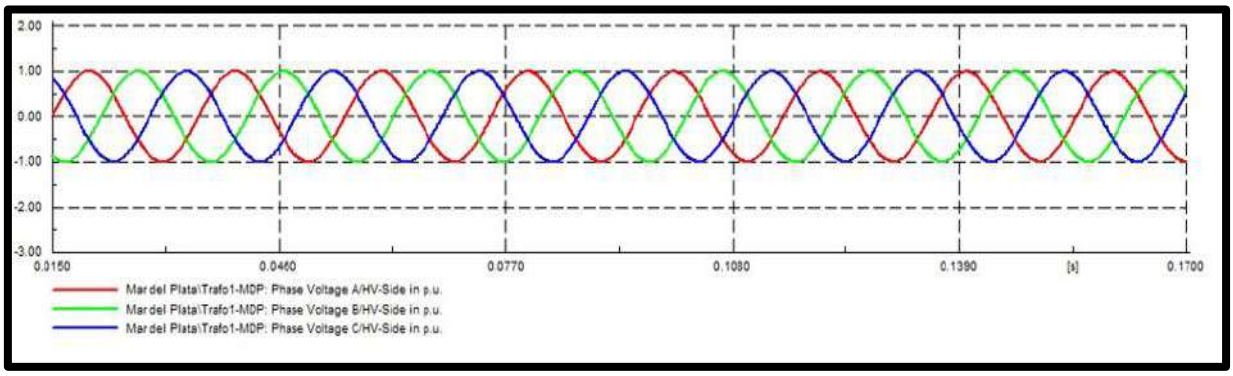


Figura 5.1.1.13 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata.

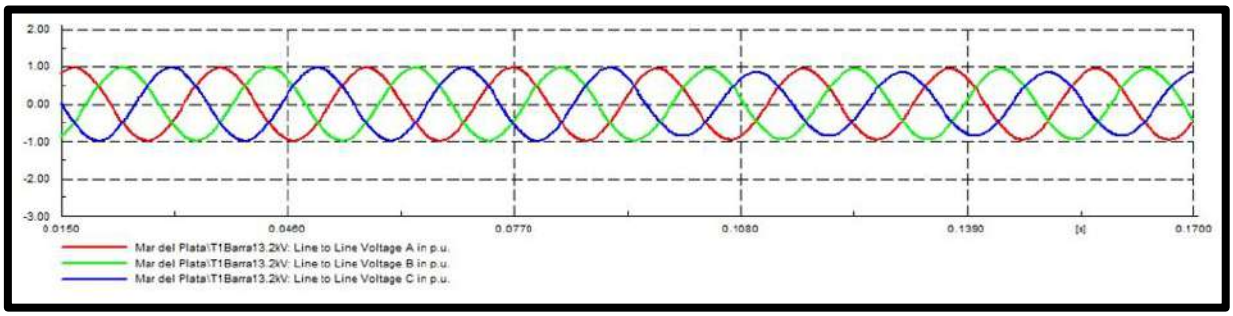


Figura 5.1.1.14 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Mar del Plata con conexionado rígido del centro de estrella (AT y MT)

En la Figura 5.1.1.15 se presentan las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas al simular la falla, ahora con un conexionado rígido al centro de estrella. Como era previsible, en esta configuración no se observan sobretensiones en las fases no afectadas. Sin embargo, la corriente de falla experimenta un aumento significativo.

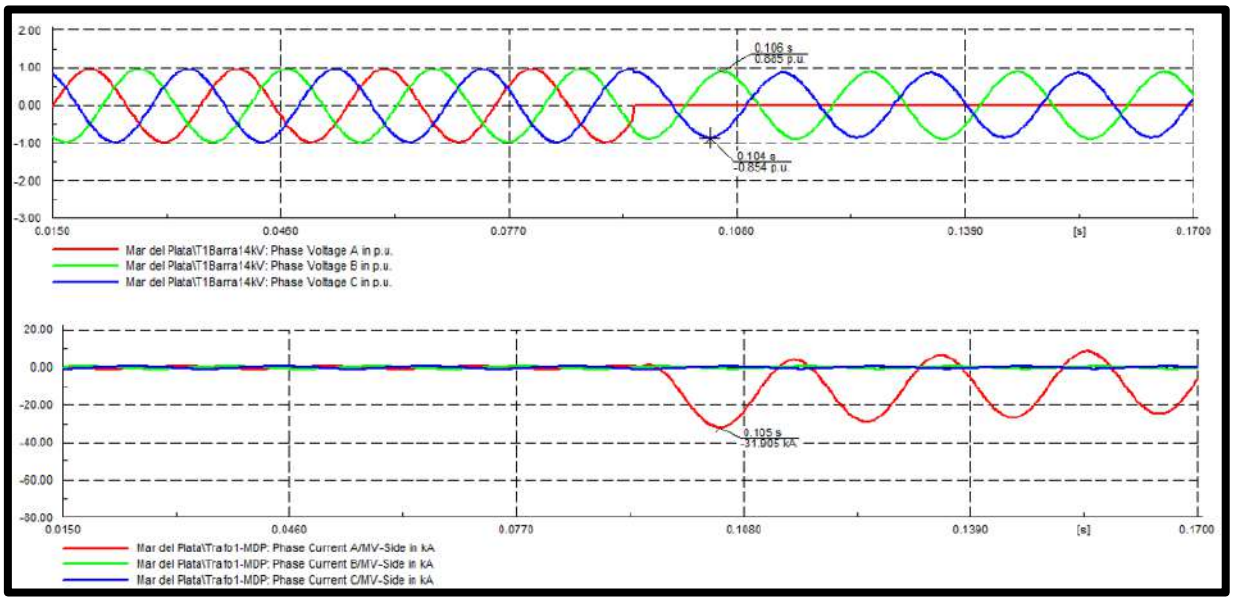


Figura 5.1.1.15 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata con conexión rígida a tierra.

Para finalizar este estudio, se analizará el comportamiento del transformador ubicado en la E.T Pueyrredón frente a este tipo de fallas.

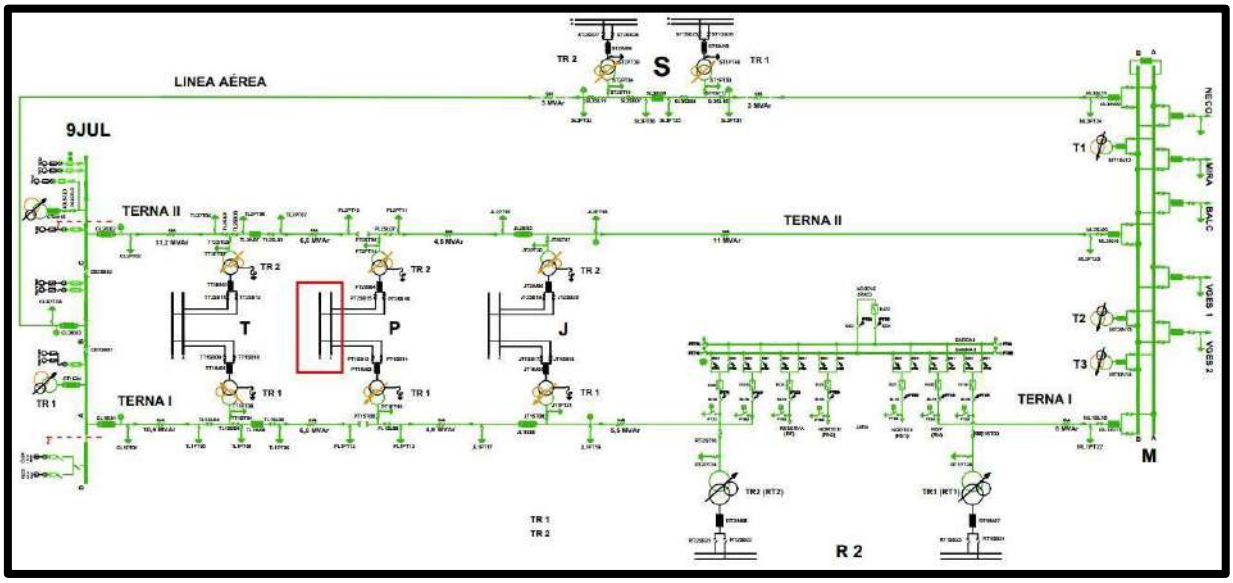


Figura 5.1.1.16 – Cortocircuito monofásico en barras de MT de transformador en E.T Pueyrredón.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Pueyrredón con conexionado real del centro de estrella (AT rígido a tierra, MT mediante reactancia de j3[Ω])

La Figura 5.1.1.17 muestra las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas durante la simulación, evidenciando un comportamiento similar al observado en los análisis previos de los transformadores de la Central 9 de Julio y E.T Mar del Plata. En este caso, se registra una sobretensión en las fases no afectadas con una magnitud de 1,5 [p.u]. Asimismo, las corrientes de línea permanecen constantes en las fases no afectadas, mientras que en la fase donde ocurre la falla se observa un incremento significativo.

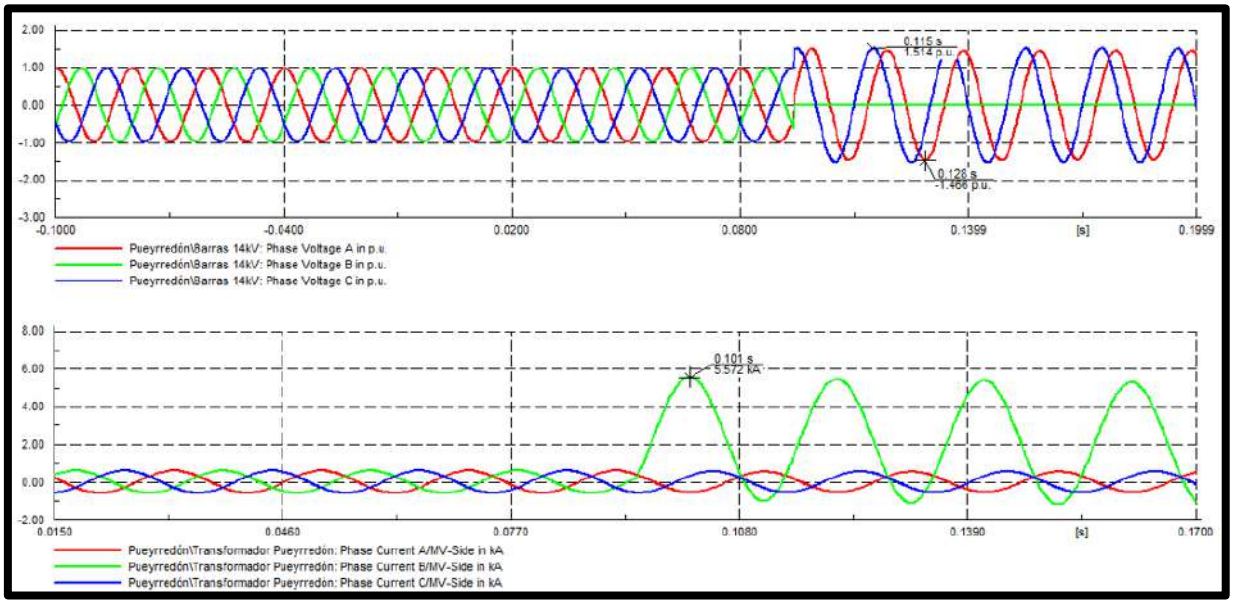


Figura 5.1.1.17 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Pueyrredón.

Las figuras 5.1.1.18 y 5.1.1.19 presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario, respectivamente. En ambos casos, no se observan alteraciones, manteniéndose las tensiones dentro de los valores nominales.

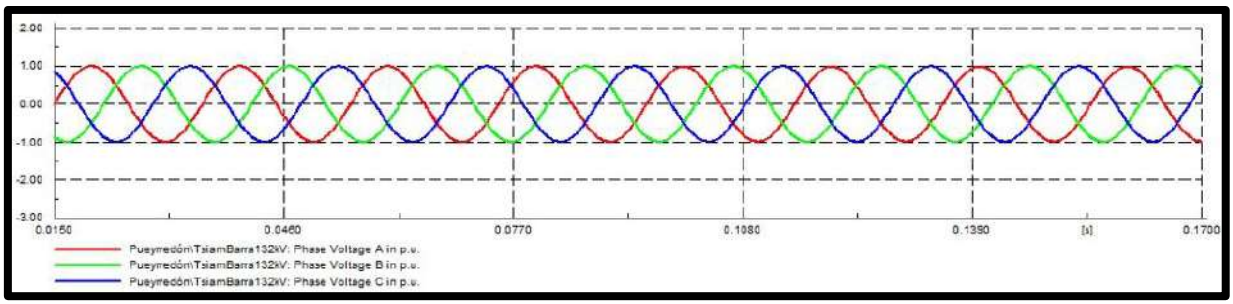


Figura 5.1.1.18 – Tensiones de fase en devanado de AT E.T Pueyrredón.

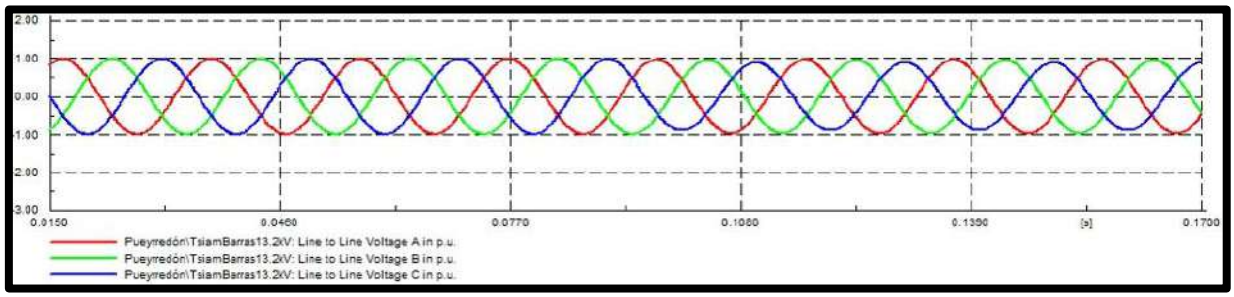


Figura 5.1.1.19 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Pueyrredón.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Pueyrredón con conexionado rígido del centro de estrella (AT y MT)

La Figura 5.1.1.20 presenta las tensiones de fase y corrientes de línea registradas con un conexionado rígido del centro de estrella. En esta configuración, no se observan sobretensiones y la corriente de falla incrementa notablemente.

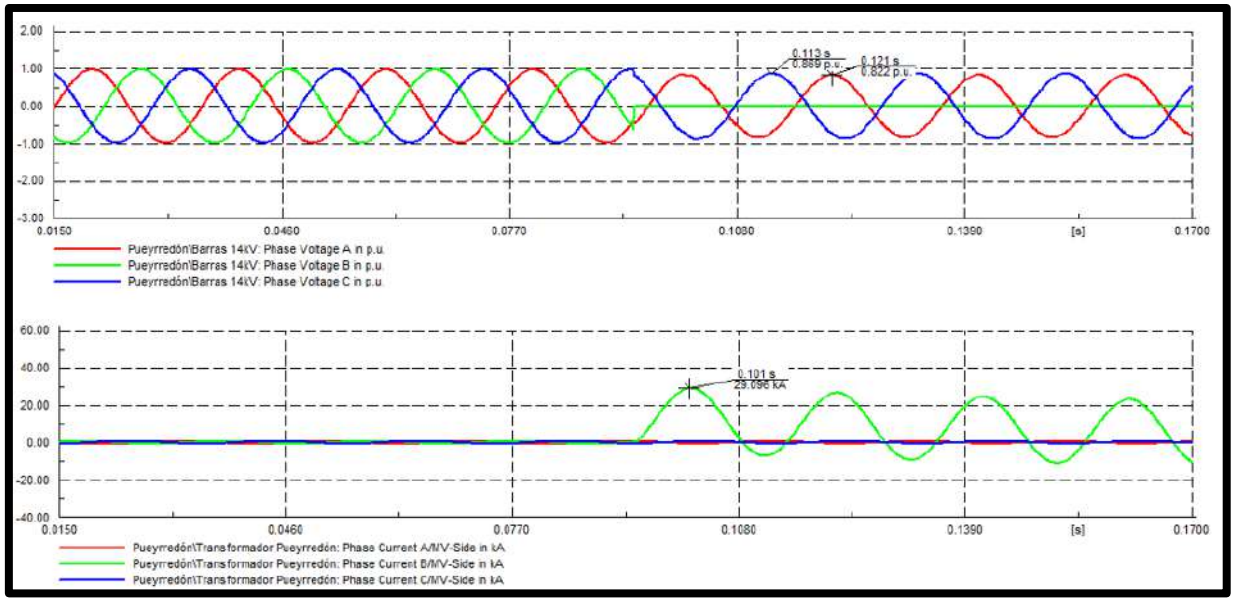


Figura 5.1.1.20 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Pueyrredón con conexión rígida a tierra.

El análisis del comportamiento de los transformadores ante cortocircuitos monofásicos a tierra ha permitido confirmar que, independientemente de su ubicación, las tensiones de fase y las corrientes de línea presentan patrones similares. Las simulaciones realizadas en la Central 9 de Julio y en las subestaciones Mar del Plata y Pueyrredón evidencian de manera consistente la aparición de sobretensiones en las fases no

afectadas, mientras que las variaciones significativas en la corriente se limitan a la fase que experimenta la falla.

Por otro lado, la implementación de diferentes configuraciones en la conexión del centro de estrella ha demostrado un impacto significativo en la magnitud de las sobretensiones generadas.

5.1.2 APARICIÓN Y ELIMINACIÓN DE FALLAS

En esta sección se simulará un evento de falla eléctrica junto con la activación de los sistemas de protección destinados a su eliminación, siguiendo lo descrito en la Sección 2.2.2. Se seleccionó un cortocircuito monofásico a tierra, ya que representa la falla con mayor probabilidad de ocurrencia en sistemas eléctricos. La ubicación de la falla se sitúa en el punto medio de la línea aérea que conecta la E.T Sur con la E.T Mar del Plata. A continuación, se presenta la representación geográfica del punto de falla y los interruptores involucrados en su eliminación.

Figura 5.1.2.1 – Punto de falla e interruptores involucrados en el evento.

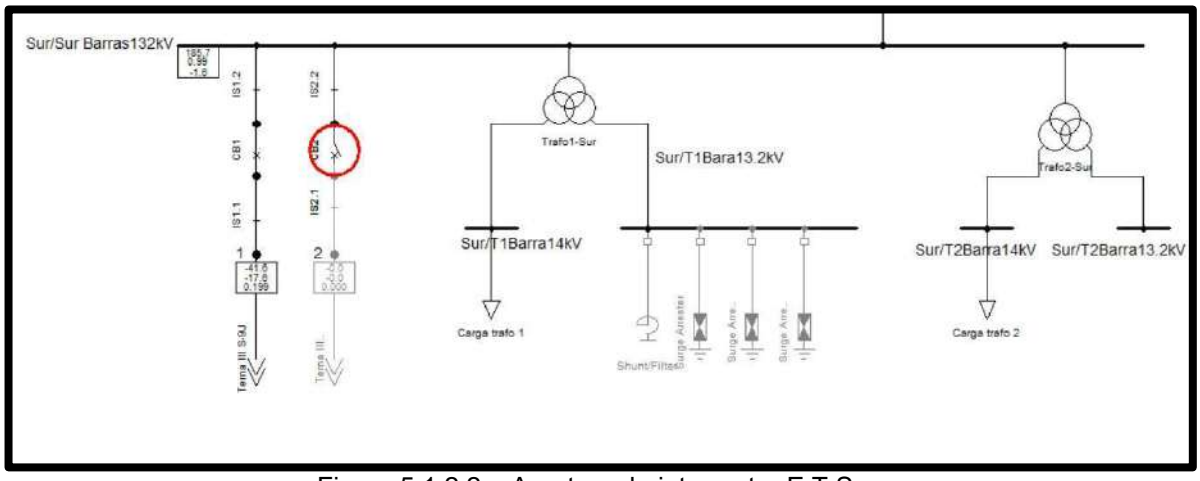


Figura 5.1.2.2 – Apertura de interruptor E.T Sur.

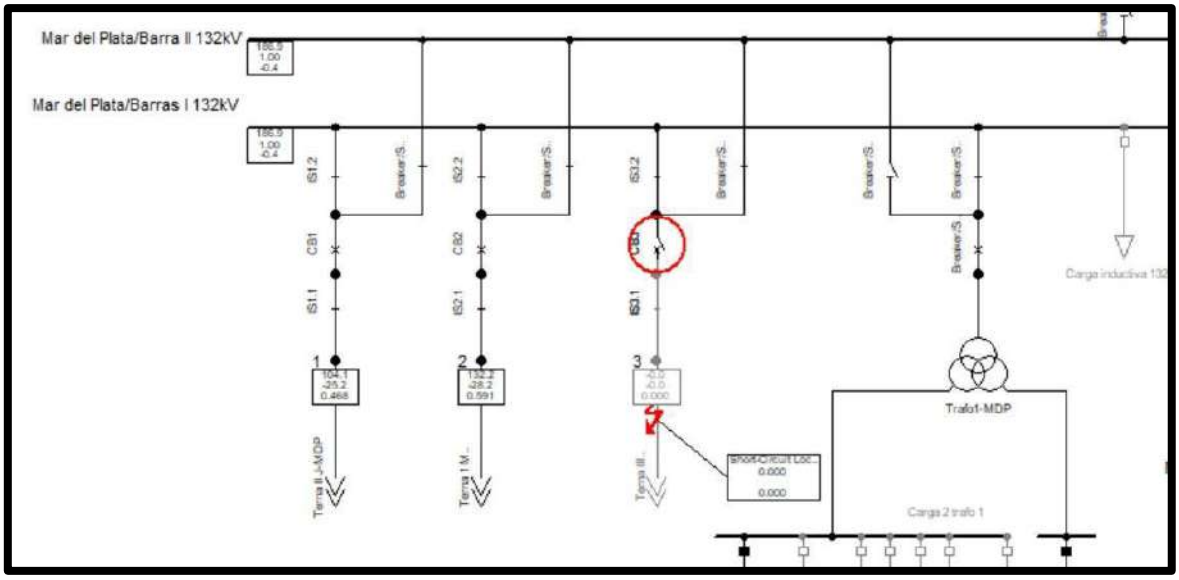


Figura 5.1.2.3 – Apertura de interruptor E.T Sur.

La simulación en el software abarca tres eventos principales:

1) Aparición del cortocircuito.
2) Apertura del interruptor en E.T Sur.
3) Apertura del interruptor en E.T Mar del Plata.

El primer evento, fue configurado siguiendo el procedimiento descrito en la sección anterior, donde se simuló una falla del mismo tipo en un entorno diferente. Para simular la apertura de los interruptores en las subestaciones involucradas, se creó un evento del tipo “Switch event” (evento de maniobra). La configuración básica de este evento incluye los siguientes parámetros: tiempo de ejecución, tipo de maniobra

(apertura/cierre), fases afectadas y la selección del interruptor en el cual se llevará a cabo la maniobra.

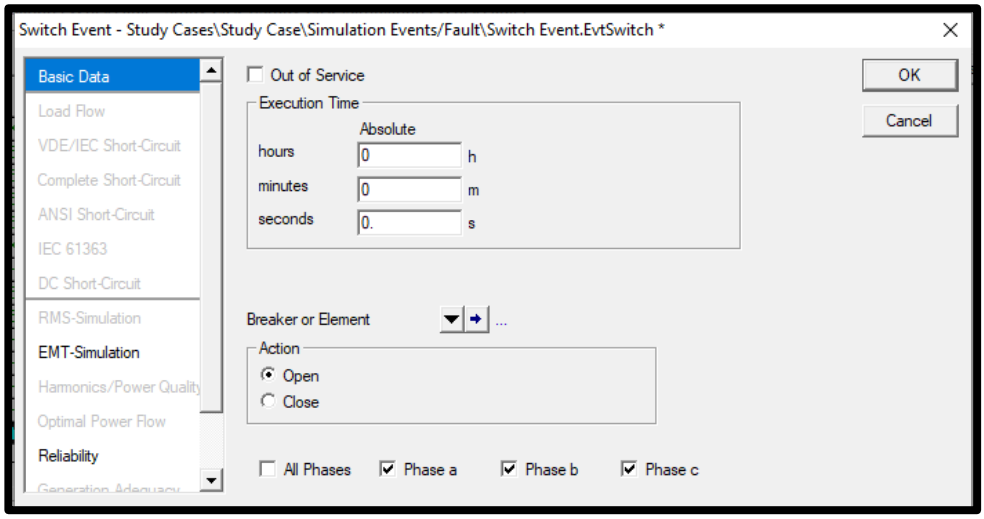


Figura 5.1.2.4 – Configuración básica evento de maniobra.

En la ventana "EMT-Simulation", se define el instante en el que se realizará la apertura del interruptor, especificando si esta se llevará a cabo en el paso por cero de la corriente ("At zero crossing") o de forma inmediata ("Immediately"). Esta selección resulta crucial, ya que influye directamente en el impacto de la maniobra sobre las condiciones de estabilidad del sistema y las tensiones resultantes.

El evento fue configurado con los siguientes parámetros:

- Tiempo de aparición de falla: 0,1 [s].
- Tiempo de apertura de interruptor en E.T Mar del Plata: 0,11 [s].
- Tiempo de apertura de interruptor en E.T Sur: 0,12 [s].
- Fases afectadas: a,b,c.
- Tipo de apertura: inmediata.

La Figura 5.1.2.5 presenta las tensiones de fase registradas en los tres devanados del transformador ubicado en la E.T Mar del Plata tras ejecutar la simulación.

Se identifican perturbaciones en las tensiones en el momento de la ocurrencia del cortocircuito (1). La tensión de la fase afectada (fase A, color rojo) experimenta una

caída abrupta, mientras que las tensiones de las fases no afectadas también muestran variaciones, aunque de menor magnitud. En el instante (2), cuando se activa la primera protección (interruptor en la E.T Mar del Plata), se registra un pico de sobretensión de 1,42 [p.u]. A partir de ese momento, las variaciones iniciales comienzan a estabilizarse de manera progresiva. No obstante, al actuar el interruptor en la E.T Sur (3) y despejarse por completo la falla, se genera una sobretensión significativa en los bornes de AT del transformador, alcanzando un valor máximo de aproximadamente 2,5 [p.u].

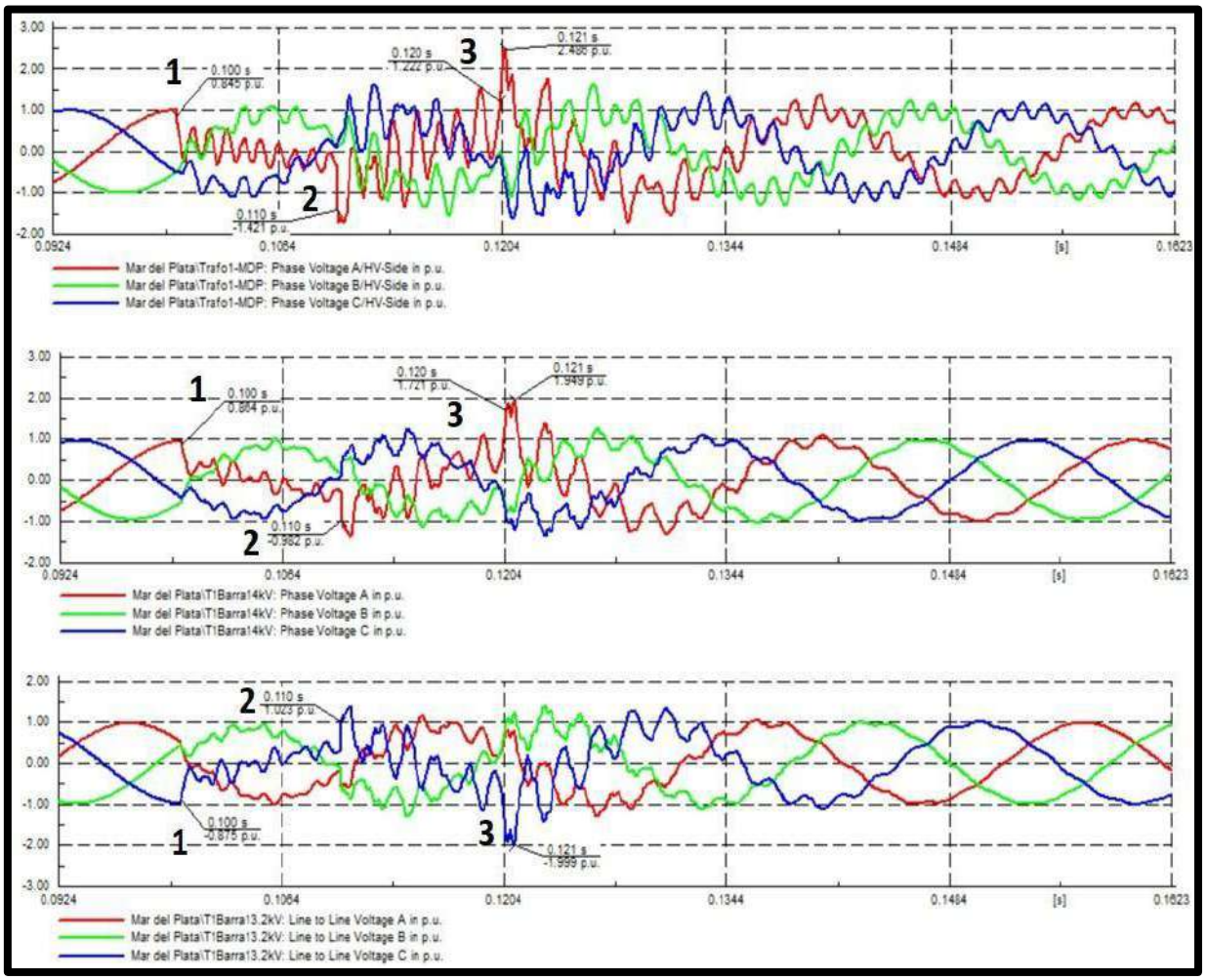


Figura 5.1.2.5 – Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata.

A pesar de que el interruptor aisló la falla, el sistema no regresa de inmediato a un estado completamente estable. El tiempo necesario para que las tensiones se estabilicen luego de la apertura del interruptor, conocido como tiempo de recuperación, depende de la respuesta del sistema y de las características de los

componentes involucrados. En la Figura 5.1.2.6 se muestra el tiempo transcurrido hasta alcanzar la estabilidad de las tensiones de AT, donde ocurre la falla, siendo este de aproximadamente 0,13 [s].

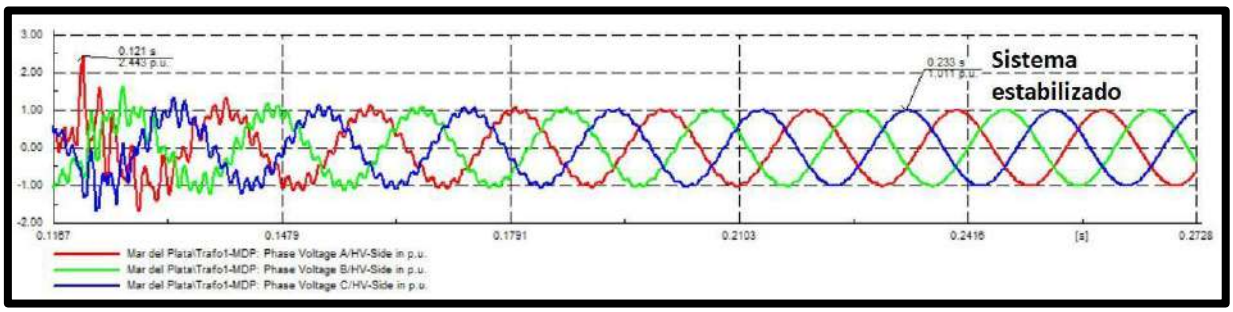


Figura 5.1.2.6 – Tiempo de estabilización de las tensiones (AT) en transformador Mar del Plata luego del despeje de la falla.

En la Figura 5.1.2.7 se presentan las tensiones registradas en los devanados del transformador en la E.T Sur, donde los resultados muestran un comportamiento prácticamente idéntico al observado en la E.T Mar del Plata. Las alteraciones en las tensiones durante el cortocircuito, la caída de tensión en la fase afectada y la estabilización progresiva posterior a la activación de las protecciones siguen el mismo patrón en ambos casos.

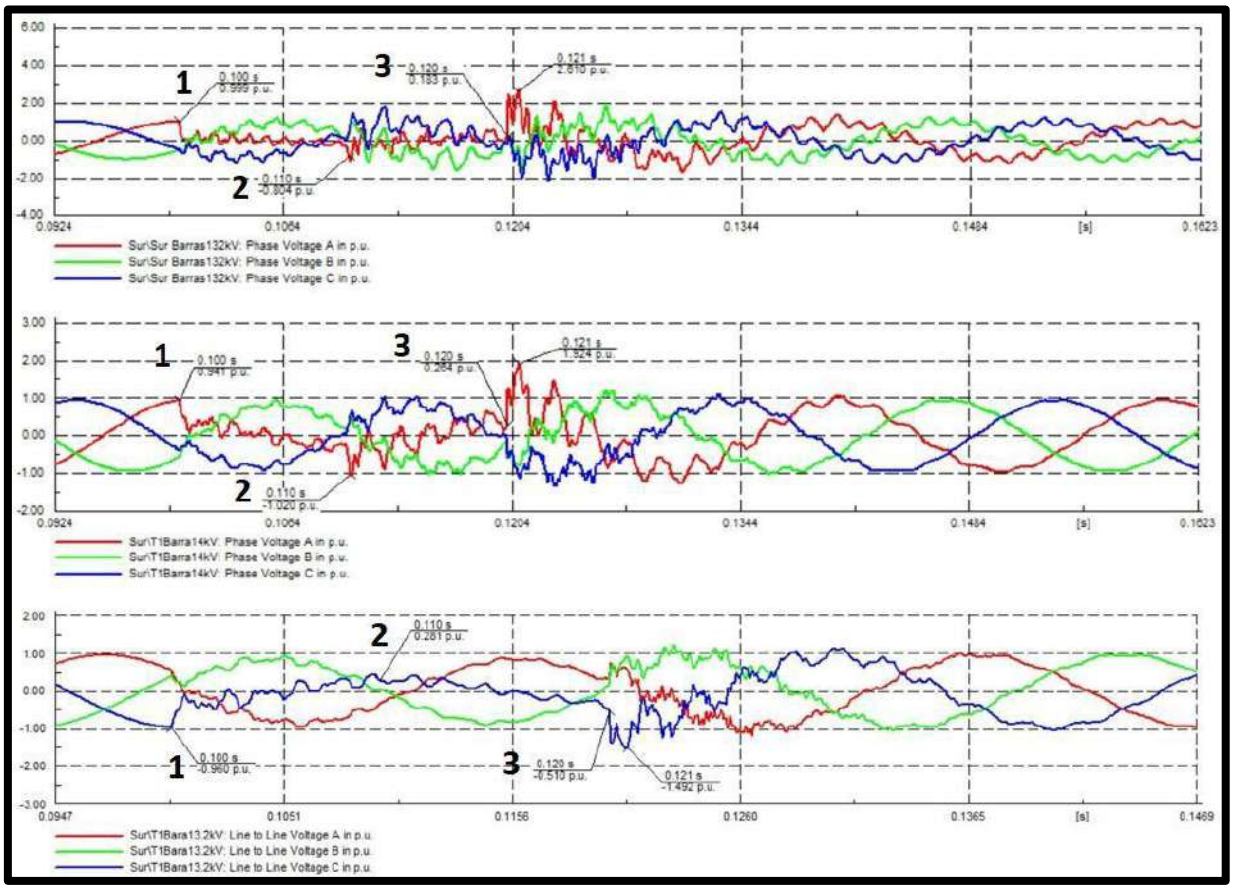


Figura 5.1.2.7 – Tensiones registradas en transformador E.T Sur.

En la Figura 5.1.2.8 se muestra el tiempo transcurrido hasta que las tensiones alcanzan la estabilidad, que es de aproximadamente 0,13 [s], coincidiendo con el tiempo observado en el caso anterior.

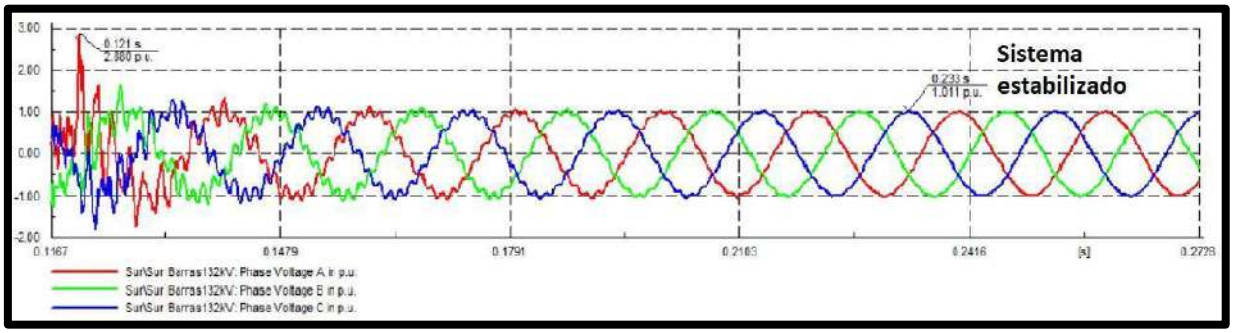


Figura 5.1.2.8 – Tiempo de estabilización de las tensiones (AT) en transformador Sur luego del despeje de la falla.

Se replicará la simulación, modificando ahora la configuración para que la apertura de los interruptores se realice al paso por cero de la corriente. Esta estrategia busca minimizar las perturbaciones y mejorar la estabilidad del sistema tras la maniobra.

Las figuras 5.1.2.9 y 5.1.2.10 muestran las tensiones registradas en los transformadores de la E.T Mar del Plata y la E.T Sur, respectivamente. En este escenario, el comportamiento de las tensiones en ambos transformadores difiere notablemente del caso analizado previamente. A diferencia de las perturbaciones y sobretensiones significativas observadas en el escenario anterior, en esta simulación no se presentan dichos fenómenos en ningún momento.

En el instante del paso por cero, la energía almacenada en los inductores y la corriente que circula por el sistema alcanzan valores mínimos, lo que reduce significativamente el riesgo de arcos eléctricos y picos de tensión. Además, la menor magnitud de las perturbaciones asociadas a la desconexión de la corriente contribuye a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. Este aspecto es especialmente relevante en sistemas de potencia, donde las fluctuaciones de tensión y corriente pueden comprometer la estabilidad o incluso generar apagones. Estos resultados destacan la importancia de realizar la desconexión en el paso por cero de la corriente para garantizar una operación del sistema más estable y confiable, como se detalla en el marco teórico en la Sección 2.2.2.

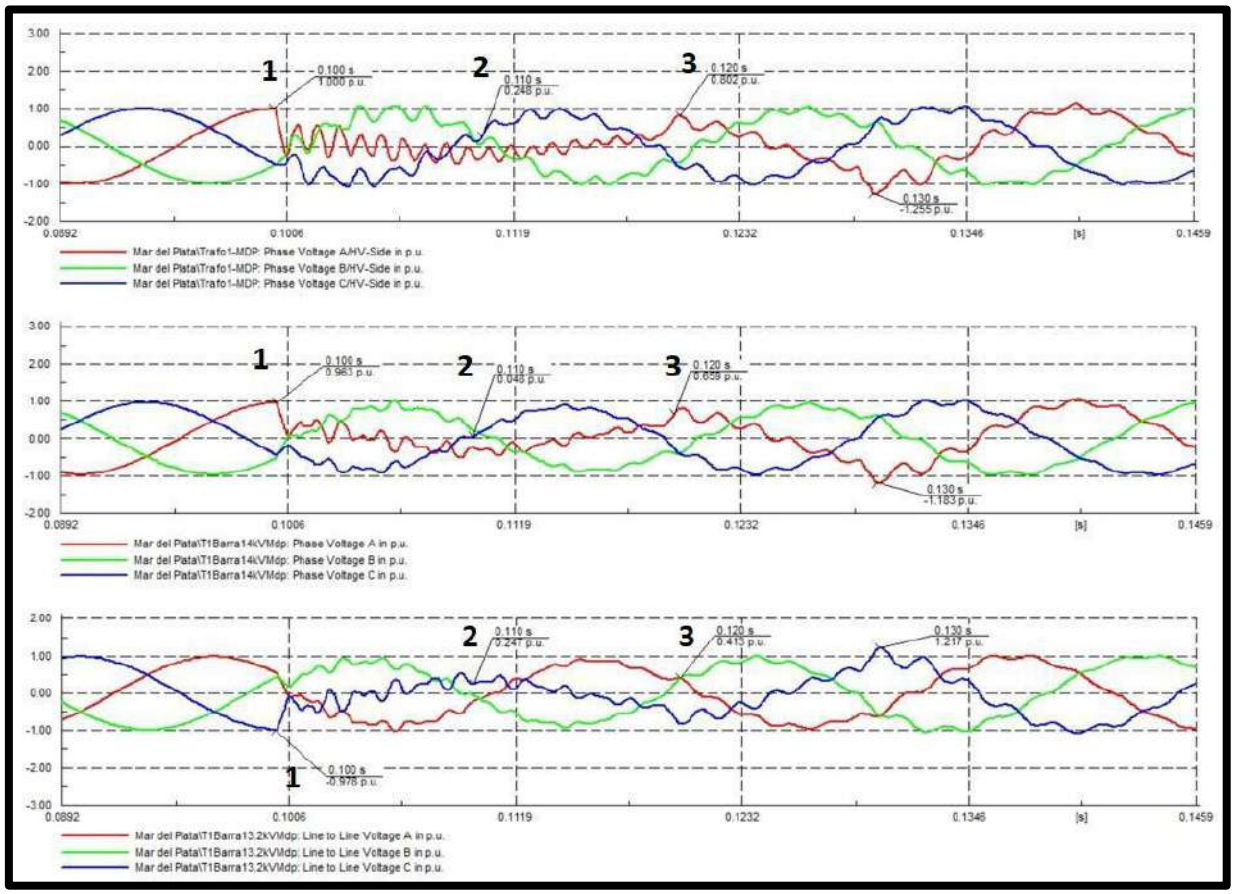


Figura 5.1.2.9 – Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata.

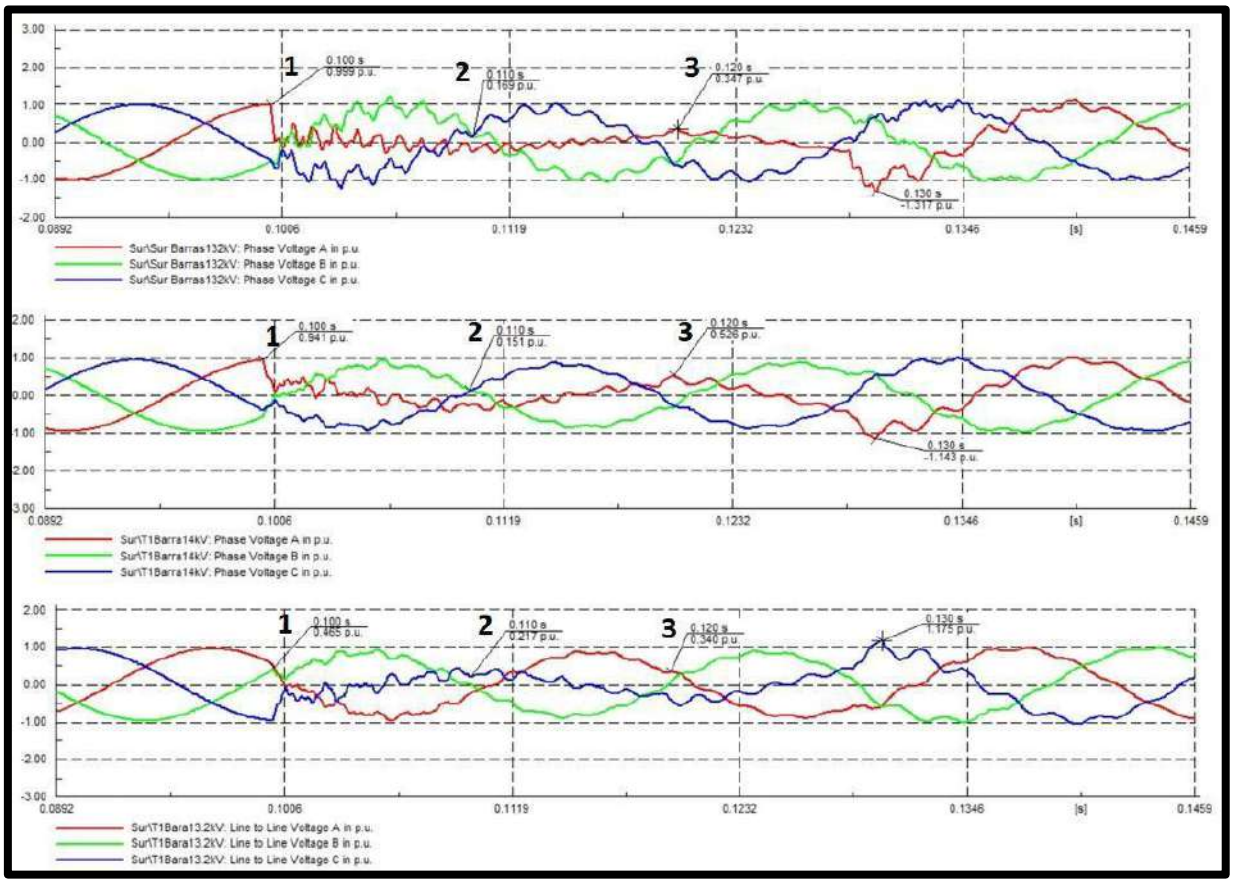


Figura 5.1.2.10 – Tensiones registradas en transformador E.T Sur.

5.1.3 PÉRDIDA DE CARGA

Para simular una pérdida brusca de carga, se configuró un evento de maniobra del tipo "Switch event", siguiendo un procedimiento similar al empleado en la simulación del despeje de una falla descrito en la sección anterior. En este caso, se programó la apertura del interruptor ubicado en la barra de media tensión (MT) de un transformador en la E.T Mar del Plata, el cual alimenta una carga de 11 [MVA]. Este procedimiento puede replicarse en cualquier otro transformador del sistema eléctrico, manteniendo la validez del análisis.

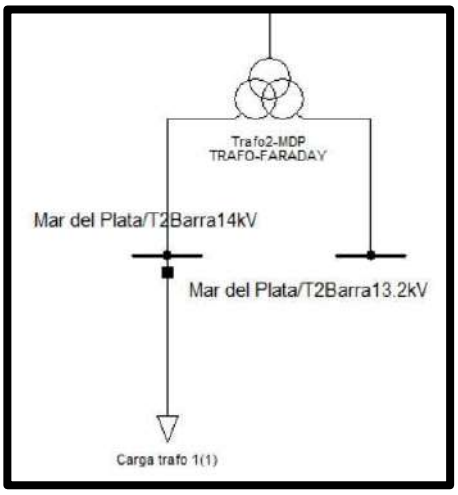


Figura 5.1.3.1 – Apertura de interruptor, pérdida brusca de carga.

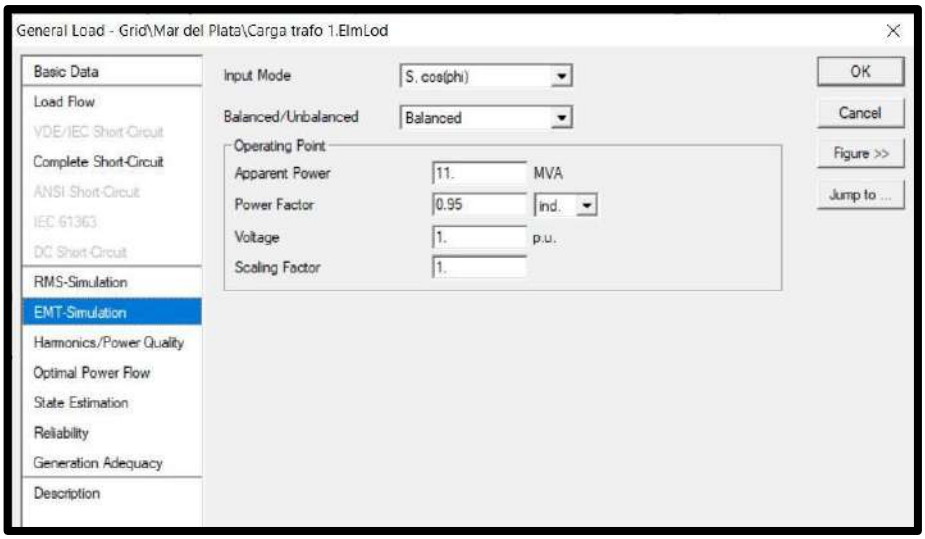


Figura 5.1.3.2 – Configuración carga alimentada.

La Figura 5.1.3.3 presenta las tensiones de fase en el devanado de AT. Estas permanecen prácticamente inalteradas tras la apertura del interruptor en las barras de MT debido a la elevada potencia de cortocircuito en barras de las acometidas como se explicó anteriormente.

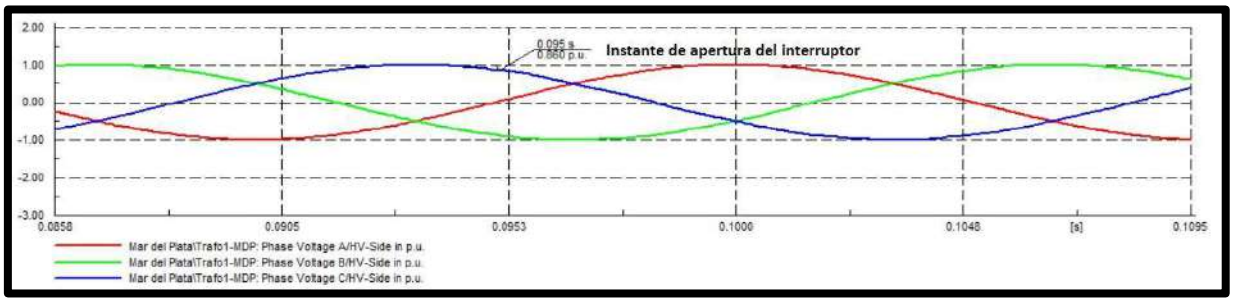


Figura 5.1.3.3 – Tensiones de fase en devanado AT tras pérdida de carga.

En contraste, las tensiones de fase en las barras de MT (ver Figura 5.1.3.4), donde se lleva a cabo la maniobra, se ven notablemente afectadas durante el proceso. En el instante de apertura del interruptor (0,095 [s]), se registra un pico de sobretensión significativo, alcanzando un valor aproximado de 3,3 [p.u] en la fase "c" (representada en color azul). Posteriormente, las tensiones presentan oscilaciones notables, las cuales disminuyen progresivamente con el tiempo debido a los efectos combinados del amortiguamiento y la disipación de energía en el sistema. Hacia el final del gráfico, las tensiones se estabilizan y convergen a su valor nominal de 1 [p.u], alcanzando así un estado de equilibrio tras el transitorio.

En resumen, las tensiones exhiben una respuesta transitoria típica de un sistema eléctrico frente a una pérdida de carga, caracterizada por un pico inicial de sobretensión seguido de oscilaciones que, eventualmente, se amortiguan y estabilizan. Este comportamiento es inherente a sistemas con componentes inductivos y capacitivos, que almacenan y liberan energía durante y después de la desconexión de la carga. Tal como se detalla en el marco teórico (Sección 2.1.2), la magnitud de la sobretensión generada está influida de manera significativa por las características de la carga desconectada.

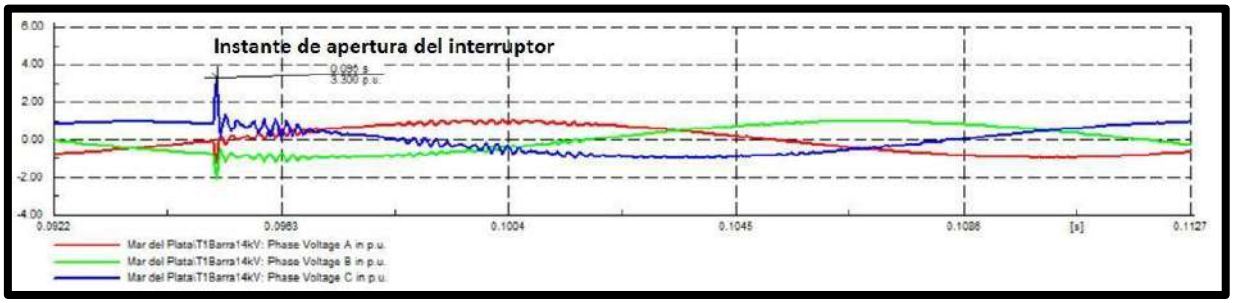


Figura 5.1.3.4 – Tensiones de fase en devanado MT tras pérdida de carga.

En la Figura 5.1.3.5 se presentan las tensiones en el devanado terciario del transformador, donde se reflejan los fenómenos ocurridos en el secundario.

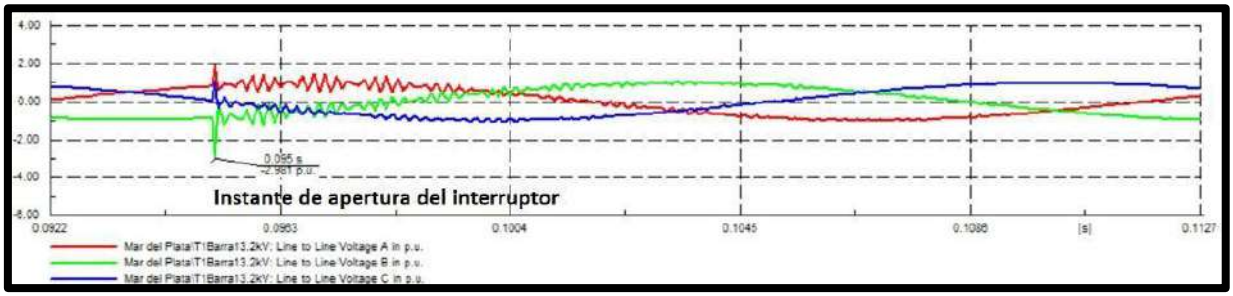


Figura 5.1.3.5 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación tras pérdida de carga.

5.1.4 MANIOBRAS CON CARGAS CAPACITIVAS

En esta sección, se simularán las maniobras de conexión y desconexión de baterías de capacitores, con el objetivo de analizar las sobretensiones que se generan durante su ejecución. Estas maniobras se realizarán en las barras de media tensión de la E.T Mar del Plata, que opera a 13,8 [kV] y alimenta una carga de 11 [MVA] con un factor de potencia de 0,8.

Para modelar los capacitores, se empleó el elemento "Shunt/filter C", cuya configuración básica se presenta en la Figura 5.1.4.1.

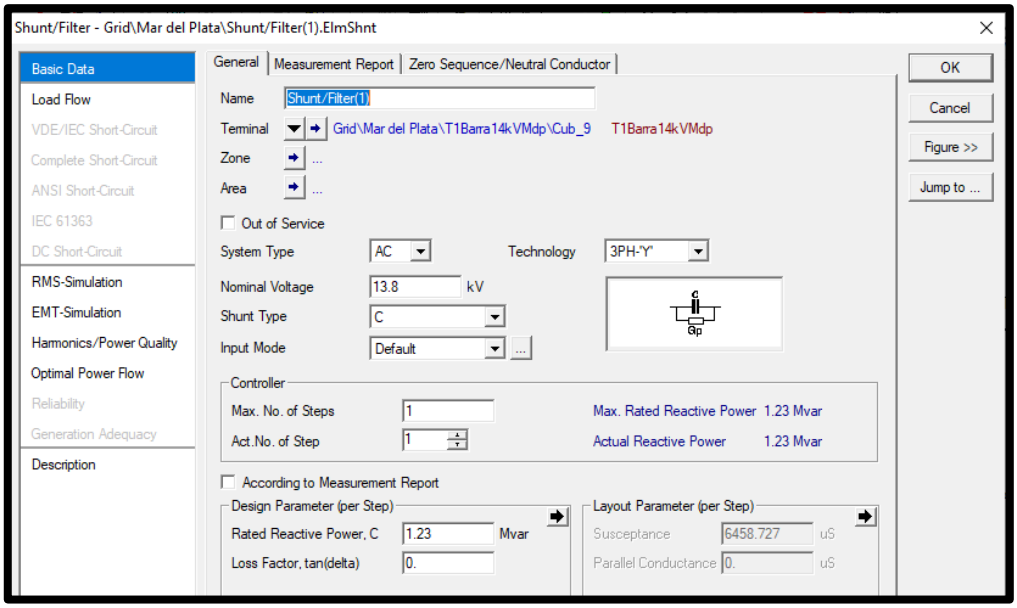


Figura 5.1.4.1 – Configuración básica del elemento Shunt/filter C.

Para establecer la configuración de los capacitores, se determinó la potencia capacitiva necesaria para alcanzar un factor de potencia de 0,95:

$$P = 11\ [MVA]\ .\ 0{,}8 = 8{,}8\ [MW]$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = 6{,}6\ [MW]$$

$$tg\ (\varphi) = \frac{Q - Q_C}{P}$$

Donde:

Q_c: potencia capacitiva necesaria para lograr un factor de potencia de 0,95.

P: potencia activa de la carga.

$$tg\ ((0{,}95)\ ) = \frac{6{,}6\ [MVAr] - Q_C}{8{,}8\ [MW]}$$

$$Q_C = 3.7\ [MVAr]$$

La potencia capacitiva necesaria se distribuirá en tres bancos de capacitores, que se conectarán en etapas. Cada etapa se activará secuencialmente, en lugar de conectar todos los capacitores en una única maniobra, lo que permite mitigar las sobretensiones. Por lo tanto, se emplearán tres bancos de capacitores de 1,23 [MVAr] cada uno.

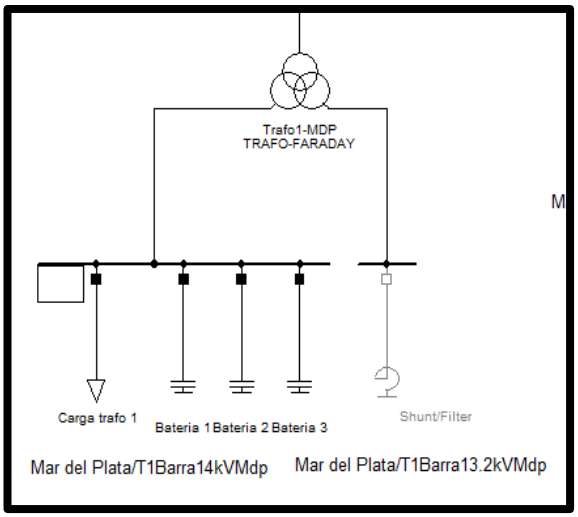


Figura 5.1.4.2 – Conexionado de batería de capacitores en barras de media tensión.

La simulación incluirá tres eventos de maniobra para la conexión de las baterías de capacitores, realizados en los instantes 0,1 [s], 0,6 [s], y 1,1 [s]. El breve intervalo entre cada conexión responde a los tiempos de espera típicamente empleados en la práctica para permitir que el sistema eléctrico se estabilice y evitar corrientes transitorias altas que puedan causar sobretensiones.

Primera conexión (instante 0,1 [s]):

En la Figura 5.1.4.3 se presentan las tensiones en los tres devanados del transformador. En el devanado de MT, donde se realiza la conexión de la batería de capacitores, se observa un pico de sobretensión de 1,8 [p.u] acompañado de oscilaciones significativas, lo que indica una perturbación considerable en el sistema. Tal como se mencionó en la Sección 2.2.3, las sobretensiones generadas dependen del valor de tensión en el momento exacto en que se realiza la maniobra de conexión. En este caso, el pico de sobretensión ocurre en la fase “a” (color rojo), donde la tensión era más elevada al momento de conectar el banco de capacitores. Con el tiempo, el sistema tiende a estabilizarse. Por otro lado, las tensiones en el devanado de AT no se ven afectadas por la maniobra, mientras que en el devanado terciario se reflejan los fenómenos ocurridos en el secundario.

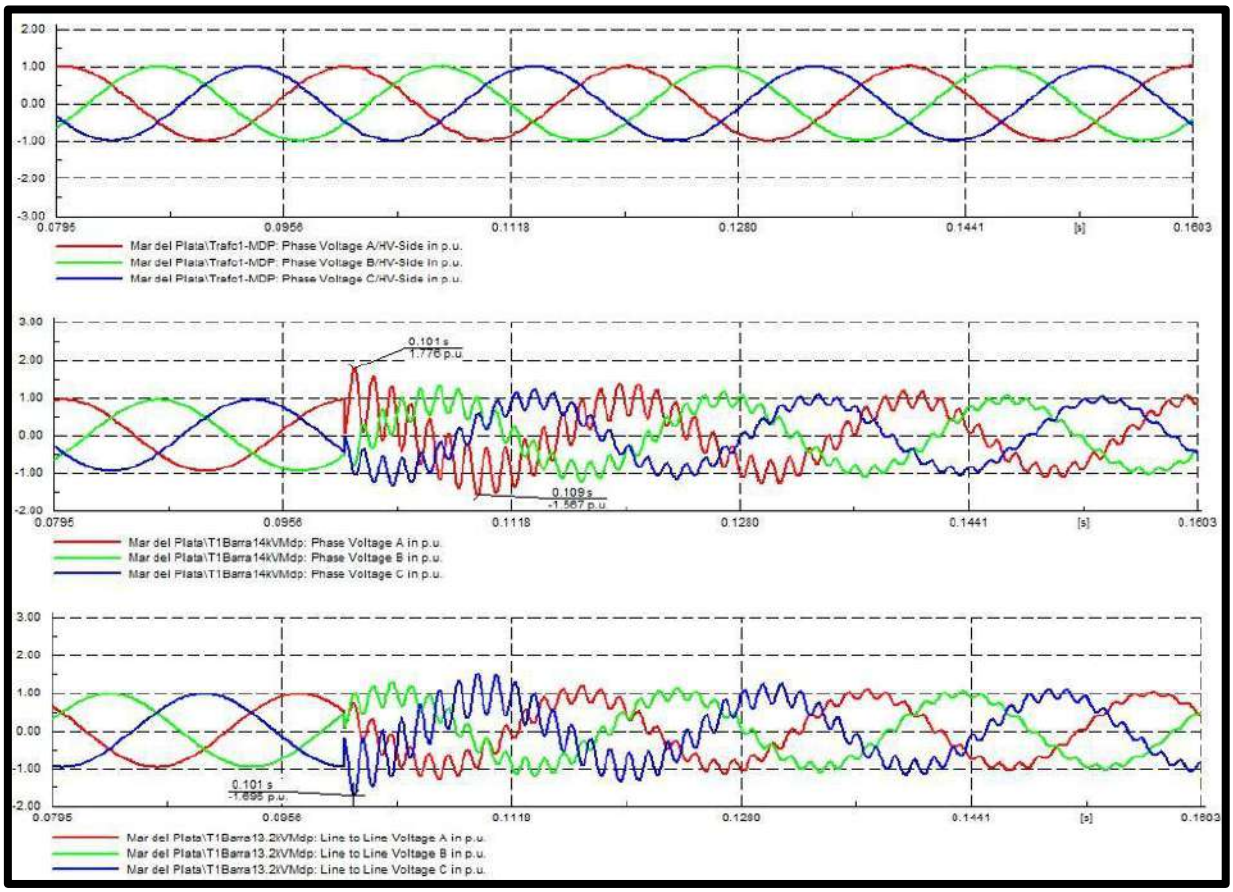


Figura 5.1.4.3 – Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata tras conexión de primera batería de capacitores.

Segunda conexión (instante 0,6[s]):

La conexión de la segunda batería de capacitores genera un pico de sobretensión menor, de aproximadamente 1,36 [p.u] en el devanado de MT y 1,32 [p.u] en el terciario, como muestra la Figura 5.1.4.4. La perturbación en el sistema es notablemente inferior a la de la primera conexión.

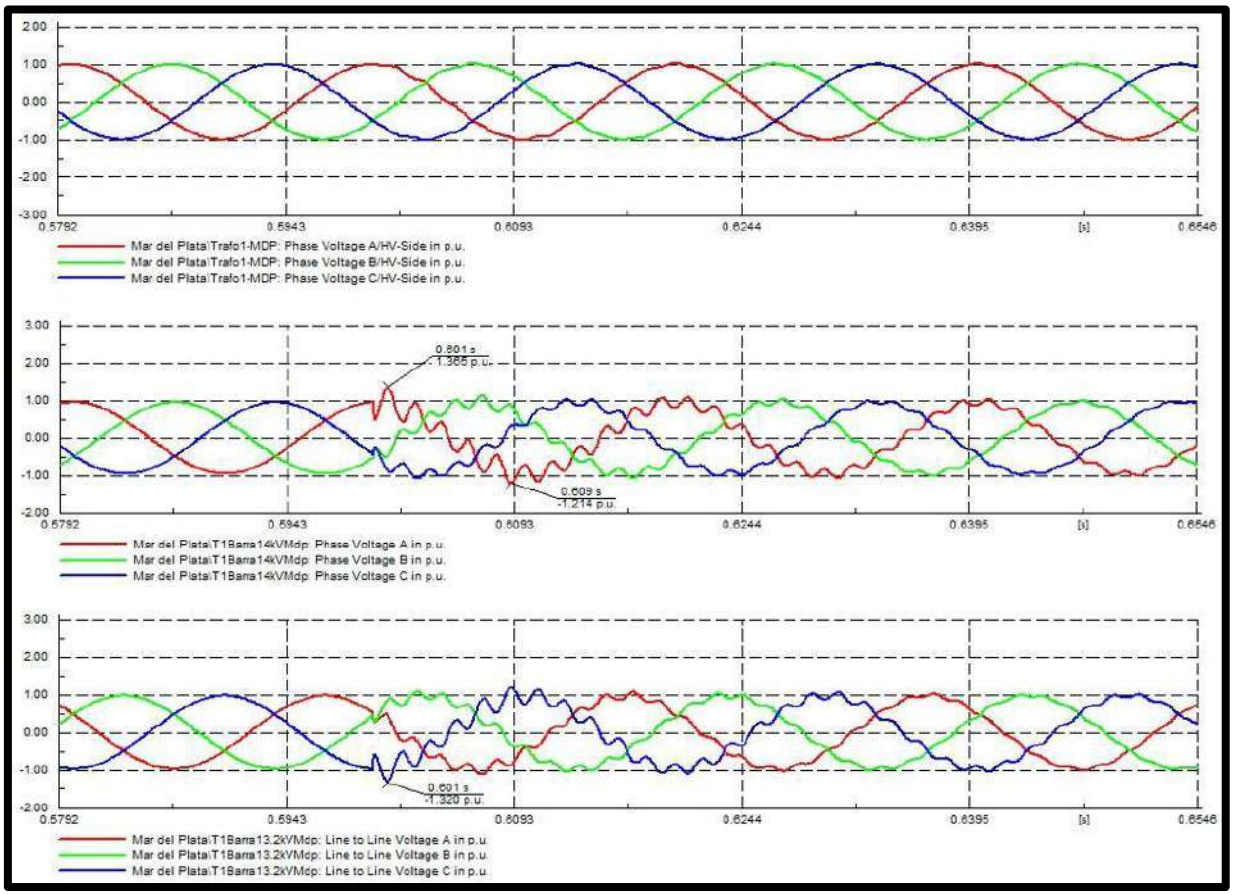


Figura 5.1.4.4 – Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata tras conexión de segunda batería de capacitores.

Tercera conexión (instante 1,1[s]):

Durante la conexión de la última batería de capacitores (Figura 5.1.4.5), la sobretensión es casi inexistente y la perturbación en el sistema es imperceptible. La disminución en la magnitud de las sobretensiones y las perturbaciones del sistema con cada conexión sucesiva de las baterías de capacitores se debe a varios factores. Uno de ellos es la mejora en la compensación de la energía reactiva, que reduce la corriente reactiva en el sistema y disminuye las oscilaciones y las sobretensiones transitorias. Otro factor importante es el efecto de amortiguamiento, ya que la adición de capacitores ayuda a reducir las oscilaciones transitorias y las sobretensiones en cada etapa.

Estos resultados subrayan la importancia de una planificación cuidadosa y escalonada en la conexión de capacitores, permitiendo al sistema adaptarse mejor a los cambios y mantener su integridad y confiabilidad. Además, refuerzan la necesidad de adoptar

estrategias de conexión que mitiguen los efectos adversos de las maniobras de conexión de capacitores, asegurando así una operación segura y estable del sistema.

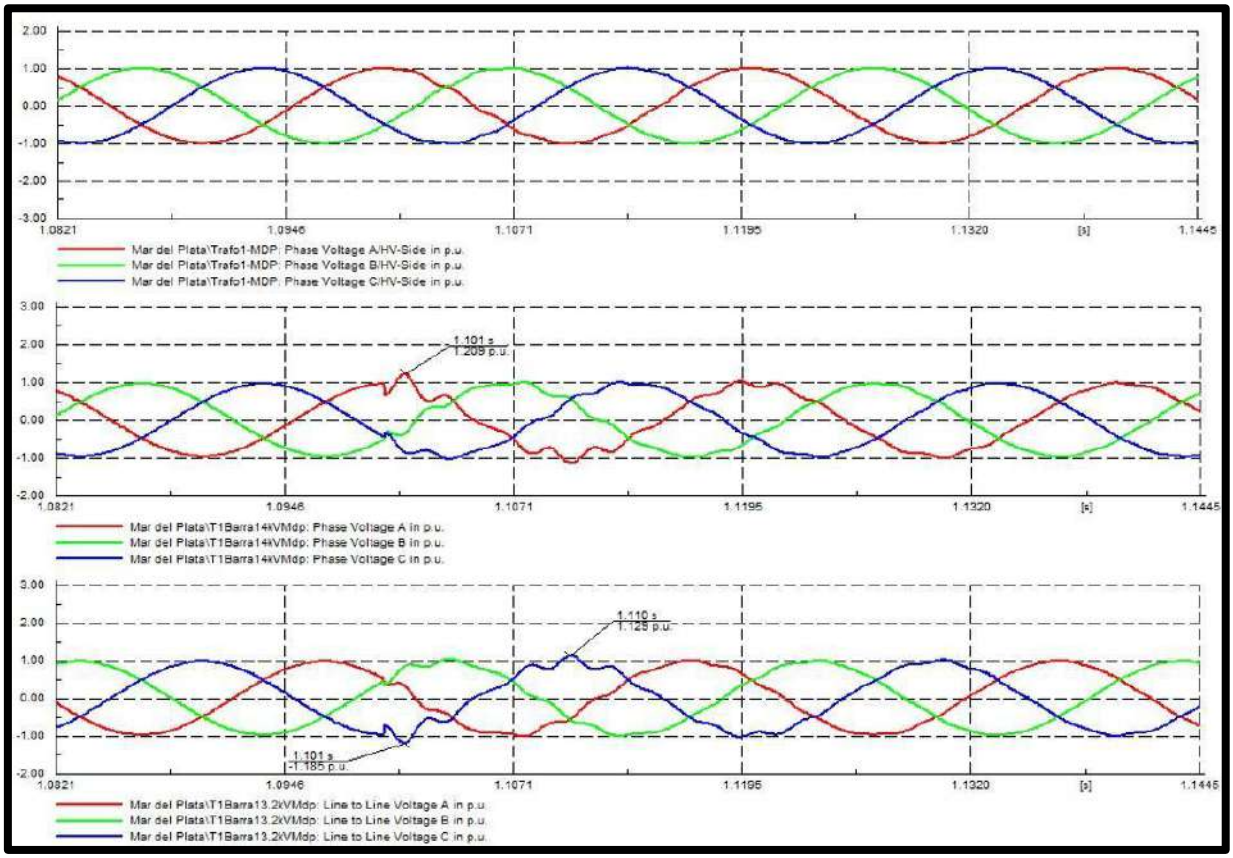


Figura 5.1.4.5 – Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata tras conexión de tercera batería de capacitores.

Mitigación de Sobretensiones mediante preinserción de reactancias

Otra técnica mencionada en la Sección 2.2.3 para mitigar las sobretensiones generadas al conectar un banco de capacitores es la preinserción de reactancias, también conocidas como bobinas de choque. Esta técnica consiste en insertar reactancias en el circuito antes de la conexión de los capacitores, lo cual ayuda a limitar la corriente inrush y, en consecuencia, reduce las sobretensiones transitorias.

A modo de demostración, se simuló la conexión de la primera batería de capacitores (realizada anteriormente en el instante 0,1 [s]) con una reactancia inductiva de 0,3 [Ω] conectada en serie. Cabe destacar que este valor es arbitrario; en la práctica, el valor de la bobina de choque se determina teniendo en cuenta factores como el valor de THD (distorsión armónica total) requerido y el máximo de corrientes armónicas a filtrar.

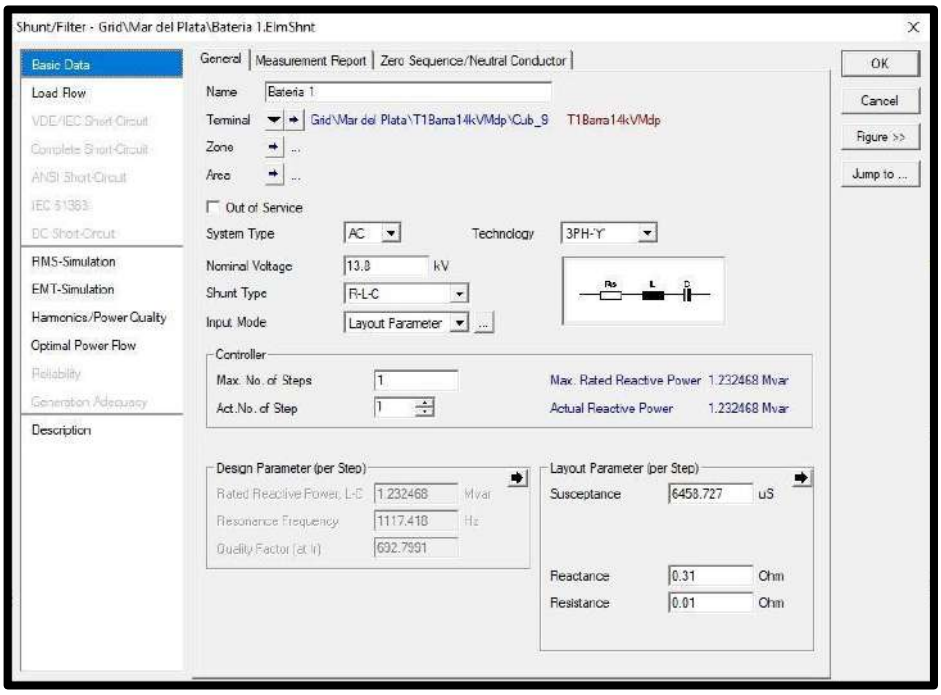


Figura 5.1.4.6 – Batería de capacitores con inductancia en serie (“Shunt tipo R-L-C”).

Como se anticipó, en la Figura 5.1.4.7 se observa una mitigación en el pico de sobretensión generado en las tensiones de MT, que se reduce de 1,8 [p.u] a aproximadamente 1,5 [p.u]. Esto evidencia la efectividad de la preinserción de reactancias.

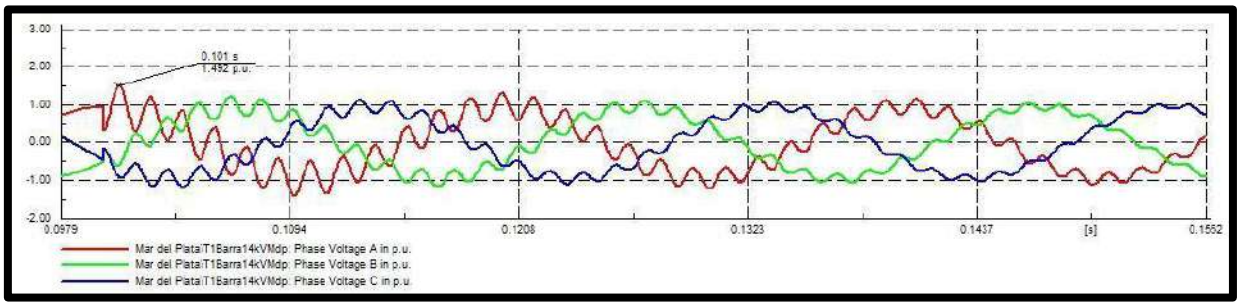


Figura 5.1.4.7 – Conexión de batería de capacitores con inductancia en serie.

Desconexión de batería de capacitores

Se simuló la desconexión secuencial de las baterías de capacitores, replicando el mismo procedimiento que se utilizó para su conexión, en un contexto donde las condiciones de carga han cambiado y ahora existe una sobrecompensación de

potencia capacitiva. Bajo estas condiciones, cuando la carga se encuentra junto con las tres baterías de capacitores conectadas, el factor de potencia resultante es de 0,95.

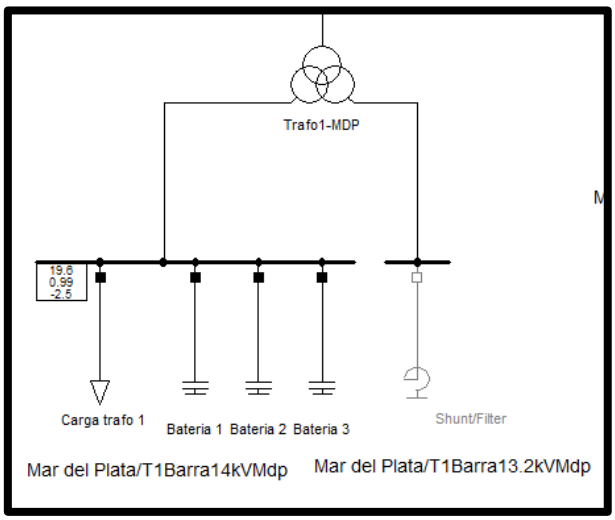


Figura 5.1.4.8 – Factor de potencia antes de la desconexión de los capacitores.

La tensión registrada en el devanado del transformador que alimenta la carga tras realizar la maniobra se muestra en la Figura 5.1.4.9.

A partir de los resultados, se observa que, durante la desconexión de las baterías de capacitores, no se generaron sobretensiones ni perturbaciones significativas. Esta ausencia de perturbaciones puede atribuirse al uso de interruptores ideales en el modelo de simulación, los cuales no reflejan con exactitud los efectos reales que ocurren en condiciones prácticas. Tal como se expuso en la Sección 2.2.3, las sobretensiones generadas durante estas maniobras suelen ser consecuencia del arco eléctrico producido durante la apertura del interruptor y de los reencendidos subsecuentes, fenómenos que se deben al desfase entre la tensión y la corriente. Sin embargo, dichos efectos no están contemplados en la simulación actual, lo que limita la precisión en la representación de las condiciones reales del sistema.

Otro factor que contribuye a la ausencia de sobretensiones en las simulaciones es la presencia de altos valores de inductancia en la red. En sistemas de AT, las reactancias inductivas predominan sobre otros parámetros, lo que facilita la amortiguación de los transitorios y reduce el impacto de las perturbaciones de tensión. Las inductancias

actúan como amortiguadores, absorbiendo eficazmente las fluctuaciones y mitigando el efecto de los transitorios de tensión.

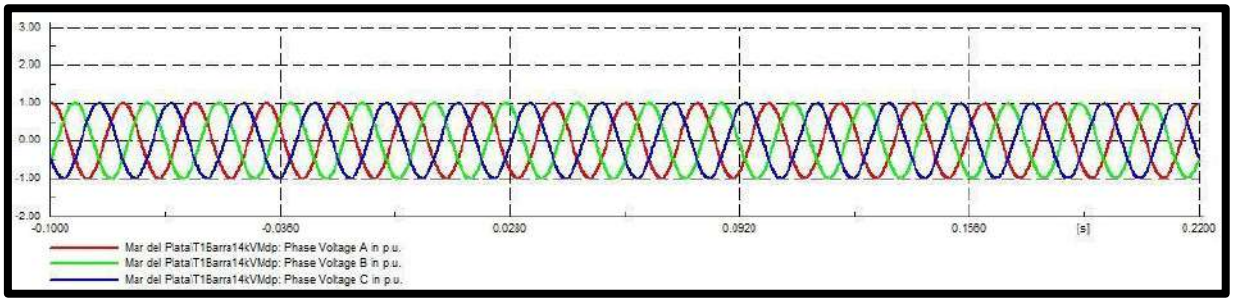


Figura 5.1.4.9 – Tensiones de fase en devanado MT transformador E.T Mar del Plata luego de la desconexión de los capacitores.

5.1.5 CONEXIÓN Y REENGANCHE DE LÍNEAS

En la Sección 2.2.1 se analizó cómo las maniobras de conexión de líneas pueden generar sobretensiones debido a fenómenos asociados a la propagación de ondas. Se sabe que la tensión en ambos extremos de una línea al realizar su conexión resulta de la onda viajera generada por la maniobra y de las sucesivas reflexiones que ocurren en sus extremos. Estos fenómenos están estrechamente relacionados con los parámetros característicos de la línea y la carga que alimenta.

Este tipo de situación es común en el sistema bajo estudio, especialmente en las líneas aéreas, que están expuestas a cortes momentáneos provocados por fallas o tareas de mantenimiento. Para estudiar este fenómeno, se simuló un evento de maniobra sobre la línea que conecta la estación Mar del Plata con la estación Sur, la cual está compuesta por un tendido aéreo y un tendido subterráneo. Este evento podría representar tanto un escenario posterior a la desconexión de la línea debido a la actuación de una protección frente a un cortocircuito, como la restauración de la línea tras una tarea de mantenimiento.

La simulación incluye la reconexión de las líneas bajo dos configuraciones diferentes: el cierre simultáneo de ambos interruptores involucrados y el cierre secuencial de estos (uno a la vez). El objetivo de esta simulación es observar las diferencias en los fenómenos producidos en cada caso, analizando cómo el tipo de maniobra afecta la generación de sobretensiones y la estabilidad del sistema eléctrico.

En la Figura 5.1.5.1 se muestra la línea en la que se llevará a cabo la maniobra, junto con la ubicación de los interruptores involucrados, permitiendo identificar los puntos clave en los que se realizarán las maniobras de conexión.

Figura 5.1.5.1 – Línea e interruptores involucrados en la maniobra.

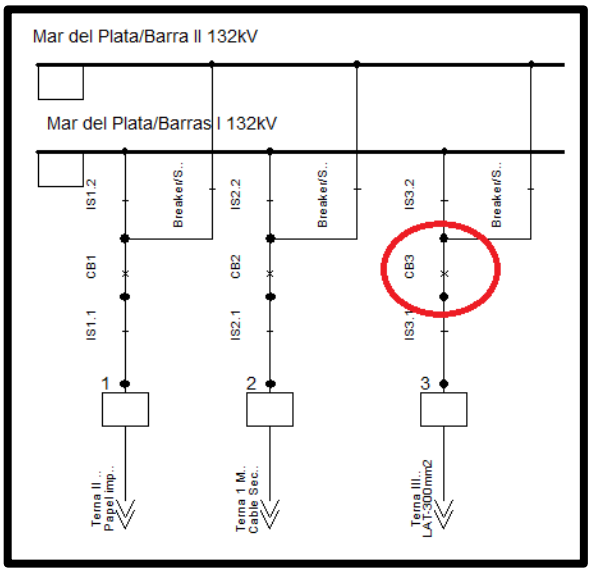


Figura 5.1.5.2 – Interruptor en ET MDP.

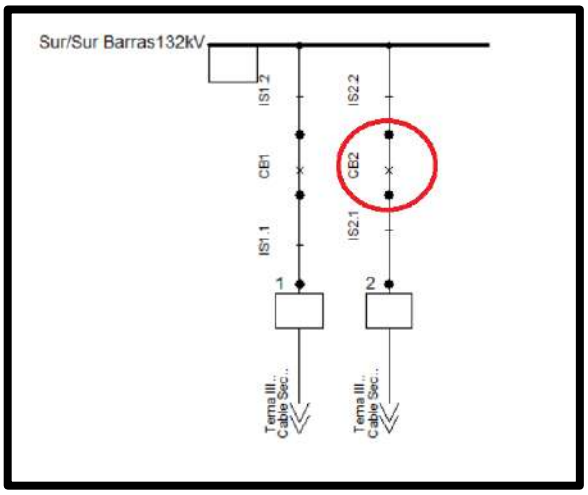


Figura 5.1.5.3 – Interruptor en E.T Sur.

En primer lugar, se simuló el escenario en el que ambos interruptores se cierran en distintos instantes, con la siguiente configuración en sus tiempos de actuación:

- Interruptor E.T Mar del Plata: 0,1 [s]
- Interruptor E.T Sur: 0,14 [s]

Las tensiones registradas en el transformador E.T Mar del Plata en el instante 0,1 [s] son las siguientes:

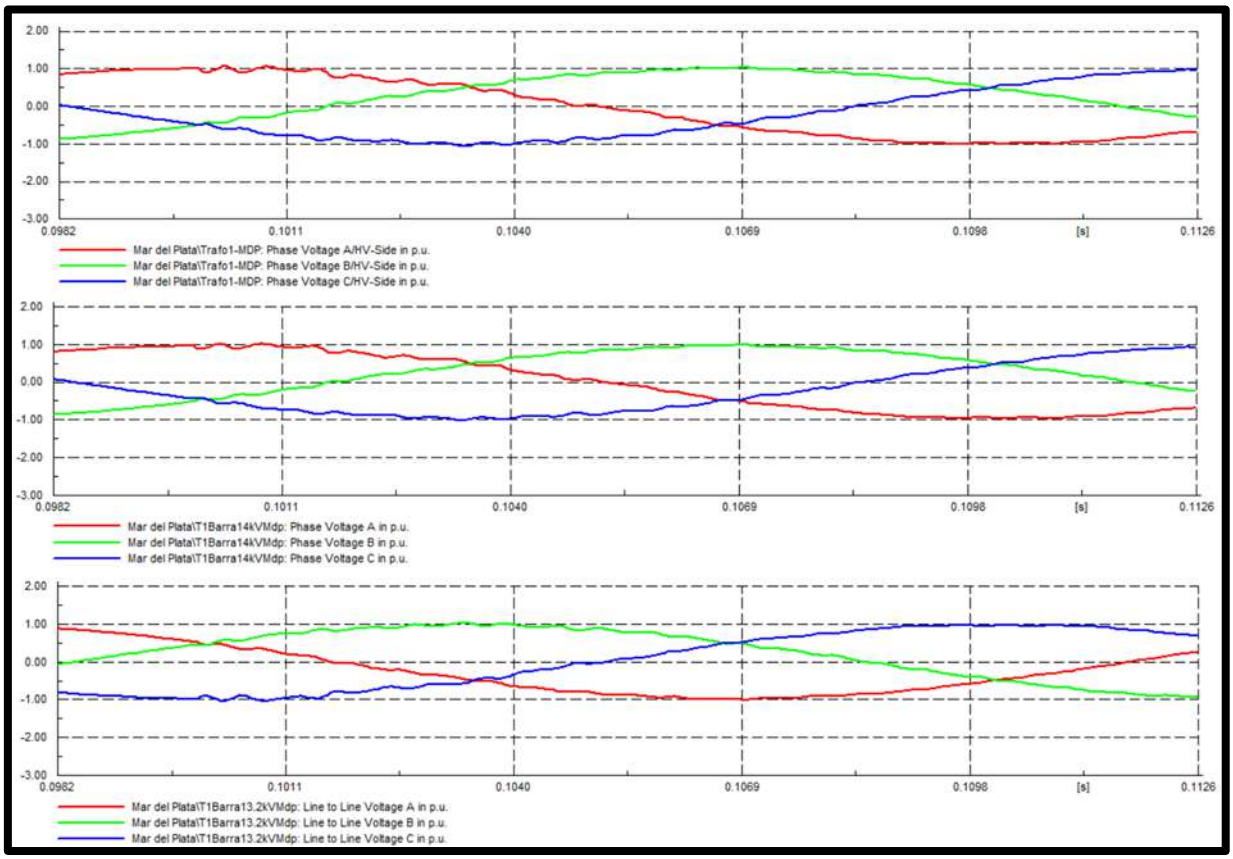


Figura 5.1.5.4 – Tensiones en transformador E.T Mar del Plata.

Las tensiones registradas en transformador E.T Sur en el instante 0,1 [s] son las siguientes:

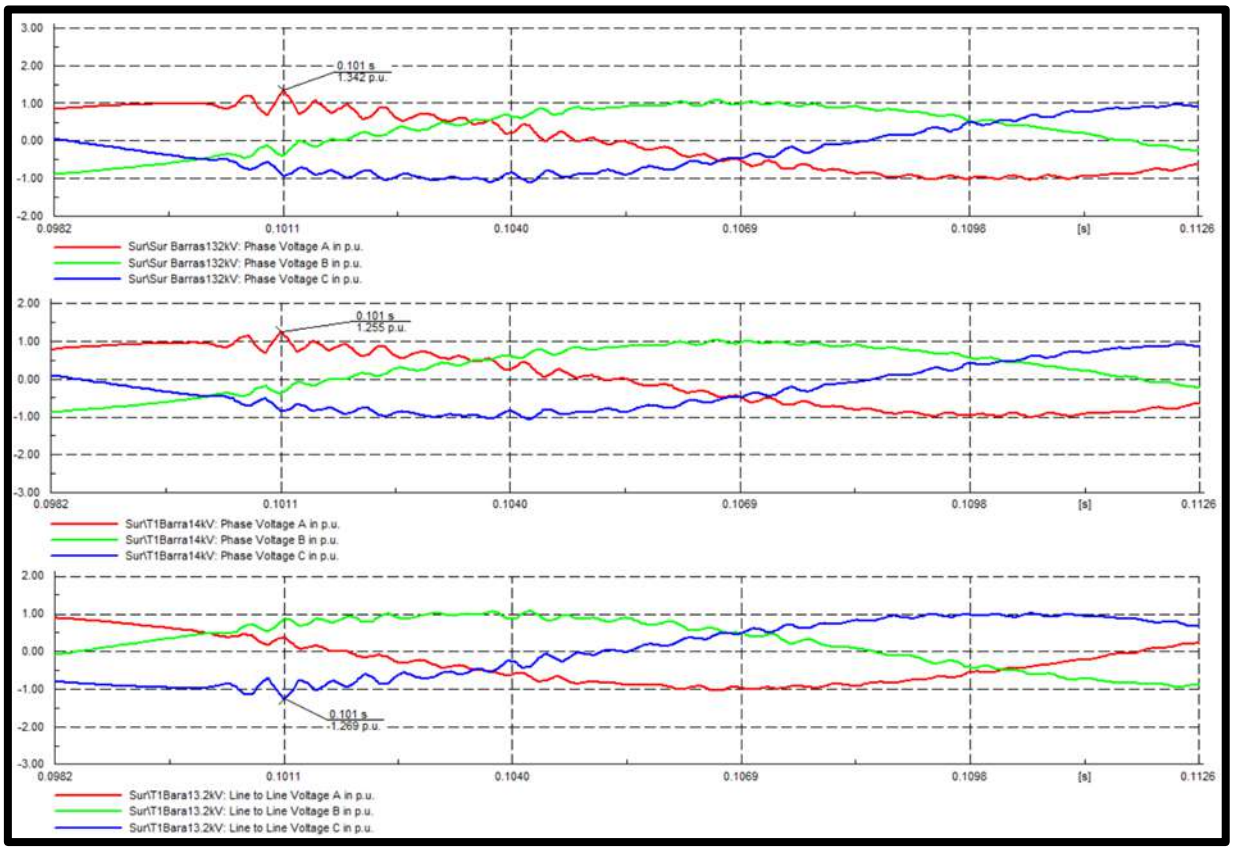


Figura 5.1.5.5 – Tensiones en transformador E.T Sur

Al cerrar el interruptor de la E.T Mar del Plata, tanto la línea aérea como la subterránea quedaron alimentadas en vacío durante un breve período de tiempo. Sin embargo, no se observaron sobretensiones significativas en ninguna de las estaciones transformadoras, y las perturbaciones en la red fueron mínimas. Además, estas perturbaciones se amortiguaron rápidamente.

Teóricamente, la conexión de una línea en vacío es uno de los escenarios más desfavorables para la generación de sobretensiones debido a la onda reflejada. En una línea sin carga, el coeficiente de reflexión es igual a 1, lo que implica que toda la onda incidente se refleja en el extremo abierto de la línea, lo que podría duplicar la tensión original (2 veces la tensión incidente). No obstante, en la simulación observada, este fenómeno no se manifestó de manera significativa. Existen varias razones que pueden explicar la ausencia de las sobretensiones esperadas en la práctica:

- **Pérdidas en la línea**: las líneas reales experimentan pérdidas resistivas y fenómenos como el efecto corona, que atenúan las ondas de tensión reflejadas. A medida que la onda viaja a lo largo de la línea, parte de su energía se disipa, lo que reduce la magnitud de la onda reflejada y, por lo tanto, la sobretensión generada es menor de lo previsto en un modelo teórico ideal.
- **Tiempo de viaje y amortiguación natural**: la velocidad de propagación de la onda en la línea y el tiempo que tarda en reflejarse pueden influir en la magnitud de la tensión observada en el extremo de la línea. Si la línea es lo suficientemente larga la onda puede perder energía antes de reflejarse, limitando la sobretensión resultante.
- **Capacidad de amortiguamiento del sistema**: el sistema bajo estudio cuenta con elementos de amortiguamiento, principalmente a través de la puesta a tierra, lo que contribuye a reducir la magnitud de las sobretensiones.
- **Características del software de simulación**: existen limitaciones en los elementos modelados en el software y simplificaciones de ciertos aspectos del sistema eléctrico real, lo que puede hacer que los resultados obtenidos se desvíen de lo teóricamente esperado.

Posteriormente, al actuar el interruptor ubicado en la E.T Sur, la línea quedó alimentada desde ambos extremos, observándose las siguientes tensiones:

- Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata:

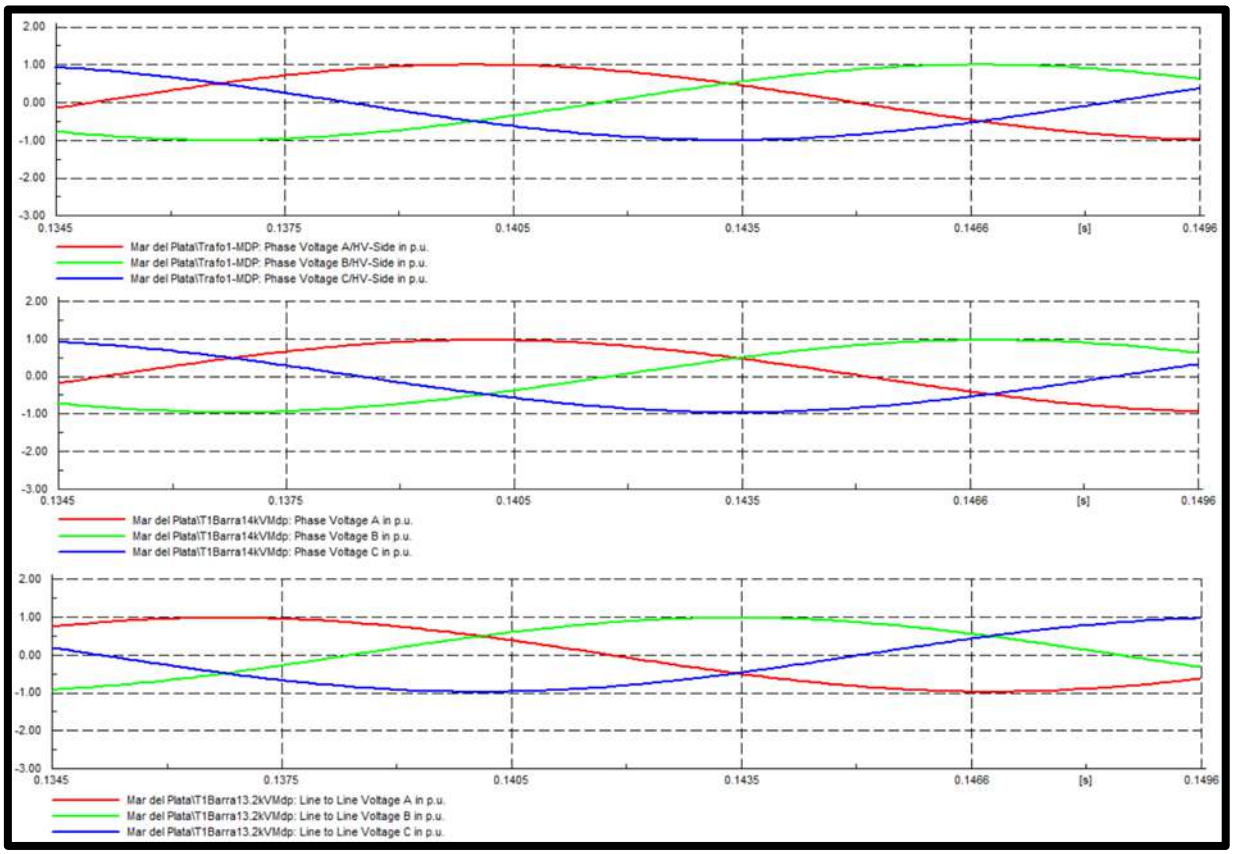


Figura 5.1.5.6 – Tensiones en transformador E.T Mar del Plata.

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur:

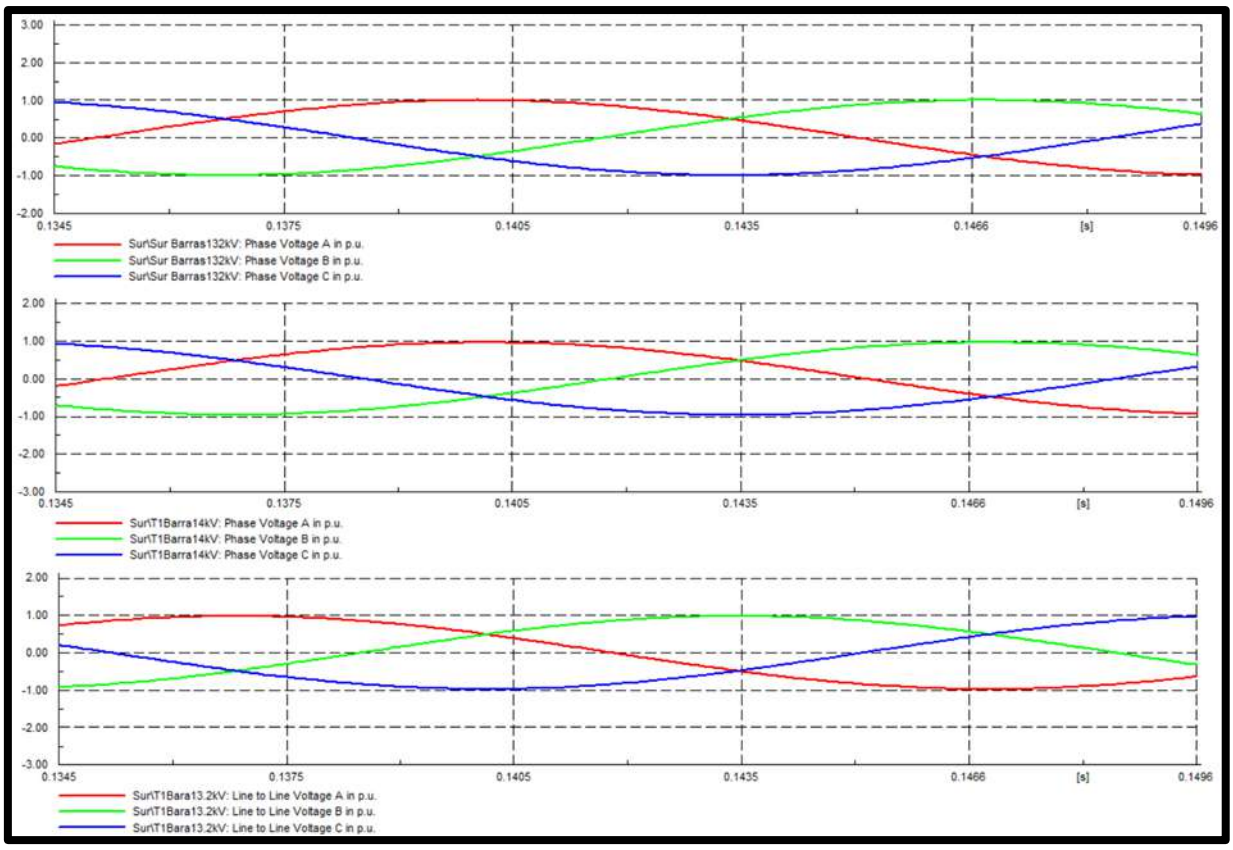


Figura 5.1.5.7 – Tensiones en transformador E.T Sur.

Al cerrar el segundo interruptor en el instante 0,14 [s], las tensiones en las estaciones transformadoras no presentaron cambios abruptos ni generaron sobretensiones destacables. Este comportamiento se atribuye principalmente a la pre-amortiguación de la línea. Al estar la línea parcialmente energizada por el primer interruptor, las ondas de tensión y corriente generadas al cerrar el segundo interruptor se ven amortiguadas, debido a las pérdidas resistivas y otros mecanismos de disipación en la línea, lo que reduce la energía de las posibles ondas reflejadas y disminuye la magnitud de cualquier sobretensión.

A diferencia del escenario anterior, en el que la línea estaba en vacío, el coeficiente de reflexión en este caso es inferior a 1, lo que implica que las ondas reflejadas son menores, reduciendo la magnitud de la onda de tensión total, formada por la suma de la onda incidente y la reflejada. Este fenómeno contribuye a que las perturbaciones

en la red sean menos significativas y a que el sistema mantenga su estabilidad durante la maniobra.

Finalmente, se simuló el caso en el que ambos interruptores actuaron de manera simultánea. Este escenario permitió analizar el comportamiento del sistema eléctrico cuando la línea se energiza completamente en un único instante, sin un intervalo de tiempo entre la operación de los interruptores.

▪ Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata:

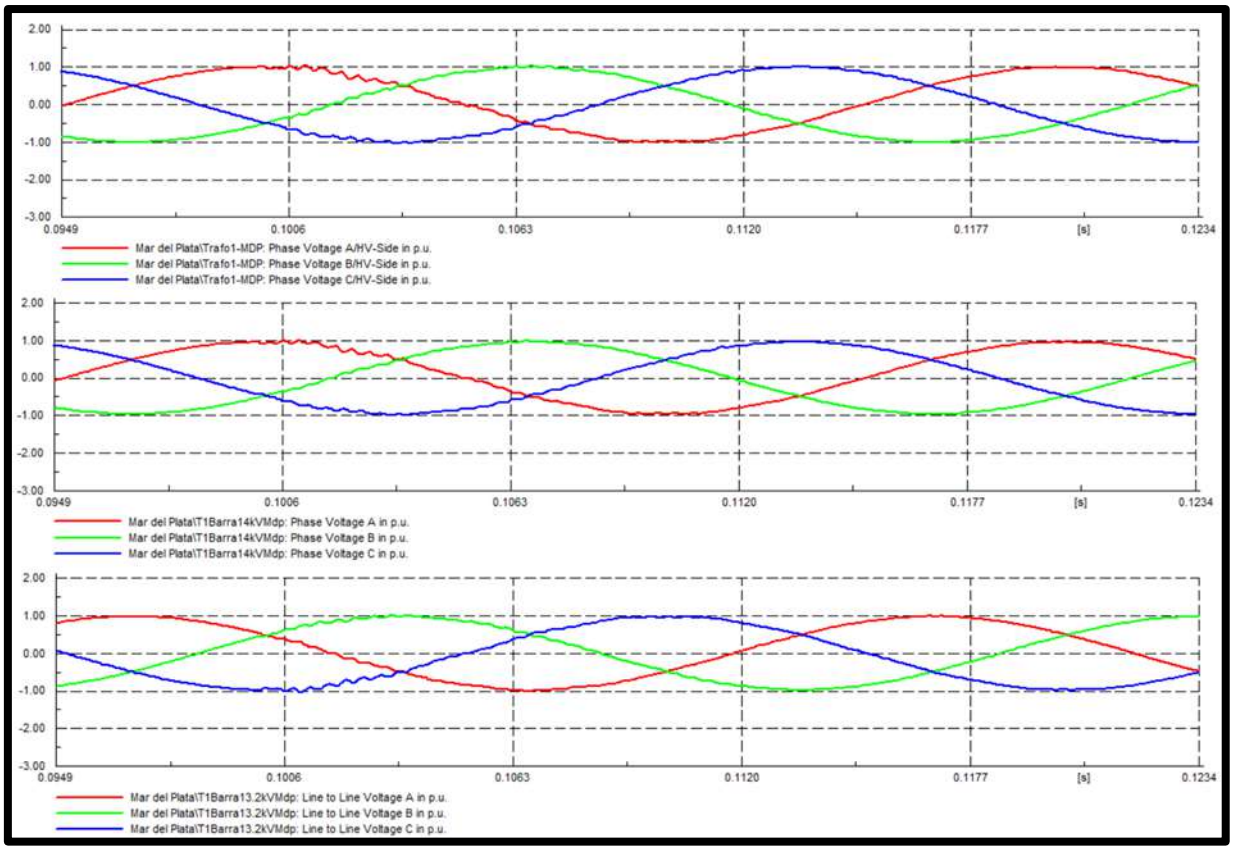


Figura 5.1.5.8 – Tensiones en E.T Mar del Plata.

▪ Tensiones registradas en transformador E.T Sur:

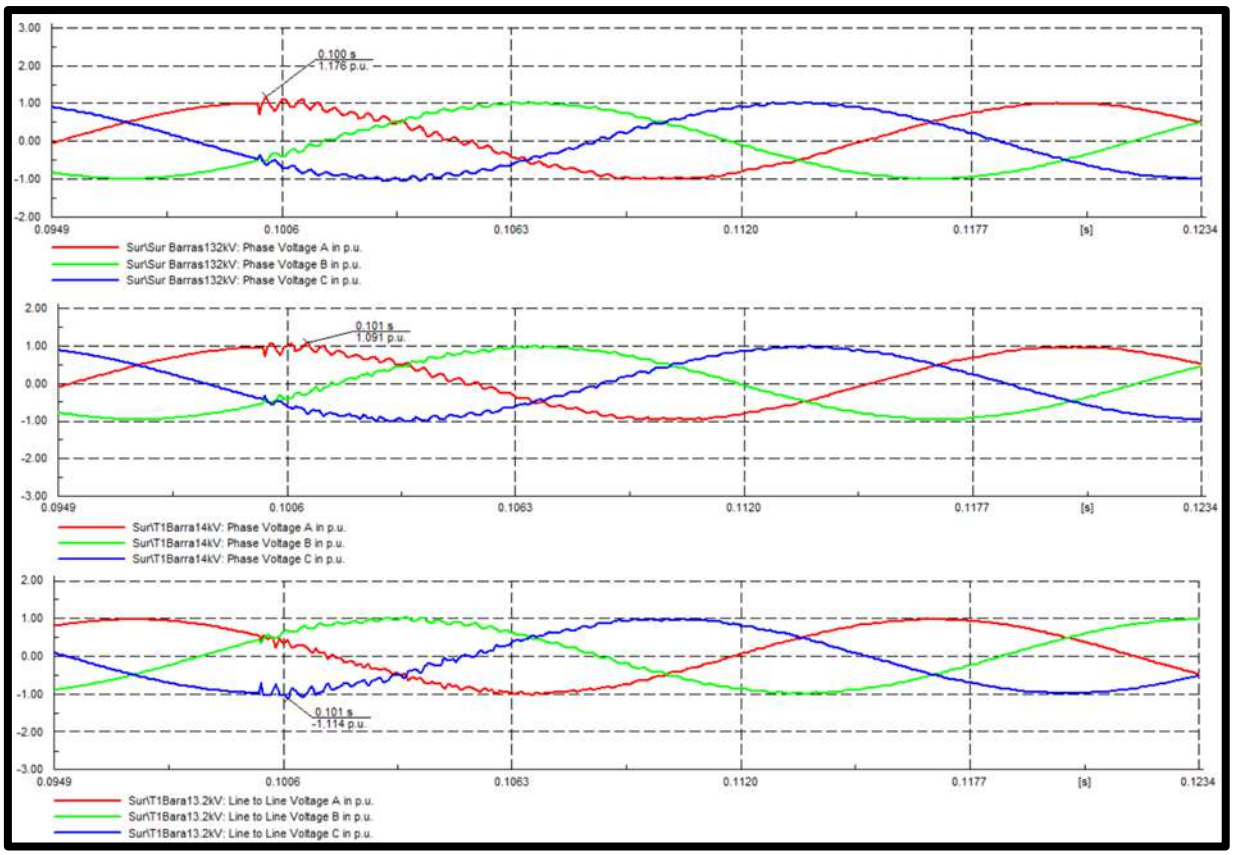


Figura 5.1.5.9 – Tensiones en transformador E.T Sur.

Al simular el cierre simultáneo de ambos interruptores, se observó un comportamiento estable en el sistema eléctrico, sin cambios abruptos en las tensiones ni la generación de sobretensiones significativas.

5.1.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA

Para simular una descarga atmosférica, se utilizó el elemento "Impulse Source" (fuente de impulso), que permite inyectar una onda de corriente de tipo impulso en un punto específico de la red, emulando el impacto de un rayo. La configuración de sus parámetros incluye el valor pico de corriente, el tiempo de frente y el tiempo de cola.

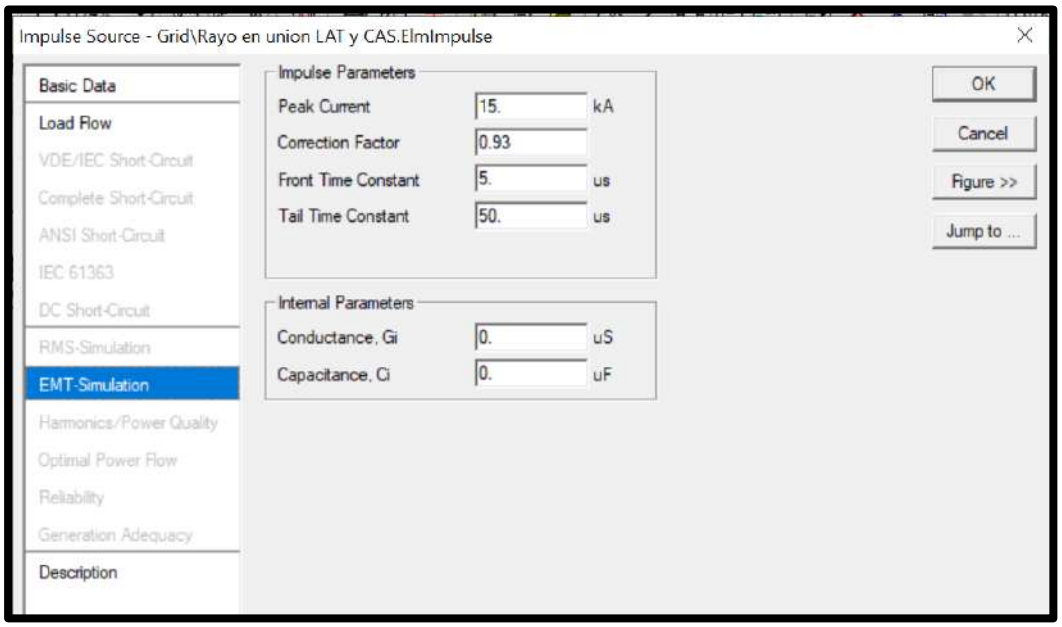


Figura 5.1.6.1 – Configuración de parámetros de descarga atmosférica.

Se estudiarán las posibles sobretensiones generadas cuando un rayo impacta de forma directa en un conductor de la línea aérea. Dada la importancia del punto de impacto y su proximidad a los transformadores, se analizarán tres escenarios diferentes.

1. Impacto del rayo en el inicio de la línea aérea que conecta la Central 9 de Julio con la línea subterránea que concluye en la E.T Sur.
2. Impacto en el punto medio de la línea.
3. Impacto en el extremo de la línea, específicamente en el empalme con la línea subterránea

Figura 5.1.6.2 – Puntos de impacto descarga atmosférica.

Es importante mencionar que el software no permite conectar el elemento generador de impulsos directamente al hilo de guarda de la línea. Esta funcionalidad sería valiosa para analizar el impacto de una descarga atmosférica en dicho hilo, ya que podría inducir una sobretensión en las fases de la terna, cuya magnitud dependería principalmente de las distancias entre los conductores y el hilo de guarda.

Los parámetros característicos de un rayo pueden variar significativamente, ya que dependen de factores como la intensidad de la tormenta, la geografía, y las condiciones atmosféricas. Para la simulación, se utilizó como referencia una tabla de parámetros característicos del rayo en función de su probabilidad de ocurrencia para configurar la simulación. Esta tabla permite establecer un rango de valores que representen adecuadamente los posibles escenarios de descarga atmosférica, proporcionando una base más sólida para el análisis de los efectos de los rayos en el sistema bajo estudio [16].

Parámetro	90% (bajo)	50% (típico)	10% (alto)	Máximo observado (extremo)
Corriente de pico	2 a 8 kA	10 a 25 kA	40 a 60 kA	230 kA
Velocidad de ascenso de la corriente (di/dt)	2 kA/μs	8 kA/μs	25 kA/μs	50 kA/μs
Duración total del rayo	0,01 a 0,1 s	0,1 a 0,3 s	0,5 a 0,7 s	1,5 s
Duración de un simple impulso o descarga	0,1 a 0,6 ms	0,5 a 3 ms	20 a 100 ms	400 ms
Intervalo de tiempo entre impulsos	5 a 10 ms	30 a 40 ms	80 a 130 ms	500 ms
Intervalo de tiempo entre el principio y la mitad del valor de pico en el lado de caída	10 a 25 μs	28 a 42 μs	52 a 100 μs	Más de 120 μs
Tiempo hasta el valor de pico	0,3 a 2 μs	1 a 4 μs	5 a 7 μs	10 μs
Número de impulsos o descargas en un rayo individual	1 a 2	2 a 4	5 a 11	34

Tabla 5.1.6.1 – Parámetros característicos de cuatro tipos de rayos tipificados (bajo, típico, alto y máximo observado) [16].

Basado en el tipo de rayo con mayor probabilidad de ocurrencia, se adoptaron los siguientes parámetros para la simulación:

$$I_{peak} = 8\ [kA]\ \ t_{front} = 2\ [\mu s]\ \ t_{tail} = 25\ [\mu s]$$

A continuación, se presentan varias simulaciones para observar los efectos del impacto del rayo en las tensiones de los devanados de los transformadores, analizando cómo varían en función de los parámetros establecidos.

Impacto de rayo (90% probabilidad de ocurrencia) en el inicio de la línea aérea Central 9 de Julio – E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

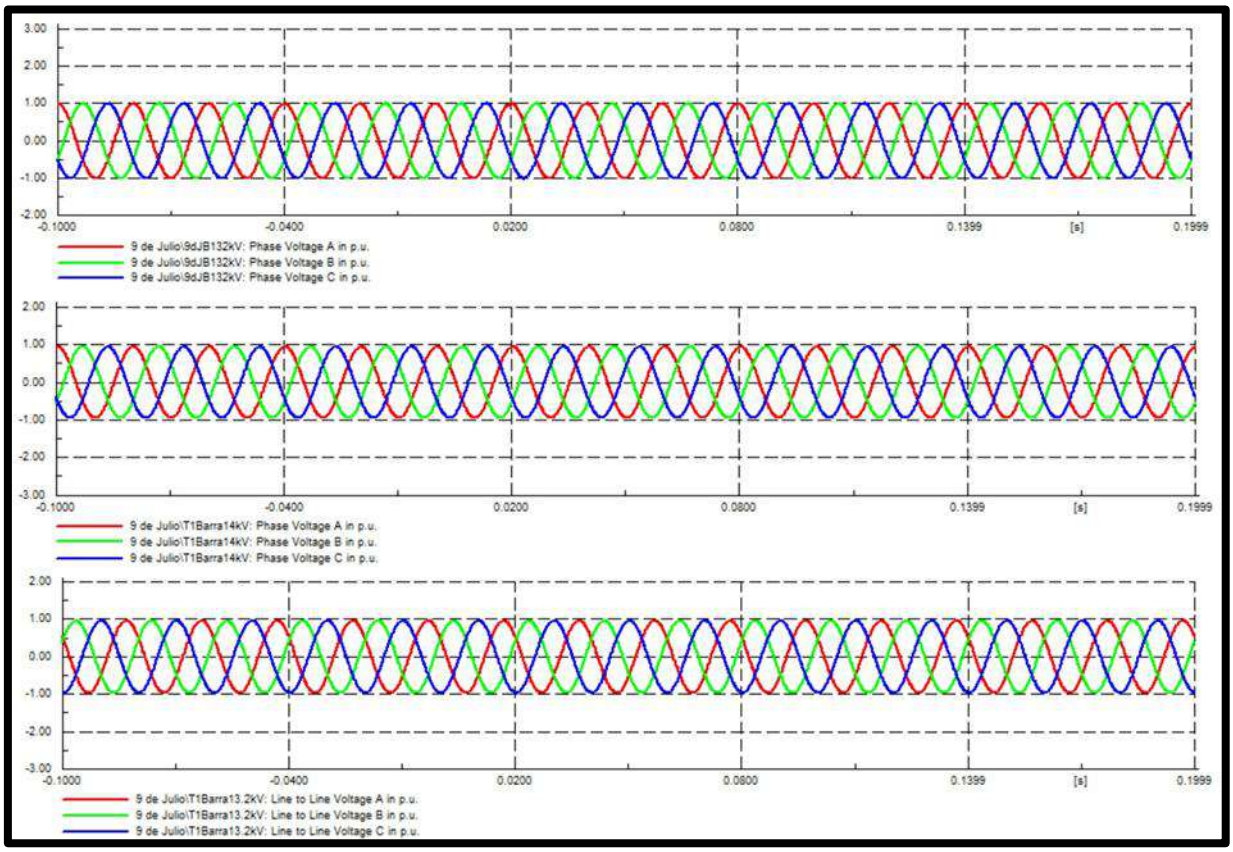


Figura 5.1.6.2 – Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

No se registraron sobretensiones ni perturbaciones significativas en ninguno de los devanados del transformador, a pesar del impacto directo de la descarga atmosférica próximo a sus bornes de AT. El impulso de corriente generado por la descarga no alcanzó una magnitud suficiente para producir efectos adversos en la línea de 132 [kV].

Dado que los resultados indican un bajo impacto en esta situación, se concluye que no es necesario simular el impacto del mismo rayo en los otros dos puntos de la línea mencionados anteriormente. Al estar ubicados a mayor distancia del transformador, la onda de tensión generada por el rayo se amortiguaría aún más antes de llegar a los bornes del transformador, reduciendo su efecto.

En función de estos resultados, se decidió simular el impacto de dos descargas con parámetros más elevados, correspondientes a un 50% y 10% de probabilidad de ocurrencia según la tabla 5.1.6.1:

$$Rayo\ 50\% \ \rightarrow \ I_{peak} = 25\ [kA]\ \ t_{front} = 4\ [\mu s]\ \ t_{tail} = 42\ [\mu s]$$

$$Rayo\ 10\% \ \rightarrow \ I_{peak} = 60\ [kA]\ \ t_{front} = 7\ [\mu s]\ \ t_{tail} = 100\ [\mu s]$$

Impacto de rayo (50% probabilidad de ocurrencia) en inicio línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

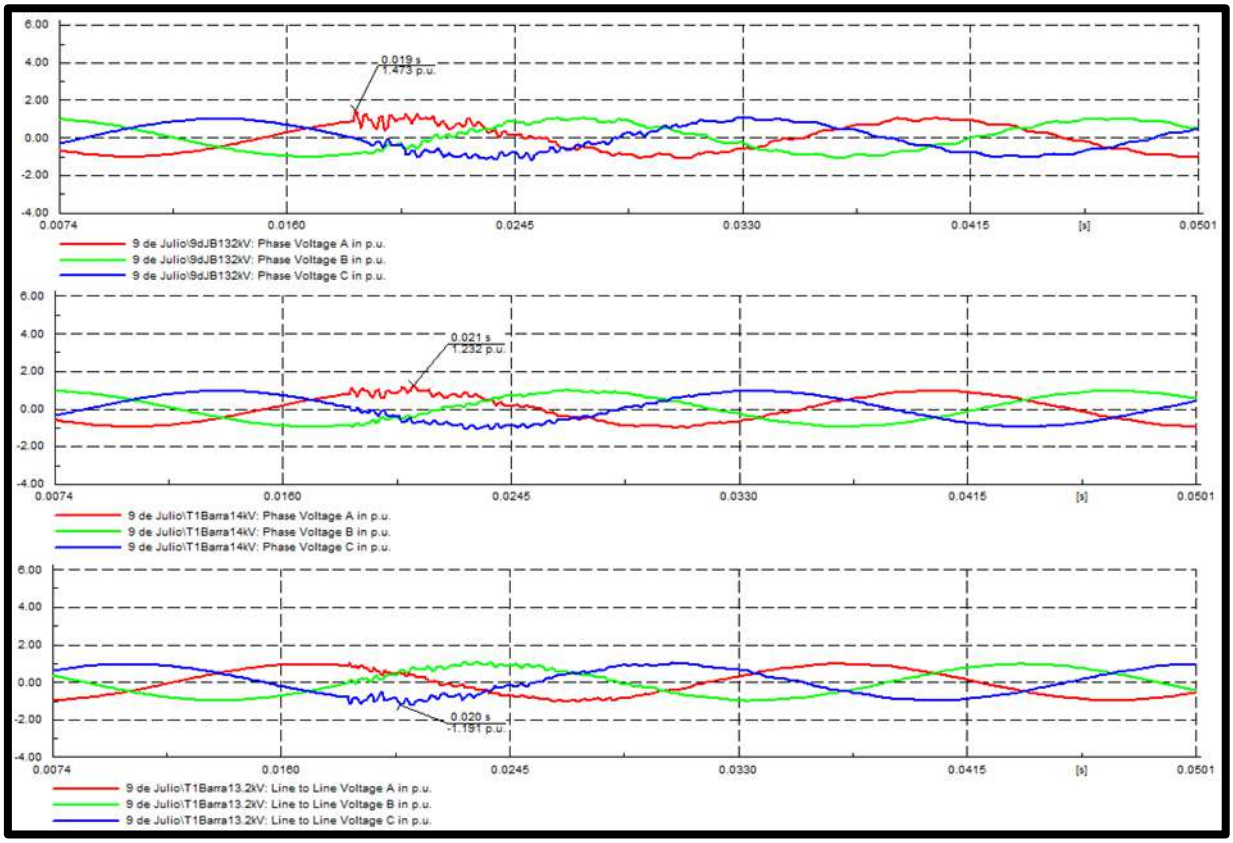


Figura 5.1.6.3 – Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur:

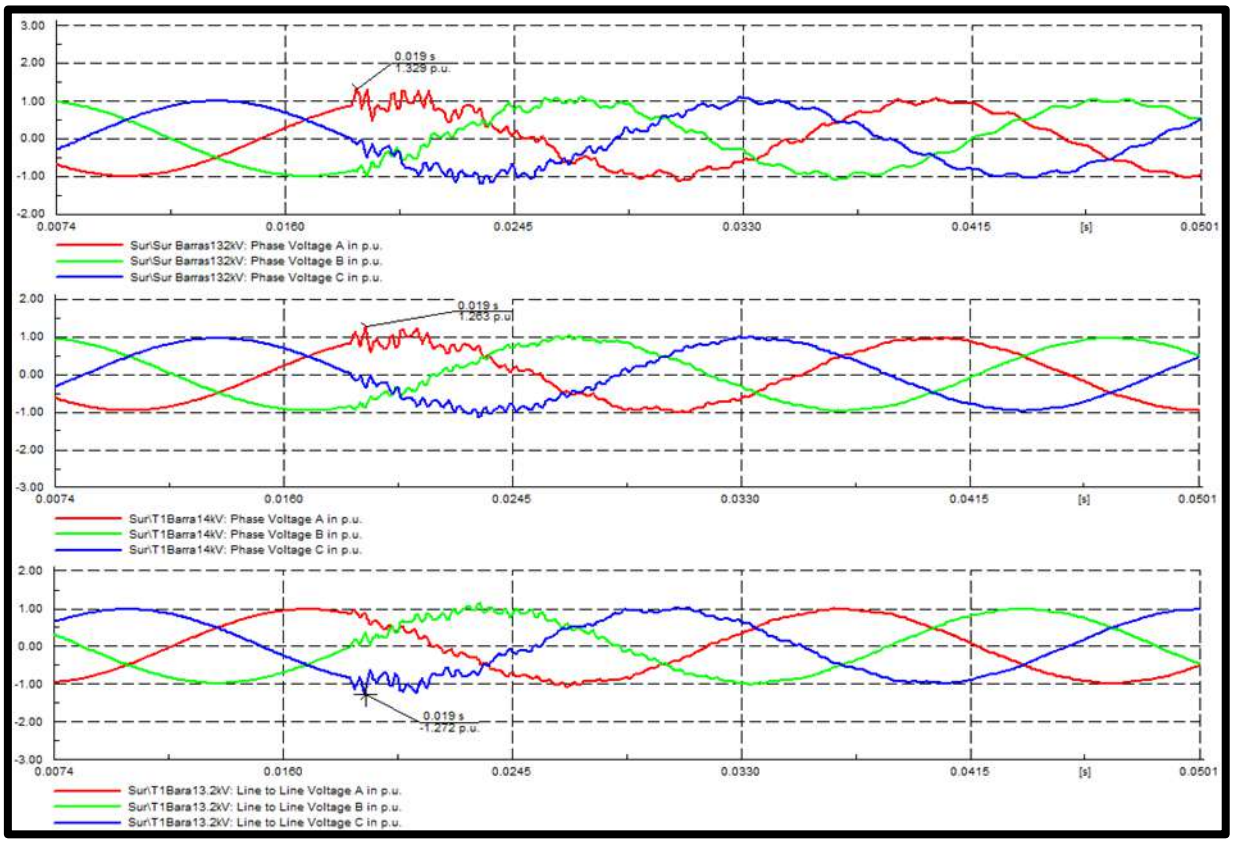


Figura 5.1.6.4 – Tensiones registradas en transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

Impacto de rayo (50% probabilidad de ocurrencia) en punto medio de línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

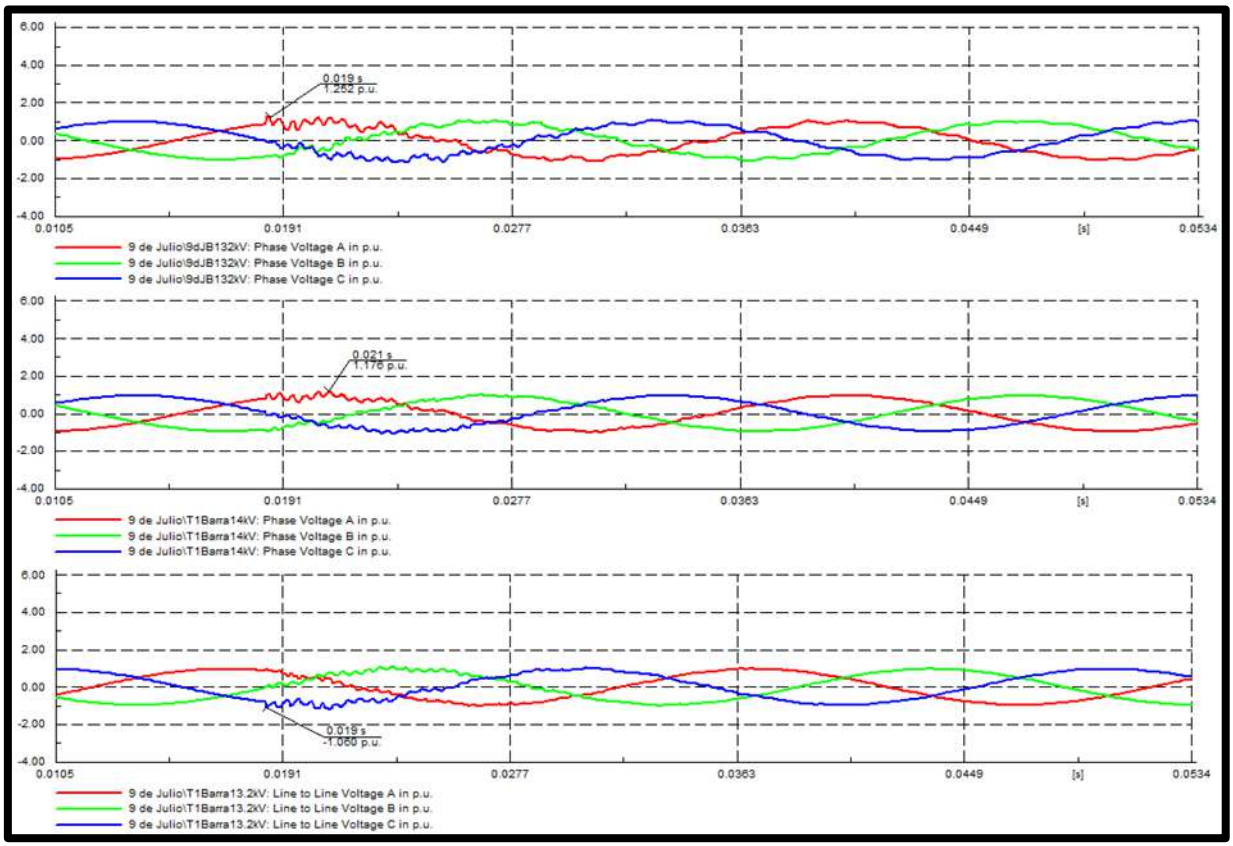


Figura 5.1.6.5 – Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

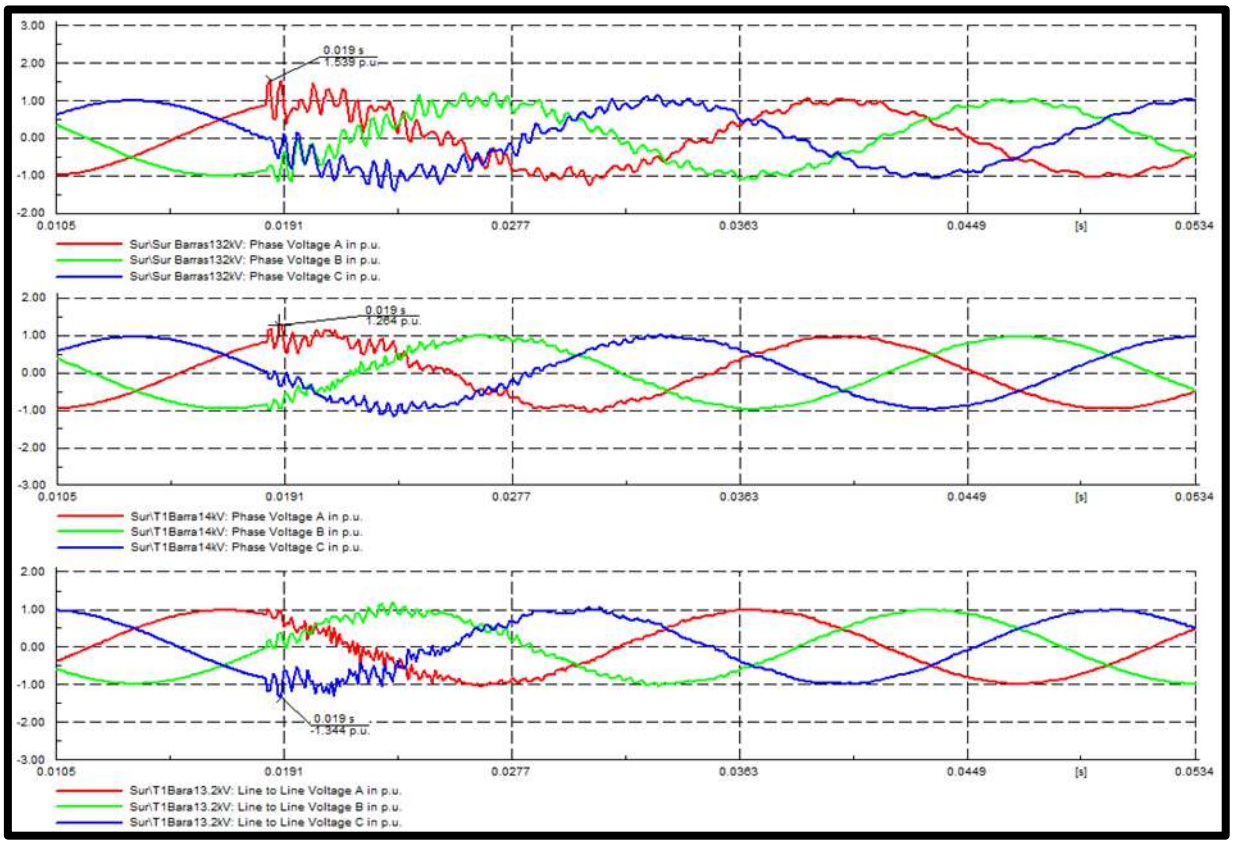


Figura 5.1.6.6 – Tensiones registradas en transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

Impacto de rayo (50% probabilidad de ocurrencia) en empalme entre línea aérea y subterránea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

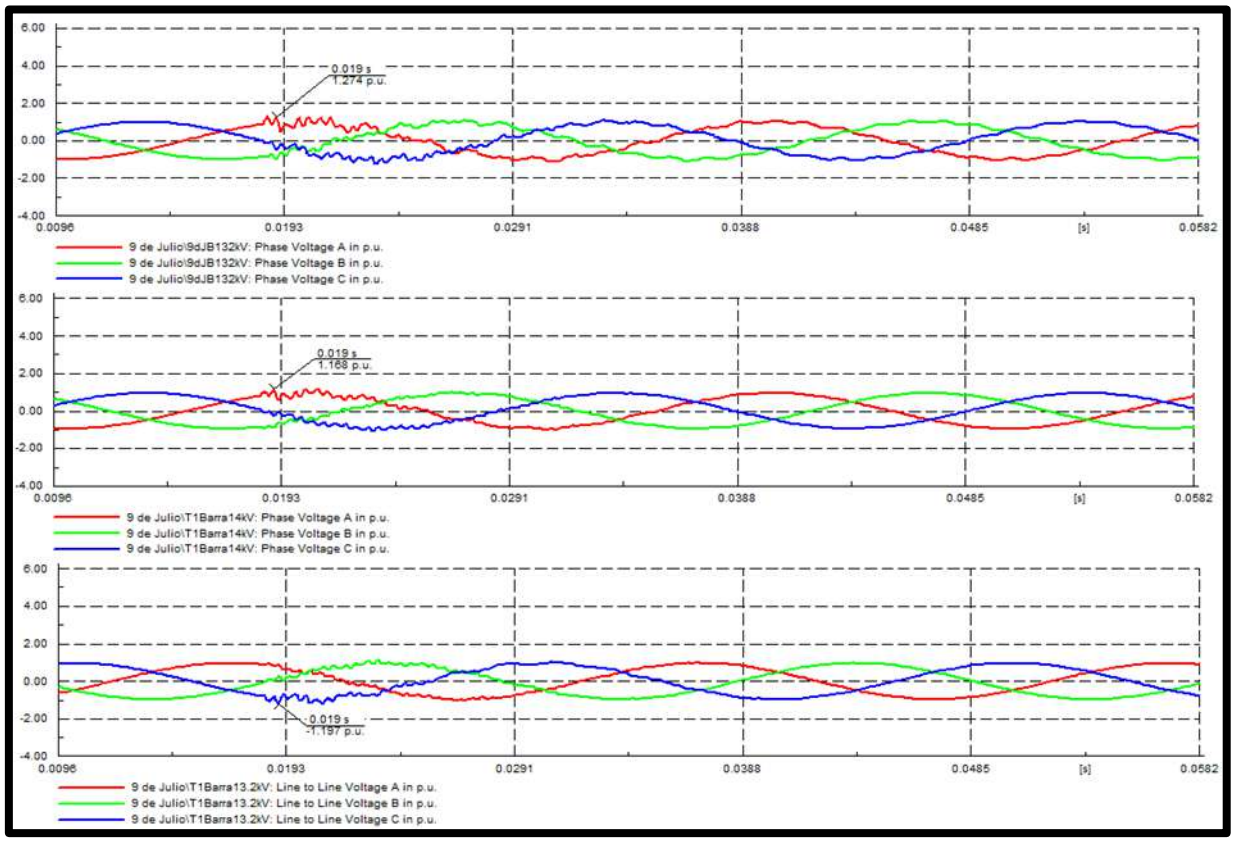


Figura 5.1.6.7 – Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

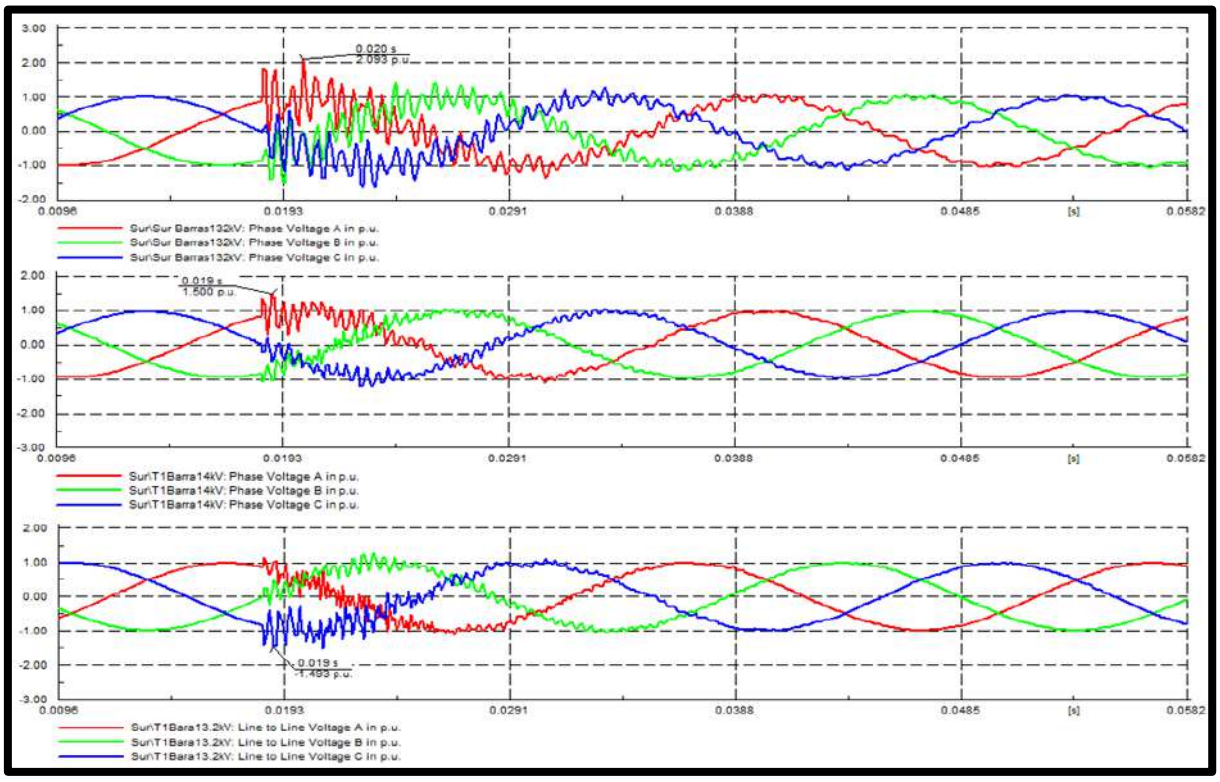


Figura 5.1.6.8 – Tensiones registradas en transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

Se observa que tanto el pico de sobretensión como las perturbaciones generadas en las tensiones de los tres devanados de ambos transformadores varían en función de la distancia entre el punto de impacto de la descarga atmosférica y los bornes del transformador. Es decir, a mayor proximidad del impacto del rayo a los bornes del transformador, mayor es el pico de sobretensión generado.

Por ejemplo, cuando el rayo impacta en el inicio de la línea aérea (punto 1 en la Figura 5.1.6.2), la sobretensión generada en los bornes de AT del transformador ubicado en la Central 9 de Julio alcanza aproximadamente 1,47 [p.u] (Figura 5.1.6.6). En cambio, cuando el impacto se produce en el punto medio de esta línea, la sobretensión se reduce a 1,25 [p.u] (Figura 5.1.6.12).

En contraste, la sobretensión en los bornes de AT del transformador de la E.T Sur inicialmente es de 1,32 [p.u] (Figura 5.1.6.9). Sin embargo, esta aumenta a medida que se reduce la distancia entre el punto de impacto y los bornes del transformador. Al simular el impacto en el punto de empalme entre la línea aérea y la línea

subterránea, el cual se encuentra más cercano a los bornes del transformador, se observa una sobretensión mucho más significativa, alcanzando un pico cercano a 2,1 [p.u] (Figura 5.1.6.21).

Impacto de rayo (10% probabilidad de ocurrencia) en inicio línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

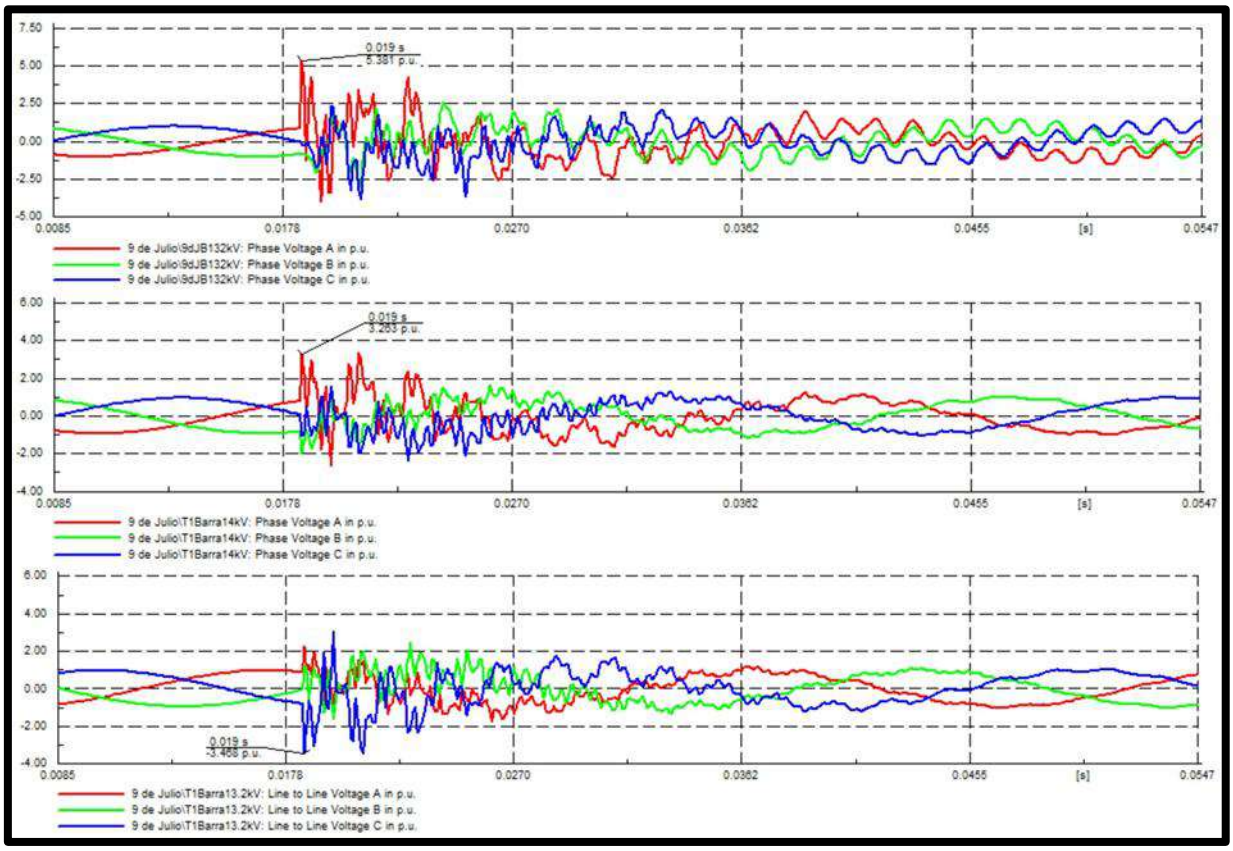


Figura 5.1.6.9 – Tensiones registradas en transformador 9 de julio tras impacto de rayo (10%).

En el devanado de AT, específicamente en la fase “a” (color rojo), donde se produjo la descarga, se observó un pico de sobretensión que alcanzó aproximadamente 5,38 [p.u]. Este pico de tensión se debe a la alta corriente transitoria generada por el impacto del rayo, que provocó un intenso campo electromagnético. Dicho campo se acopló inductivamente con los otros dos conductores de la terna, causando sobretensiones en estos, aunque en menor magnitud que en la fase impactada directamente. Este fenómeno alteró temporalmente la simetría del sistema eléctrico.

Las perturbaciones fueron más pronunciadas al inicio del evento, y aunque comenzaron a estabilizarse con el tiempo, siguieron mostrando oscilaciones. El valor pico de la sobretensión fue considerablemente alto, lo que podría comprometer el aislamiento del sistema. Sin embargo, es importante destacar que este escenario corresponde a un evento de baja probabilidad de ocurrencia y que no se han considerado las protecciones adecuadas, como los descargadores, que se utilizan habitualmente para mitigar este tipo de sobretensiones.

- Tensiones registradas en transformador en E.T Sur

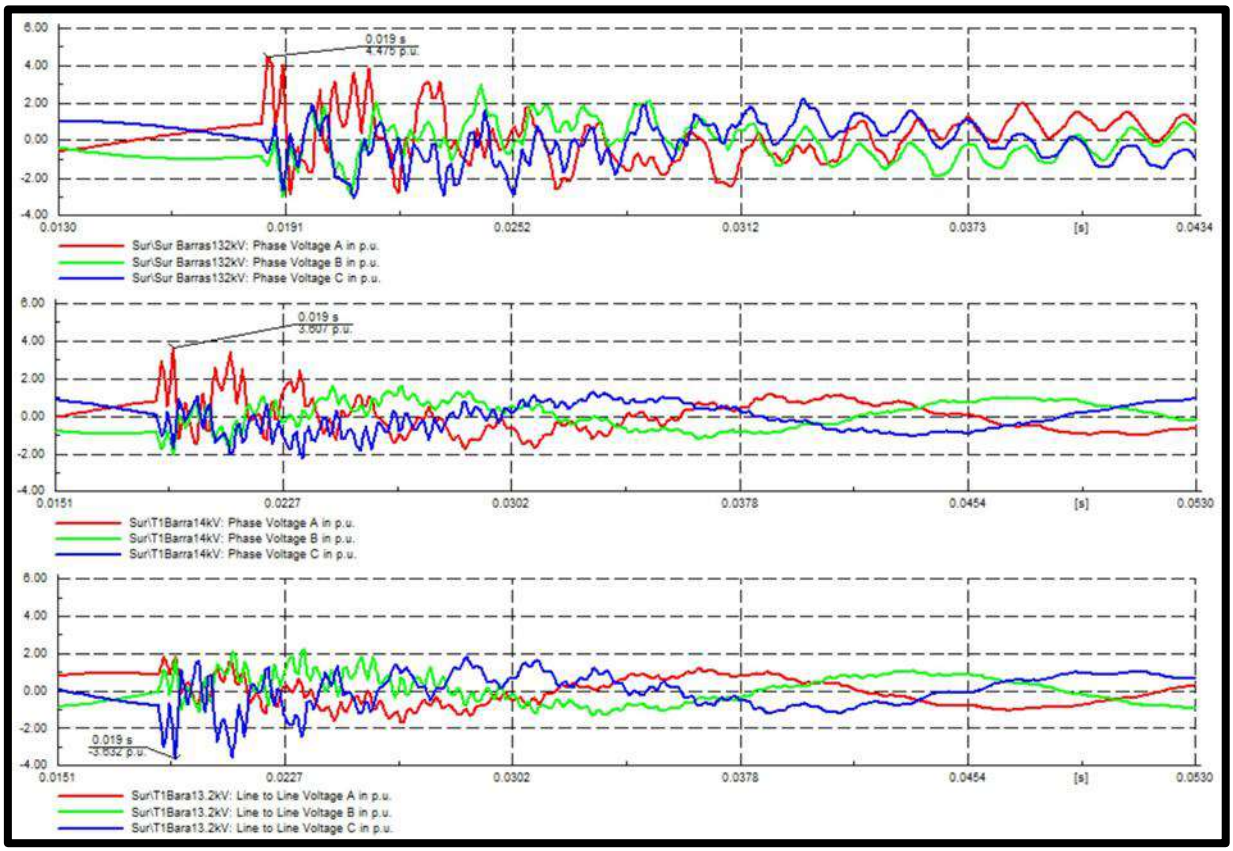


Figura 5.1.6.9 – Tensiones registradas en transformador E.T Sur tras impacto de rayo (10%).

En los resultados obtenidos, se observa un comportamiento en las tensiones que sigue un patrón similar al observado en el transformador de la Central 9 de Julio. Sin embargo, en este caso, tanto las sobretensiones como las perturbaciones son menos pronunciadas. Esto puede explicarse considerando la propagación de la onda de sobretensión a lo largo de la línea, un aspecto abordado en el marco teórico de la Sección 2. A medida que la onda viajera recorre una mayor distancia desde el punto

de impacto hasta el transformador, encuentra más impedancia en su camino, lo que facilita su atenuación. Como resultado, la onda de sobretensión generada por el impacto del rayo llega a los bornes del transformador con una amplitud reducida.

Es importante destacar que el modelado realizado no incluye los postes de la línea aérea de transmisión de 132 [kV], lo que genera un escenario menos favorable en comparación con las condiciones reales. En la práctica, la sobretensión pasante correspondería al BIL (Nivel Básico de Aislamiento) de la cadena de aisladores instalada en los postes. Además, en este modelo no se consideran los descargadores, que son elementos fundamentales para la mitigación de sobretensiones.

A continuación, se repetirá el análisis cambiando el punto de impacto de la descarga atmosférica al punto medio de la línea aérea, para observar las diferencias en el comportamiento de las tensiones.

Impacto de rayo (10% probabilidad de ocurrencia) en punto medio línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

▪ Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

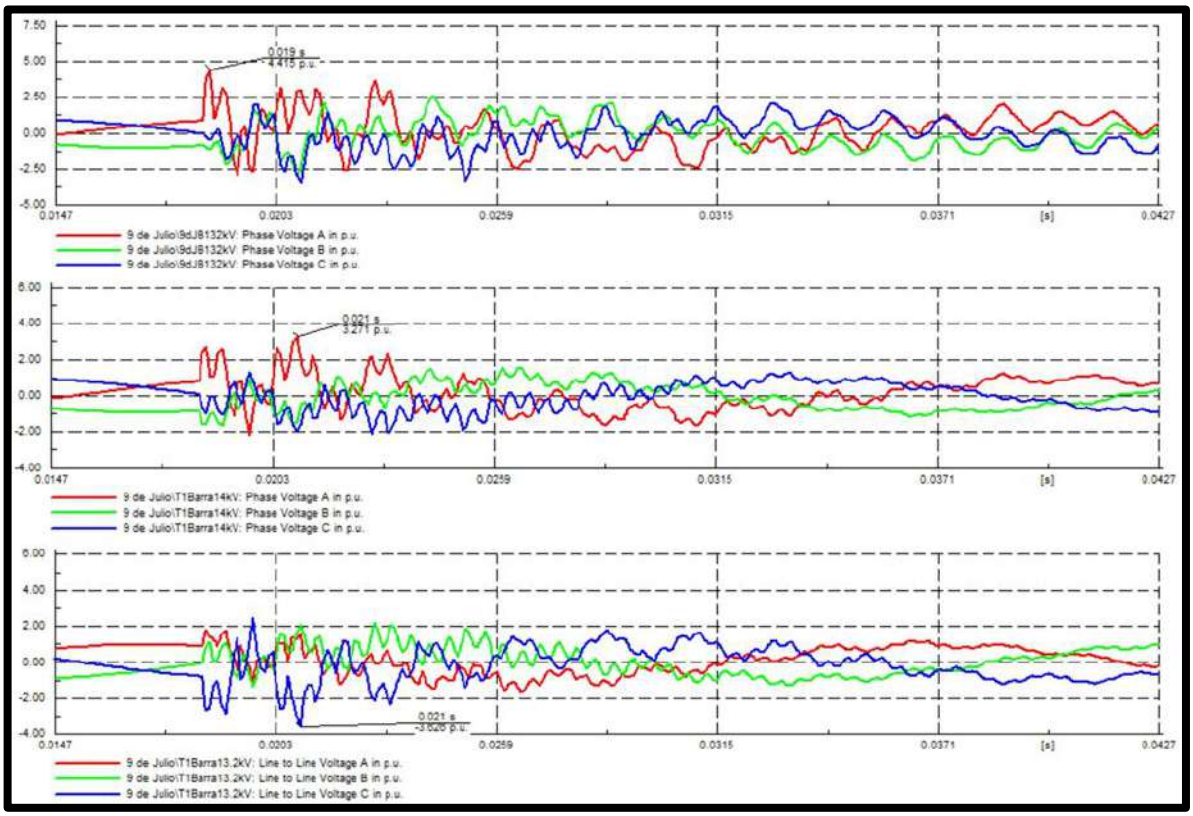


Figura 5.1.6.10 – Tensiones registradas en transformador 9 de julio tras impacto de rayo (10%).

Como era de esperarse, al alejar el punto de impacto de la descarga atmosférica del transformador ubicado en la Central 9 de Julio, la magnitud de la sobretensión generada en la línea aérea disminuye. Sin embargo, se observa que, en los demás devanados del transformador, la reducción de la sobretensión no es tan significativa. Este comportamiento podría explicarse por la no linealidad del núcleo del transformador y su tendencia a saturarse, lo que amplifica los efectos de las perturbaciones en los devanados secundarios.

- Tensiones registradas en transformador en E.T Sur

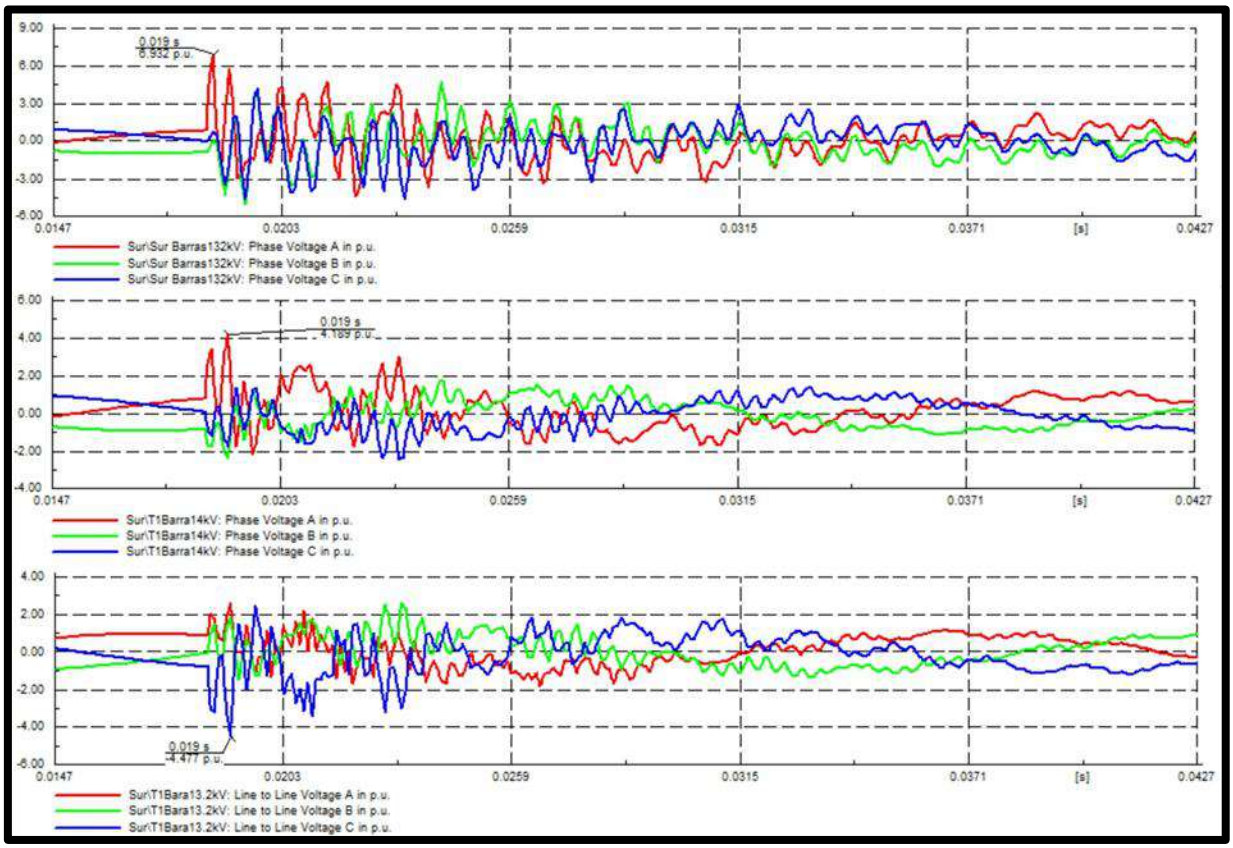


Figura 5.1.6.11 – Tensiones registradas en transformador Sur tras impacto de rayo (10%).

A diferencia del transformador en la Central 9 de Julio, el transformador de la E.T Sur se encuentra más cercano al punto de impacto del rayo en este escenario. Por lo tanto, las sobretensiones generadas son mayores, ya que la onda viajera tiene un recorrido más corto y, en consecuencia, encuentra menos impedancia de línea para atenuarse. Esto resulta en un mayor impacto sobre las tensiones en los devanados del transformador.

Para concluir, se repetirá el análisis cambiando el punto de impacto de la descarga atmosférica al extremo de la línea aérea, en el empalme con la línea subterránea proveniente de la E.T Sur.

Impacto de rayo (10% probabilidad de ocurrencia) en empalme entre línea aérea y línea subterránea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

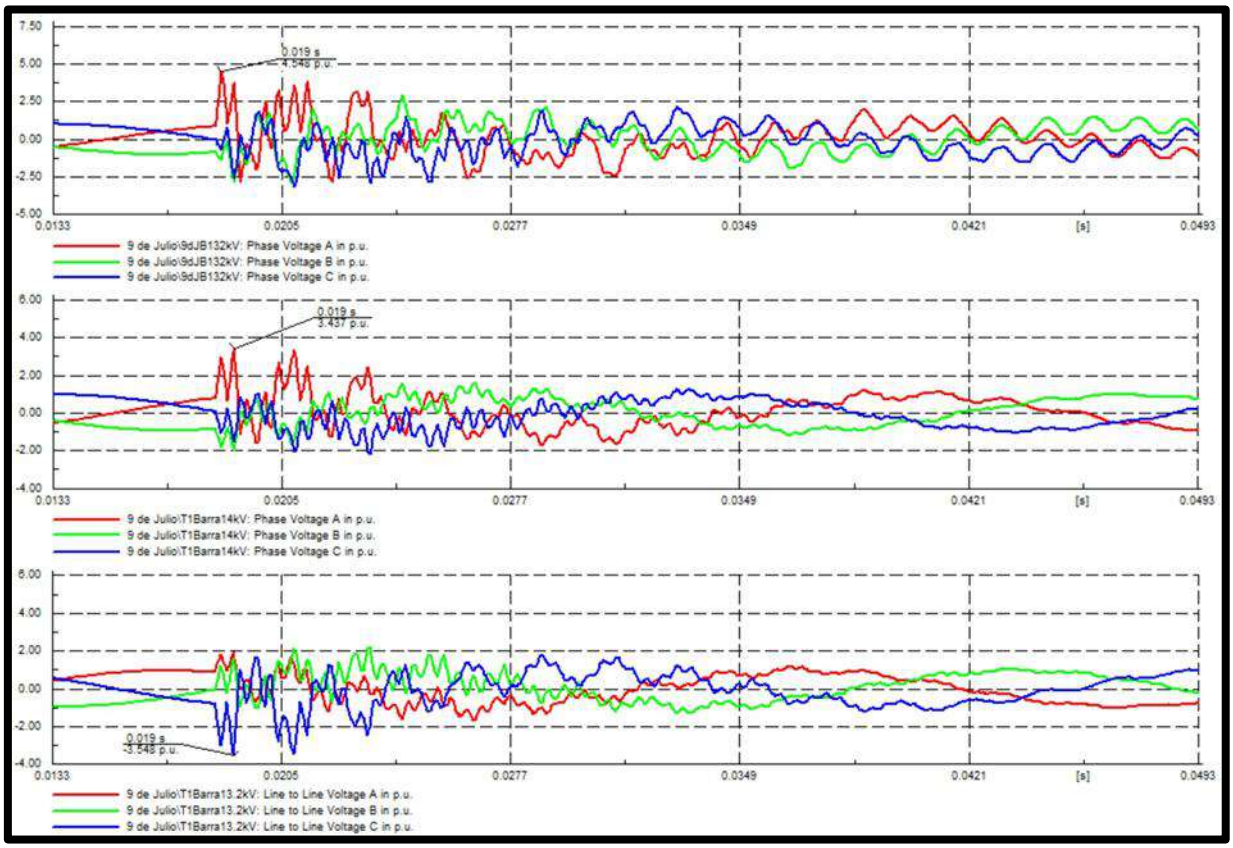


Figura 5.1.6.12 – Tensiones registradas en transformador Central 9 de julio tras impacto de rayo (10%).

A pesar de que se aumentó la distancia desde el transformador de la Central 9 de Julio hasta el punto de impacto del rayo, las sobretensiones no disminuyeron; por el contrario, se registró un leve incremento.

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

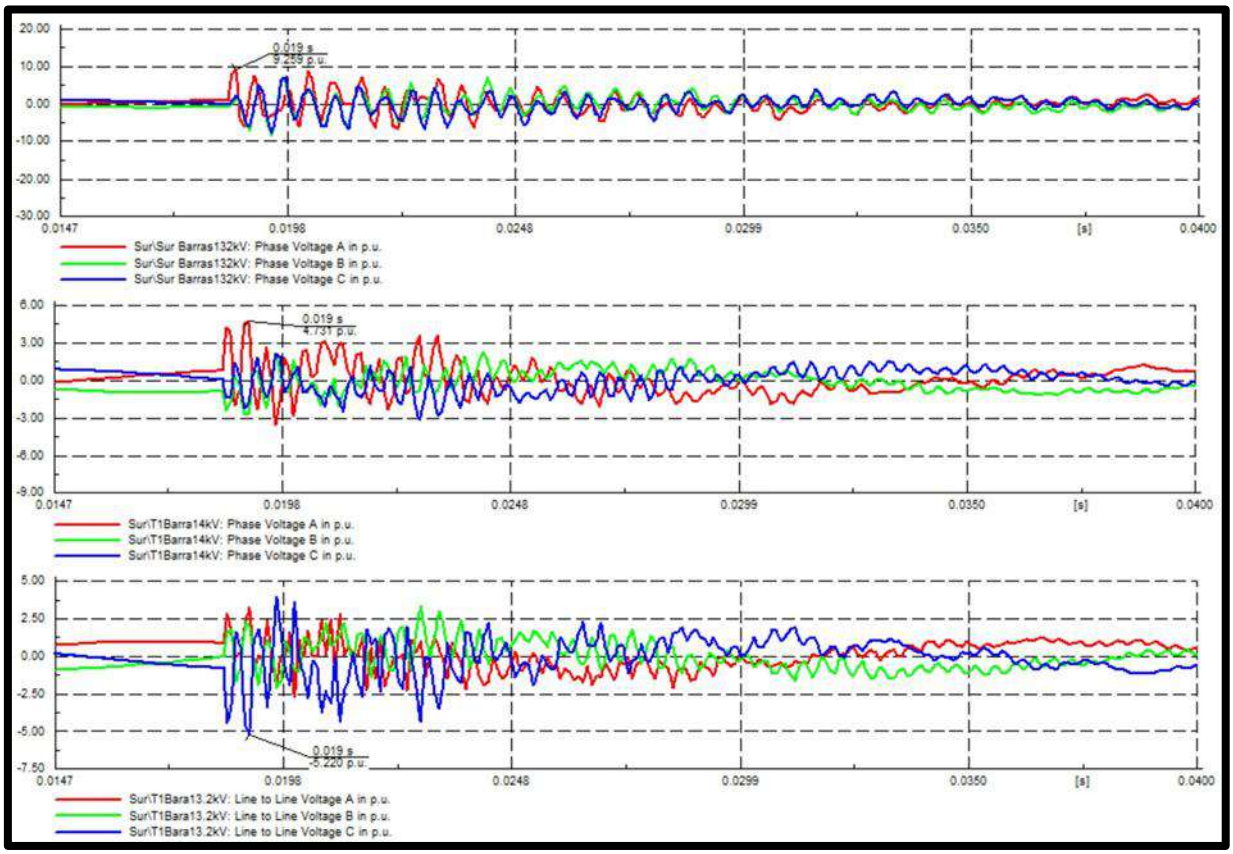


Figura 5.1.6.13 – Tensiones registradas en transformador Sur tras impacto de rayo (10%).

En el caso del transformador en la E.T Sur, las sobretensiones en los devanados aumentaron considerablemente, como era de esperar al reducir aún más la distancia al punto de impacto. Esta proximidad al lugar de la descarga atmosférica resultó en una onda de sobretensión más intensa al llegar a los bornes del transformador.

En la Sección 2.5, dedicada al estudio de transformadores de tres devanados, se menciona una recomendación para mitigar las sobretensiones inducidas en los devanados de compensación. La bibliografía [9] sugiere conectar a tierra uno de los bornes del triángulo y utilizar descargadores en los bornes restantes para prevenir daños. Para evaluar su eficacia, se implementarán simulaciones específicas, como se describirá a continuación.

Para la implementación de descargadores de sobretensión se utilizó el elemento “Surge Arrester” . En la siguiente imagen se muestra la conexión de estos descargadores en un transformador de la E.T Sur, con uno de sus bornes conectado a tierra.

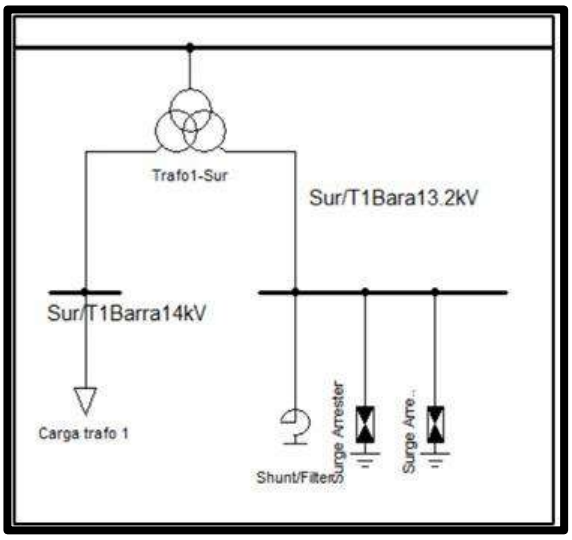


Figura 5.1.6.42 – Conexión de descargadores en el terciario del transformador.

El descargador modelado fue seleccionado del documento “Arrester Works” (Anexo 6) en función de sus parámetros de tensión máxima de operación continua (MCOV) y tensión nominal asignada.

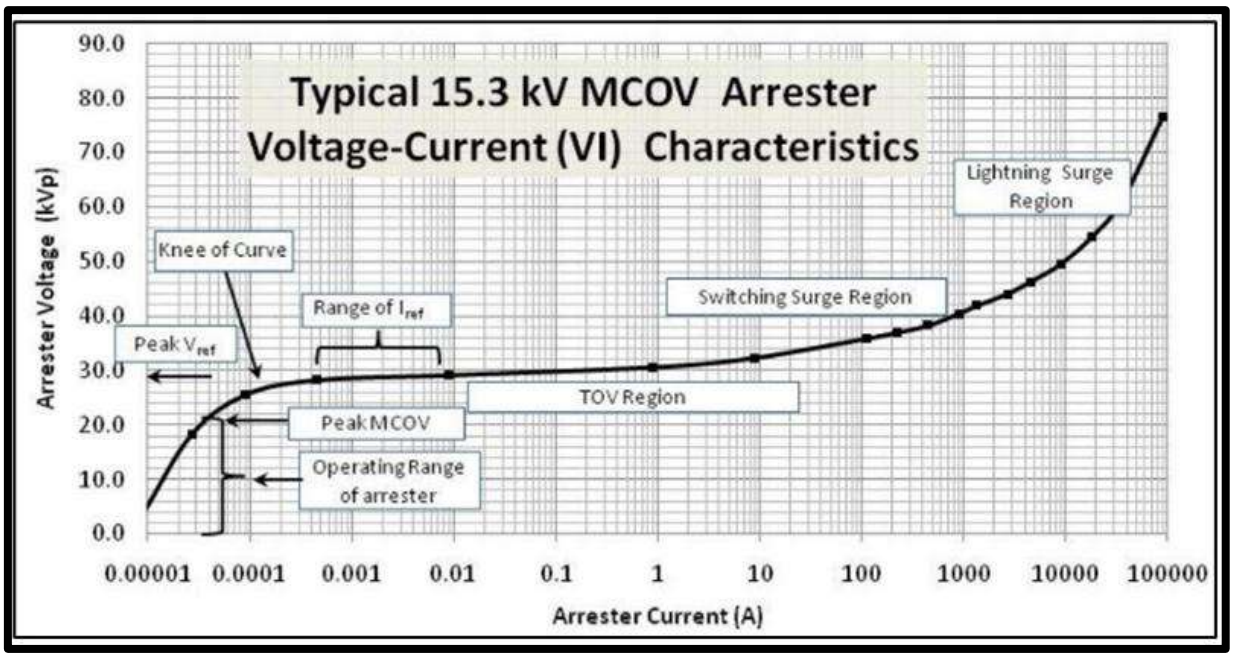


Figura 5.1.6.43 – Curva característica descargador de 15,3 [kV] MCOV.

En la Figura 5.1.6.43 se muestra la curva característica del descargador. A partir de esta curva, se seleccionan varios puntos clave como parámetros de entrada. El software utiliza estos puntos para generar la curva completa mediante un proceso de interpolación.

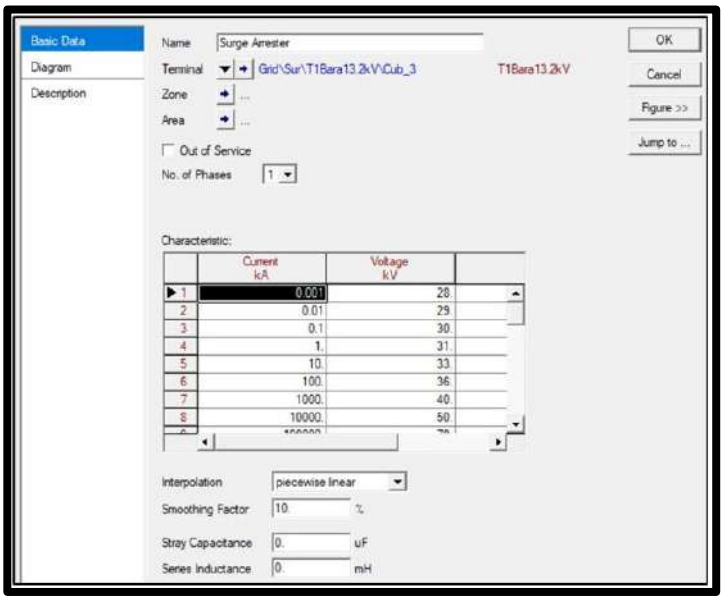


Figura 5.1.6.44 – Carga de parámetros descargador modelado.

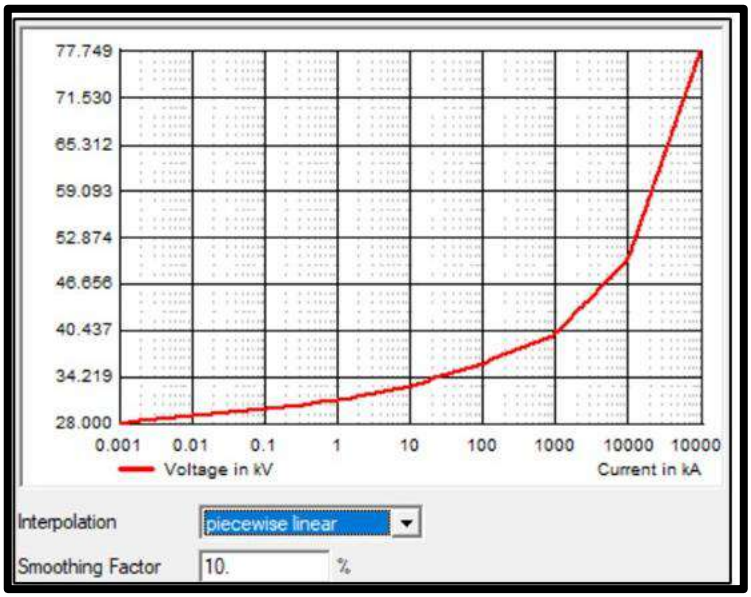


Figura 5.1.6.45 – Curva característica del descargador generada por el Software.

Una vez modelados y conectados los descargadores, se simuló nuevamente el impacto de una descarga atmosférica en el empalme entre la línea aérea y la línea subterránea.

Impacto de rayo (10% probabilidad de ocurrencia) en empalme entre línea aérea y línea subterránea Central 9 de Julio-E.T Sur con dos descargadores y borne aterrado en devanado terciario

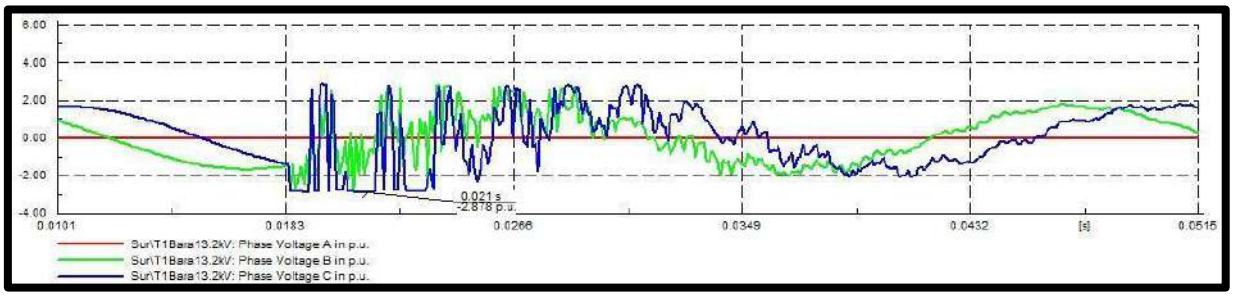


Figura 5.1.6.46 – Tensiones de fase en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur.

El análisis de las simulaciones muestra que la recomendación de conectar a tierra uno de los bornes del transformador y emplear descargadores en los otros dos es efectiva para mitigar las sobretensiones causadas por descargas de rayos en transformadores de tres devanados. Sin medidas de mitigación, se observaron picos de sobretensión significativamente altos, alcanzando valores críticos de hasta 5 [p.u]. La implementación de esta estrategia resultó en una notable reducción de las sobretensiones en todas las fases, disminuyendo considerablemente la magnitud y severidad de las fluctuaciones. Aunque no eliminan completamente el riesgo, estas medidas ofrecen una protección efectiva, disminuyendo significativamente la probabilidad de daños en los devanados del transformador, uno de los activos más valiosos dentro de un sistema eléctrico.

No obstante, la aplicación de esta recomendación requeriría un análisis más detallado para seleccionar el tipo adecuado de descargador, asegurando que las sobretensiones inducidas no alcancen niveles que puedan dañar los bobinados de compensación.

5.2 SIMULACIONES EN ATPDRAW

Las simulaciones previamente realizadas en el software DIgSILENT serán replicadas ahora en el entorno de simulación ATPDraw. Para realizar el análisis de sobretensiones en ATPDraw, resulta esencial definir los parámetros de simulación, los cuales se detallan en la Figura 5.2.1. En esta configuración, se selecciona el tipo de simulación "Time domain" (dominio del tiempo), ya que este enfoque es el más adecuado para evaluar fenómenos transitorios. Posteriormente, se establecen los parámetros específicos de la simulación, descritos a continuación [14]:

- Paso de tiempo (delta T): define el intervalo de tiempo entre cálculos sucesivos.
- Tmax: determina la duración total de la simulación, ajustable según los requisitos del análisis.
- Xopt: si el valor es cero, las inductancias de los elementos de la red se expresan en mH; al especificar la frecuencia del sistema, las inductancias se ingresan en Ω.
- Copt: con valor cero, las capacitancias de los elementos se expresan en μF; al definir la frecuencia del sistema, las capacitancias se ingresan en μΩ.
- Epsilon: controla cómo ATP maneja y reporta problemas de singularidad en la matriz del sistema; generalmente, el valor por defecto es adecuado.
- Frequency: establece la frecuencia del sistema en Hz.

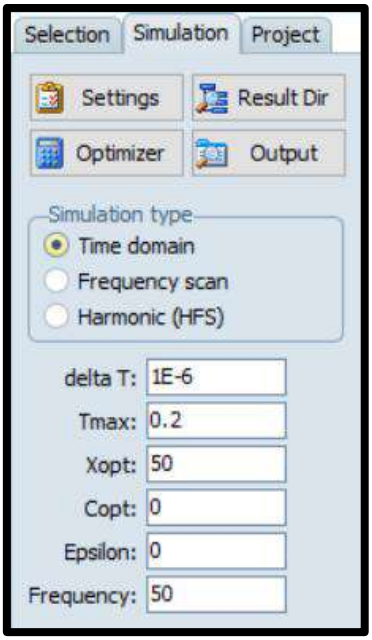


Figura 5.2.1 – Parámetros de simulación.

La simulación de eventos transitorios en ATPDraw se realiza principalmente mediante la operación de interruptores, cuyos tiempos de actuación deben ajustarse con precisión para lograr una representación adecuada. Para analizar el comportamiento del sistema y obtener las variables de interés, se emplean los siguientes elementos:

- "Probe Voltage" (): mide la tensión de fase en el nodo de conexión, proporcionando información detallada sobre el comportamiento de las tensiones en distintos puntos del sistema durante el transitorio.
- "Probe Line Voltage" ( ): mide las tensiones de línea en el nodo de conexión.
- "Current Probe" (): mide la corriente en una rama de la red, permitiendo además el cálculo de las potencias activa, reactiva y aparente.
- "Probe Branch Volt" (): mide la diferencia de tensión entre dos puntos específicos de una rama del sistema, siendo esencial para la evaluación de sobretensiones y otros fenómenos asociados con las variaciones de tensión.

5.2.1 FALLAS A TIERRA - CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA

La simulación de un cortocircuito monofásico a tierra en ATPDraw se realiza mediante interruptores temporizados y una resistencia de bajo valor en el punto de falla, lo que permite replicar de manera realista el comportamiento del cortocircuito. Para ello, se utiliza el elemento "Splitter", que facilita la separación y el acceso individual a las tres fases del sistema. En este esquema, una de las fases es seleccionada y conectada a tierra a través de una resistencia de 0,001 [Ω] en un instante de tiempo predefinido. La configuración básica del circuito se presenta en la Figura 5.2.1.1.

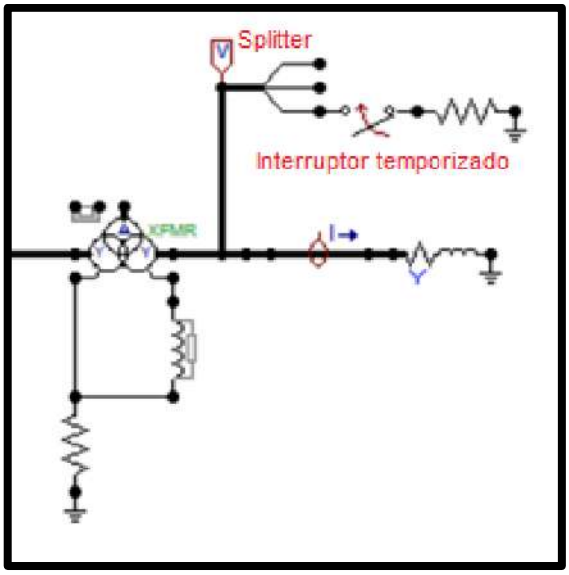


Figura 5.2.1.1 – Cortocircuito monofásico a tierra.

En la Figura 5.2.1.2 se identifican los tres puntos en los que se simularán las fallas, replicando el análisis realizado previamente en DIgSILENT. Estos puntos corresponden a las barras de media tensión de los transformadores ubicados en la Central 9 de Julio, E.T Pueyrredón y E.T Mar del Plata.

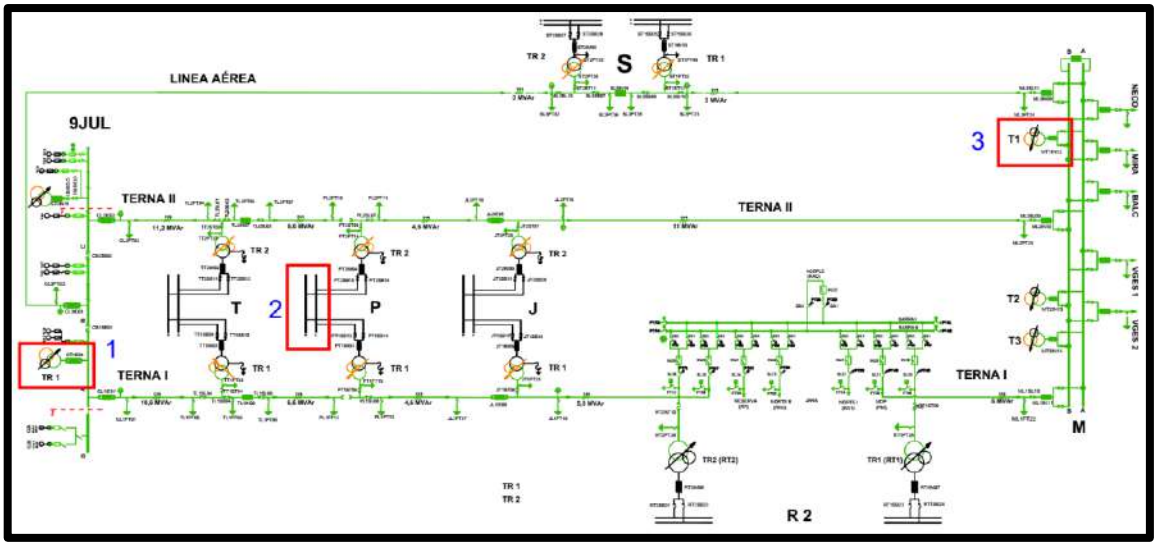


Figura 5.2.1.2 – Ubicación de los puntos de análisis de fallas sobre el diagrama unifilar.

A continuación, se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en Central 9 de Julio con conexionado real del centro de estrella (AT rígido a tierra, MT mediante reactancia de j3[Ω])

La Figura 5.2.1.3 presenta las tensiones de fase y corrientes de línea registradas en el devanado secundario del transformador donde ocurre la falla. Se observa que, tras la ocurrencia de esta, las fases sanas experimentan una sobretensión que alcanza un pico de 16,5 [kV] (1,53 [p.u]). En cuanto a las corrientes, las fases no afectadas no presentan alteraciones, mientras que en la fase donde se produce la falla (fase "c", representada en color azul) se registra un pico máximo de 5,7 [kA] durante el transitorio, destacándose la presencia de una componente unidireccional en la corriente.

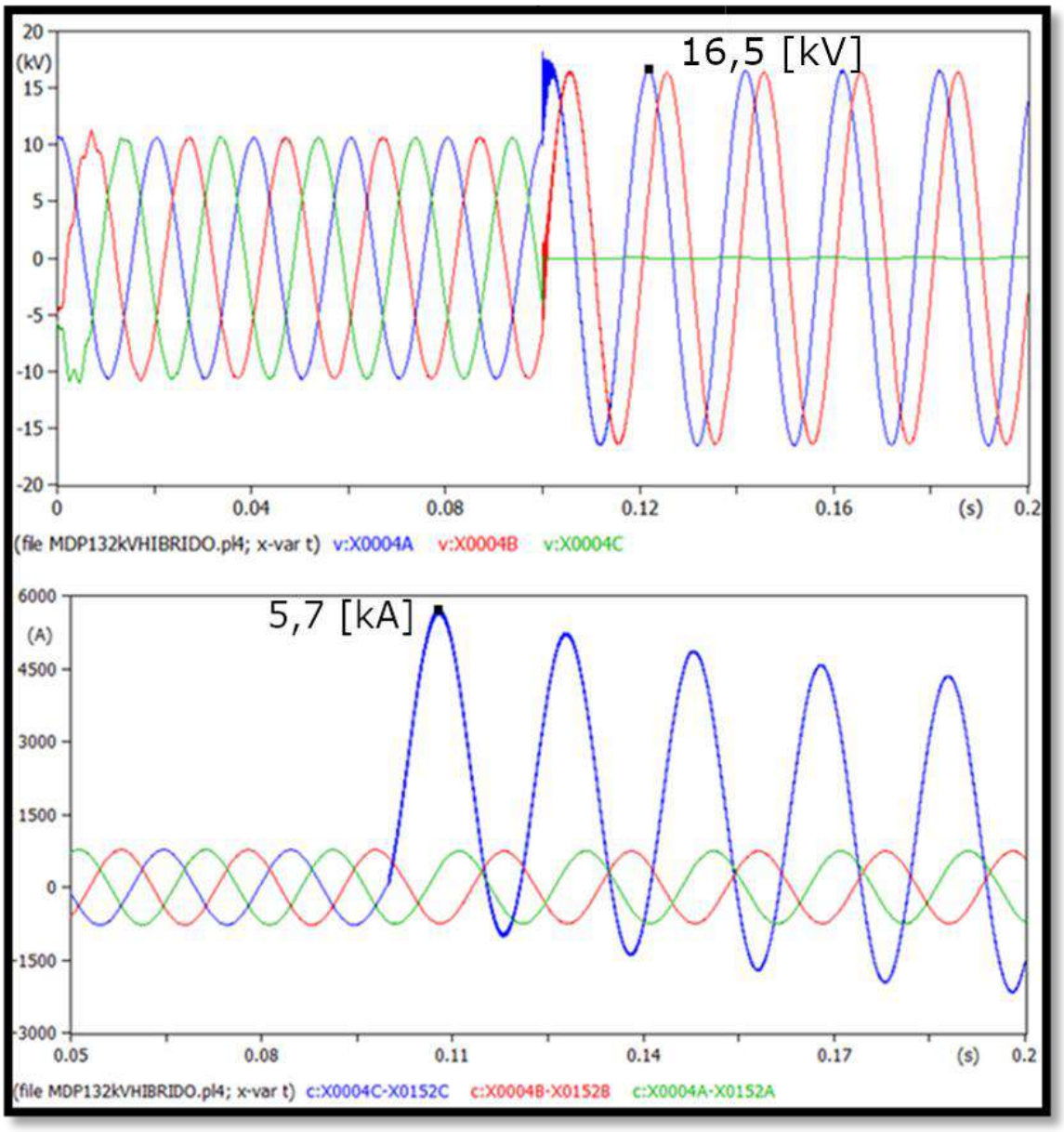


Figura 5.2.1.3 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador Central 9 de Julio.

La tabla 5.2.1.1 resume los resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión [p.u]	Valor pico máximo de corriente de cortocircuito [kA]
DIgSILENT	1,48	3,3
ATPDraw	1,53	5,7

Tabla 5.2.1.1 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Las figuras 5.2.1.4 y 5.2.1.5 presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario del transformador, respectivamente. Como se observa, en ambos devanados las tensiones permanecen sin alteraciones tras la ocurrencia del cortocircuito. Únicamente se registra una leve distorsión transitoria en el devanado terciario en el instante en que ocurre la falla (0,1 [s]), la cual se disipa rápidamente.

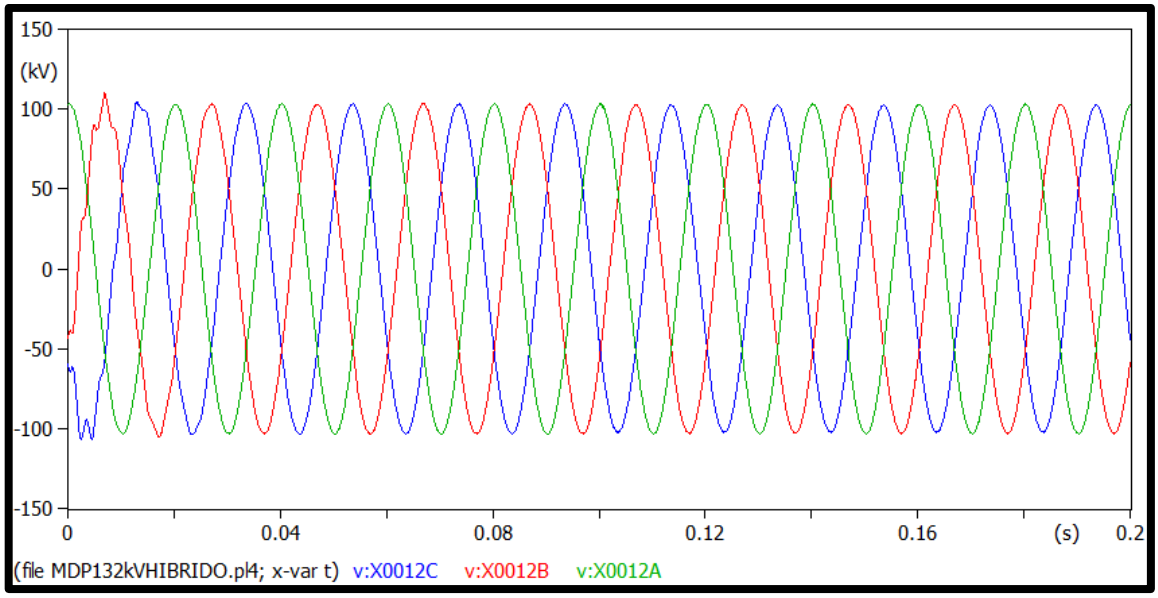


Figura 5.2.1.4 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Central 9 de Julio.

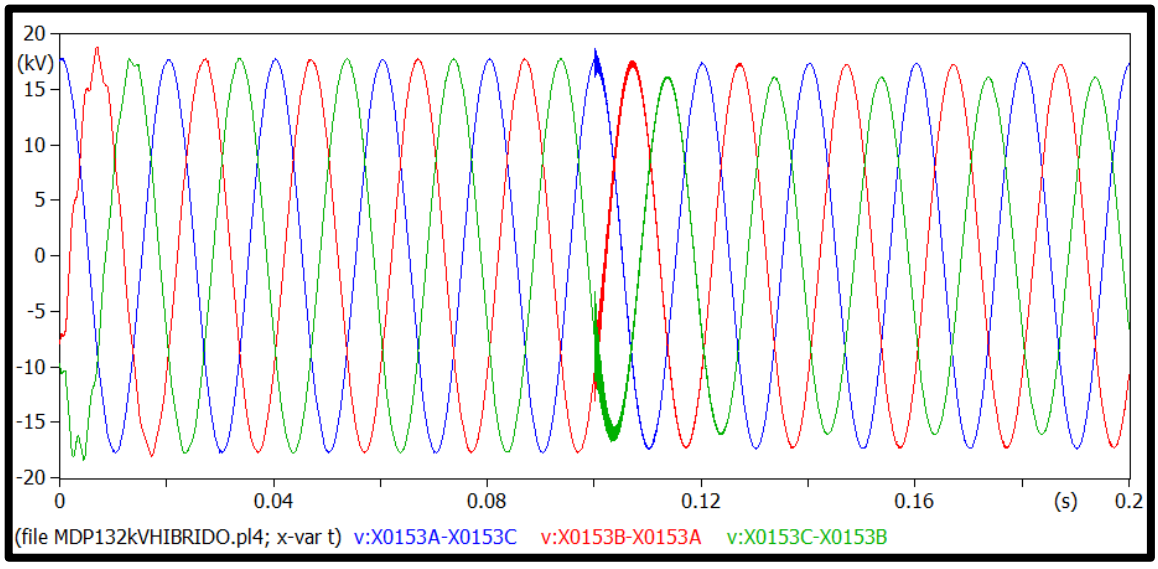


Figura 5.2.1.5 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio.

Para evaluar la tensión a la que se somete la aislación entre los devanados terciario y secundario, se utilizó el elemento "Probe Branch Volt", como se muestra en la Figura 5.2.1.6. Este enfoque permitió medir las tensiones entre los bornes homólogos de ambos devanados, una funcionalidad que no está disponible en DIgSILENT.

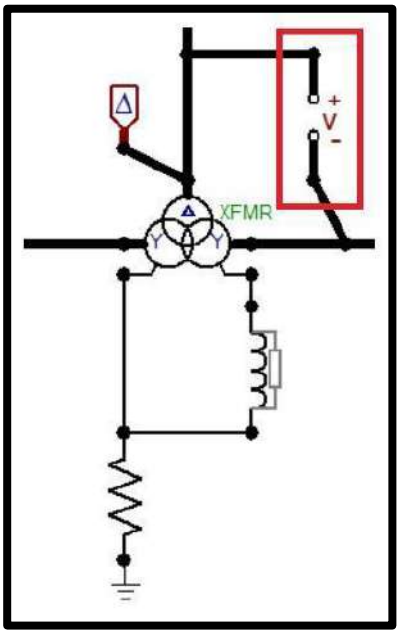


Figura 5.2.1.6 – Medición de tensión entre devanados mediante el elemento “Probe Branch Volt”.

Las tensiones obtenidas se representan en la Figura 5.2.1.7. Finalizado el transitorio, el pico máximo de tensión alcanzó aproximadamente 8,7 [kV]. Esto subraya la importancia de que el aislamiento de los bobinados sea capaz de soportar estos picos de tensión durante el tiempo requerido para la actuación del sistema de protección.

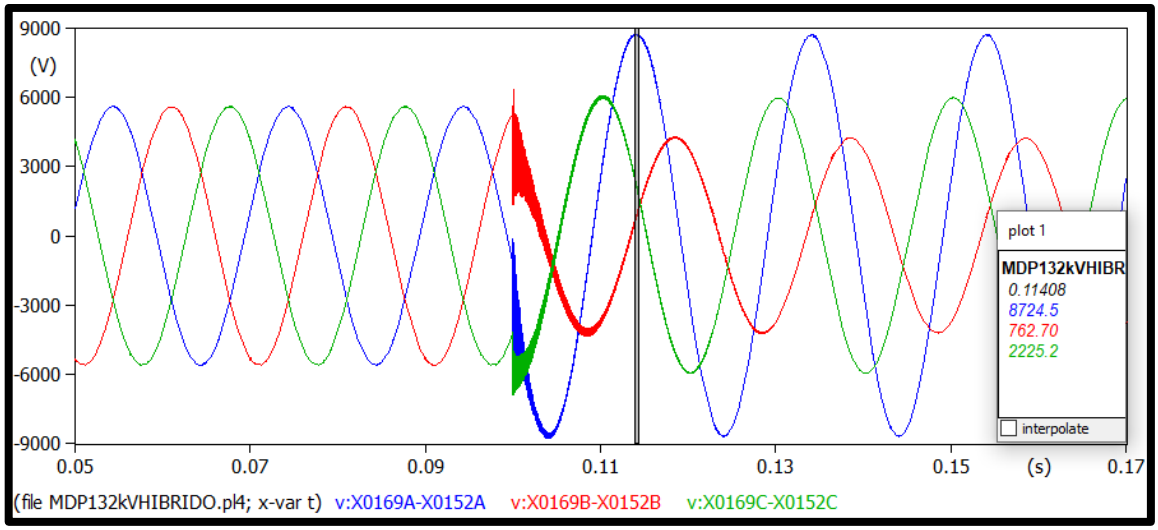


Figura 5.2.1.7 – Tensiones entre bornes homólogos de devanado secundario y terciario.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en Central 9 de Julio con conexionado rígido del centro de estrella (AT y MT)

Se replicará la simulación del evento de cortocircuito, modificando la conexión del centro de estrella en el lado de media tensión a una conexión rígida a tierra. La Figura 5.2.1.8 muestra las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas en el devanado secundario del transformador durante la ocurrencia de la falla.

En cuanto a las tensiones, se observa que una de las fases sanas (fase "a", representada en color azul) no presenta sobretensiones. Sin embargo, en la otra fase sana (fase "b", representada en color rojo), se registra una sobretensión máxima de aproximadamente 12,3 [kV] (1,14 [p.u]), considerablemente inferior en comparación con el caso anterior, donde se alcanzó una sobretensión de 1,53 [p.u]. Ambos resultados son coherentes con lo esperado para este tipo de conexión del centro de estrella. Por otro lado, la corriente de falla en este escenario alcanza un valor máximo de aproximadamente 19 [kA].

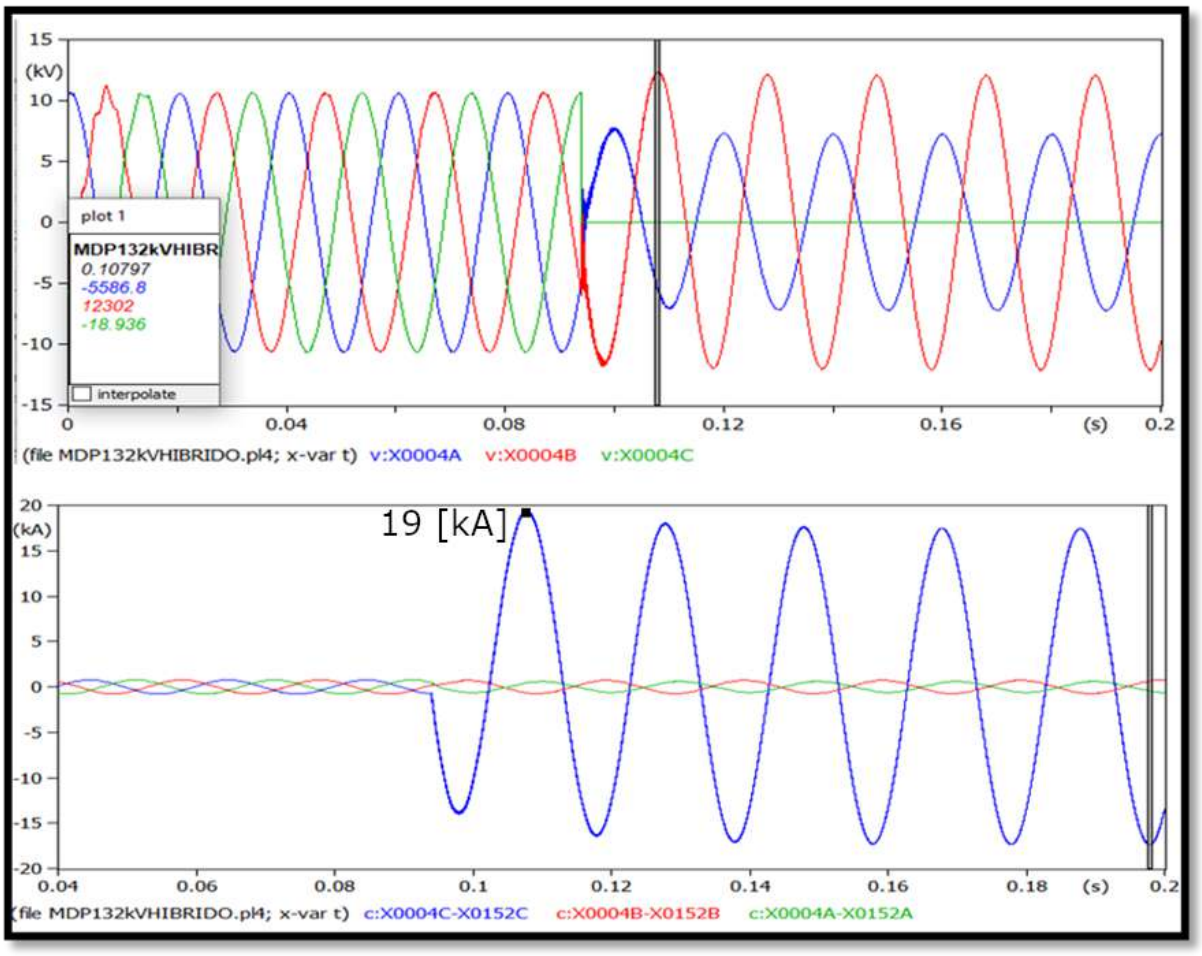


Figura 5.2.1.8 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador Central 9 de Julio.

La tabla 5.2.1.2 resume los resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión [p.u]	Valor pico máximo de corriente de cortocircuito [kA]
DIgSILENT	No existe	17
ATPDraw	1,14 en una única fase sana	19

Tabla 5.2.1.2 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Las figuras 5.2.1.9 y 5.2.1.10 presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario del transformador, respectivamente. Se observa que las tensiones en el devanado primario no presentan perturbaciones significativas, salvo una disminución de 5,5 [kV] en la fase **"c"** (representada en color azul), que corresponde

a la fase conectada a tierra en el devanado secundario. En contraste, las tensiones en el devanado terciario experimentan perturbaciones notables, aunque no se registran sobretensiones. Estos comportamientos pueden atribuirse a la alta corriente de cortocircuito que circula en el devanado secundario.

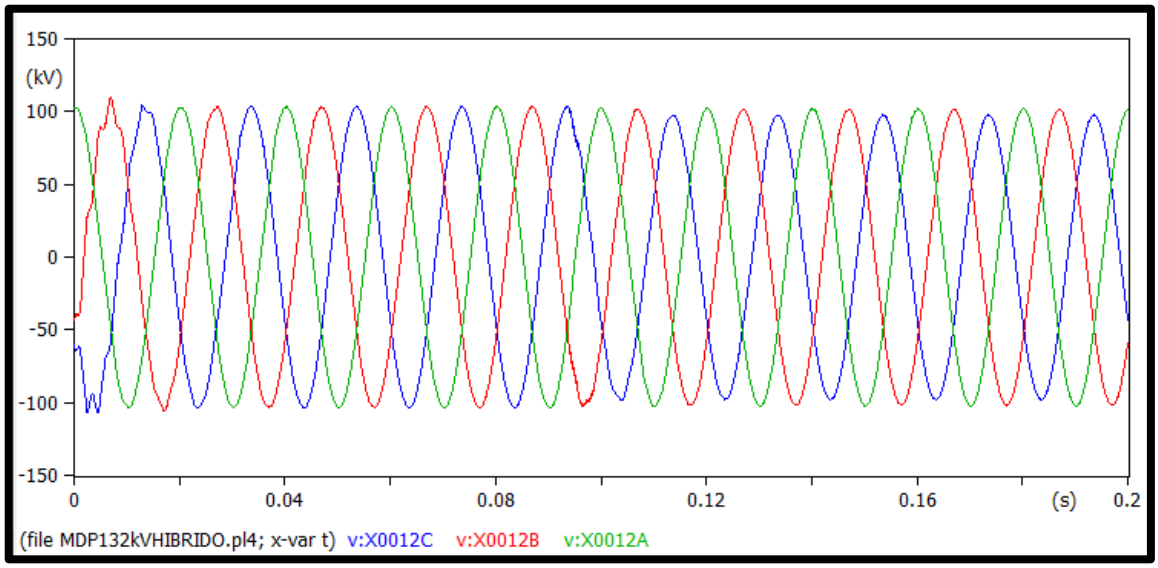


Figura 5.2.1.9 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Central 9 de Julio con conexión rígida a tierra.

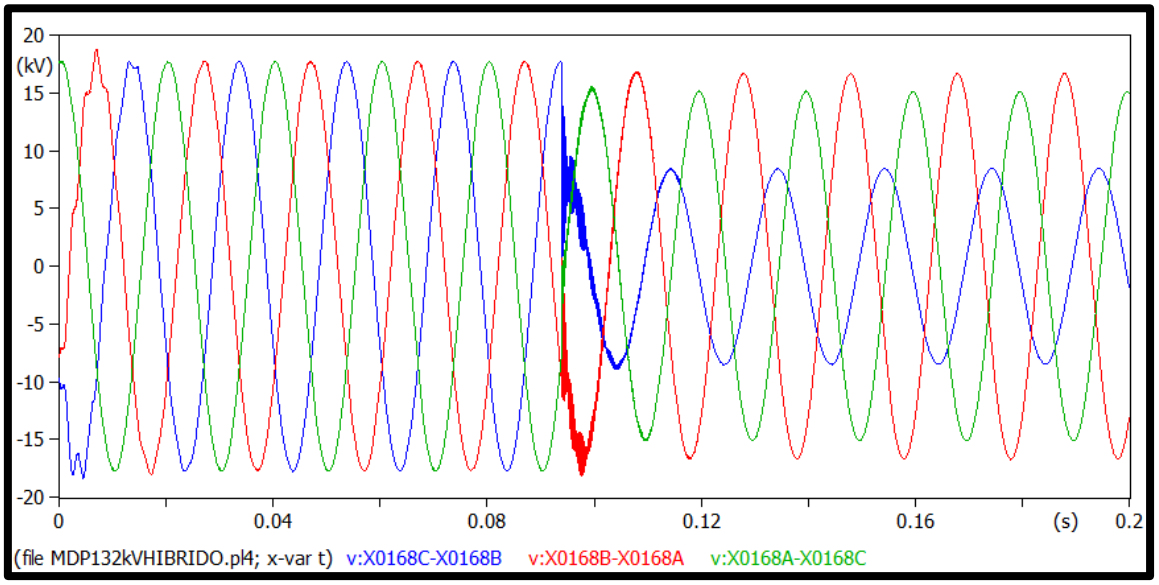


Figura 5.2.1.10 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Central 9 de Julio.

La Figura 5.2.1.11 muestra las tensiones entre los bornes homólogos de los devanados secundario y terciario. Al finalizar el transitorio, se registra una sobretensión máxima de aproximadamente 6,6 [kV] en la fase "c" (color verde).

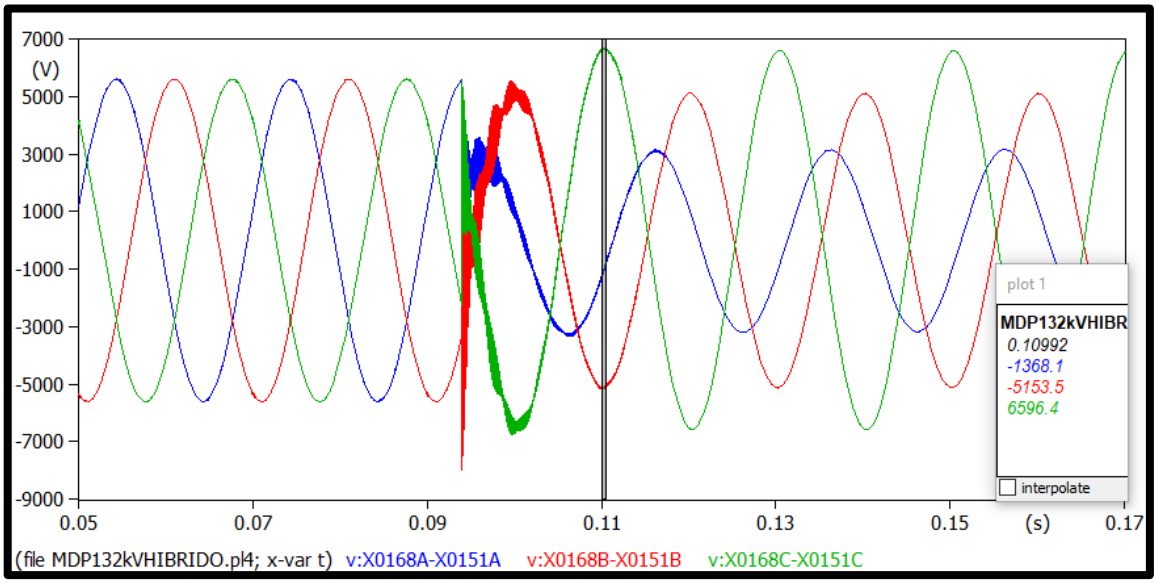


Figura 5.2.1.11 – Tensiones entre bornes homólogos de devanado secundario y terciario

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Mar del Plata con conexionado real del centro de estrella (AT rígido a tierra, MT mediante reactancia de j3 [Ω])

En la Figura 5.2.1.12 se muestran las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas en el devanado secundario del transformador donde ocurre la falla.

En las tensiones de las fases sanas, durante el transitorio inicial, se alcanza un valor pico aproximado de 25,9 [kV] (2,29 [p.u]). Una vez finalizado el transitorio, el pico de sobretensión se estabiliza en aproximadamente 16,4 [kV] (1,52 [p.u]). En cuanto a las corrientes de línea, las fases sanas no presentan alteraciones, mientras que la corriente de falla alcanza un valor pico de aproximadamente 3,3 [kA].

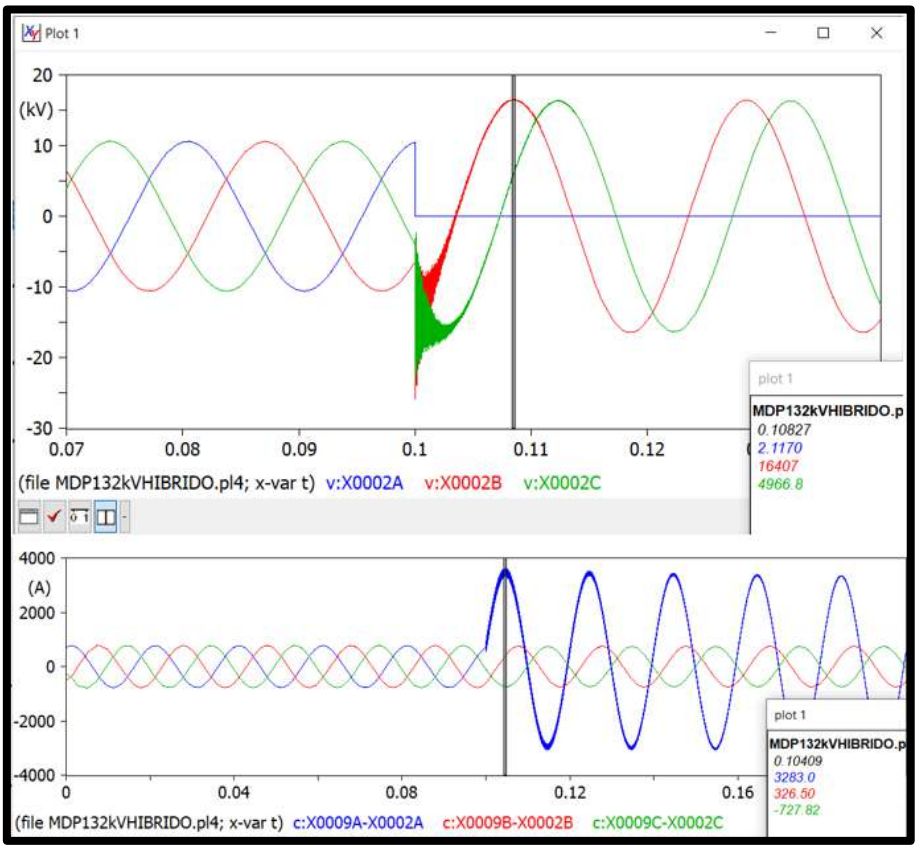


Figura 5.2.1.12 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado MT transformador E.T Mar del Plata.

La tabla 5.2.1.3 resume los resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión [p.u]	Valor pico máximo de corriente de cortocircuito [kA]
DIgSILENT	1,5	5,9
ATPDraw	1,52	3,3

Tabla 5.2.1.3 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Las figuras 5.2.1.13 y 5.2.1.14 presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario, respectivamente. Se observa que las tensiones del devanado primario no se ven afectadas, mientras que en el devanado terciario se registra un transitorio en el instante en el que ocurre la falla, alcanzando un valor pico de aproximadamente 25,8 [kV] (1,38 [p.u]). Una vez finalizado el transitorio, las tensiones en el terciario no muestran ninguna perturbación adicional.

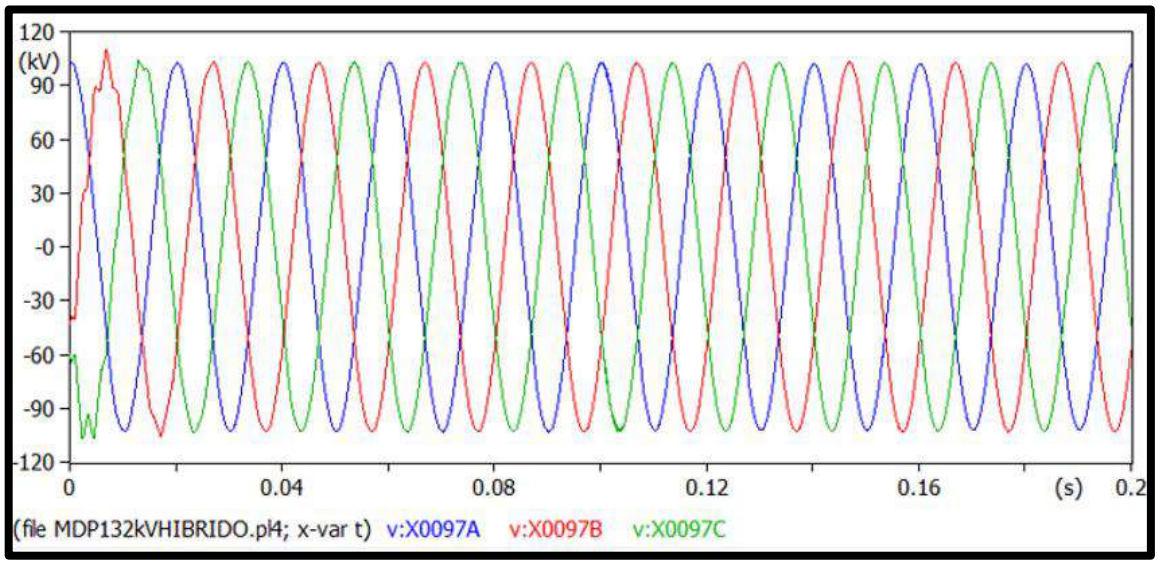


Figura 5.2.1.13 – Tensiones de fase en devanado AT transformador E.T Mar del Plata.

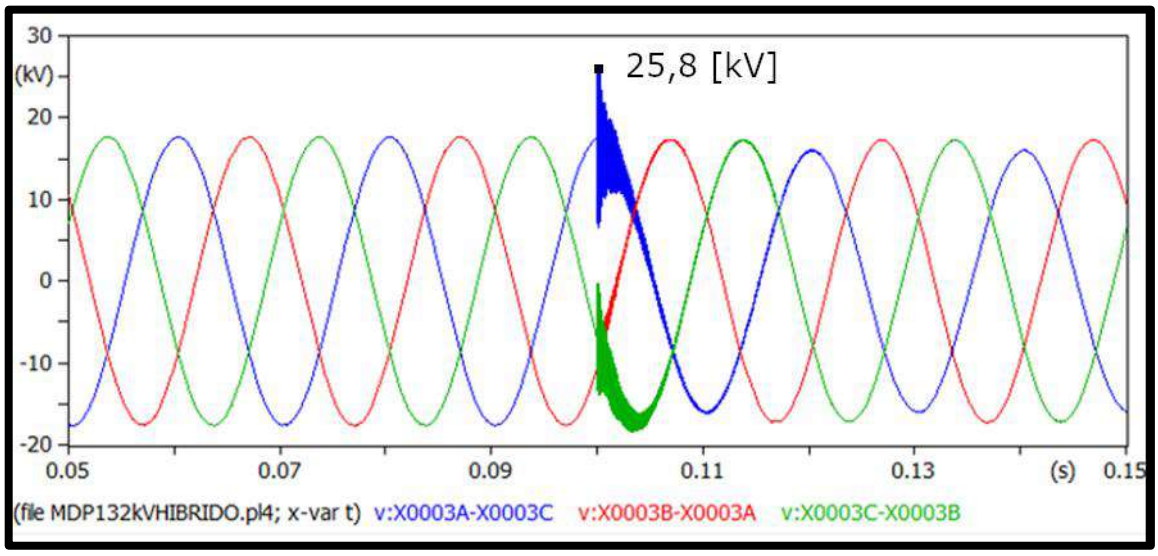


Figura 5.2.1.14 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata.

En la Figura 5.2.1.15 se muestran las tensiones entre los bornes homólogos de los devanados secundario y terciario. En el instante de la falla, se produce un transitorio en el que se alcanza un valor pico de 14,9 [kV] en la fase “b” (representada en color rojo). Una vez transcurrido el transitorio, el valor pico en esta fase se estabiliza en 8,7 [kV].

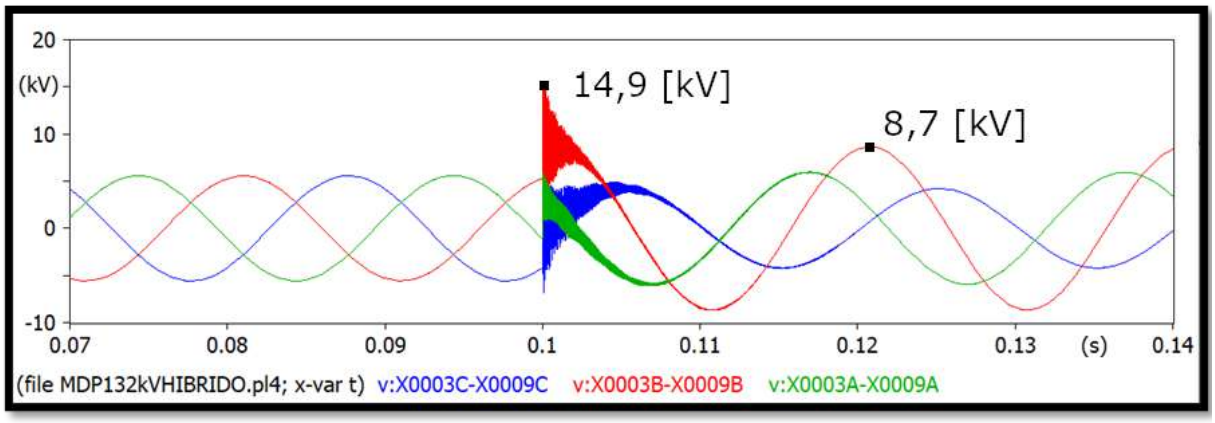


Figura 5.2.1.15 – Tensiones entre bornes homólogos de devanado secundario y terciario.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Mar del Plata con conexionado rígido del centro de estrella (AT y MT)

En la Figura 5.2.1.16 se muestran las tensiones de fase y las corrientes de línea obtenidas en el secundario del transformador, donde ocurre la falla.

El comportamiento de las tensiones y corrientes en este caso es similar al registrado en el transformador de la Central 9 de Julio con el mismo tipo de conexión del centro de estrella. En una de las fases sanas (fase “c”, representada en color verde) se presenta una ligera sobretensión que alcanza un pico de 12,4 [kV] (1,15 [p.u]), mientras que en la otra fase sana (fase “b”, representada en color rojo) no se registra perturbación alguna. La corriente de falla también incrementa notablemente, alcanzando un pico de aproximadamente 17,8 [kA].

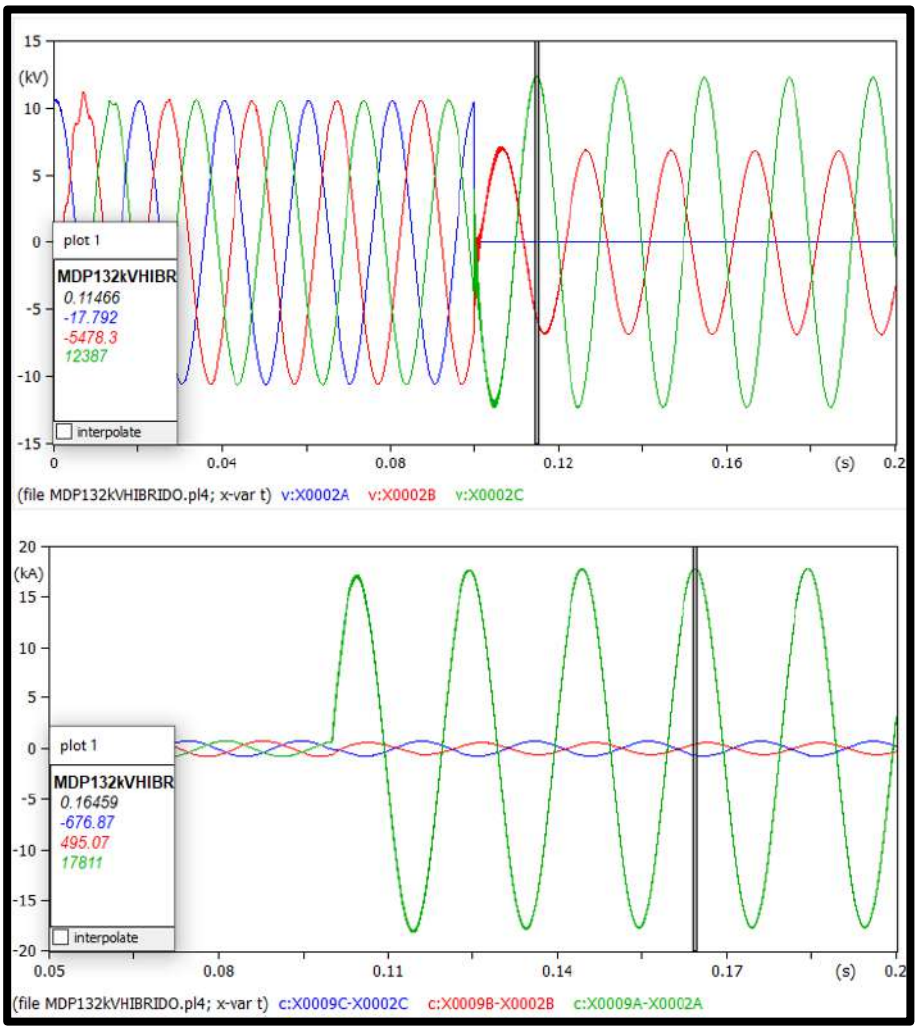


Figura 5.2.1.16 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata con conexión rígida a tierra.

La tabla 5.2.1.4 resume los resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión [p.u]	Valor pico máximo de corriente de cortocircuito [kA]
DIgSILENT	No existe	32
ATPDraw	1,15	17,8

Tabla 5.2.1.4 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación

Las figuras 5.2.1.17 y 5.2.1.18 presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario del transformador, respectivamente. En el devanado primario, no se observa ninguna perturbación significativa, salvo una leve disminución en la fase

"a" (representada en color verde), correspondiente a la fase conectada a tierra en el devanado secundario.

Por otro lado, las tensiones en el devanado terciario muestran perturbaciones notables, aunque no se registran sobretensiones. Al igual que en el caso anterior, el comportamiento observado es coherente con los resultados obtenidos al analizar la falla con este tipo de conexión del centro de estrella en el transformador de la Central 9 de Julio.

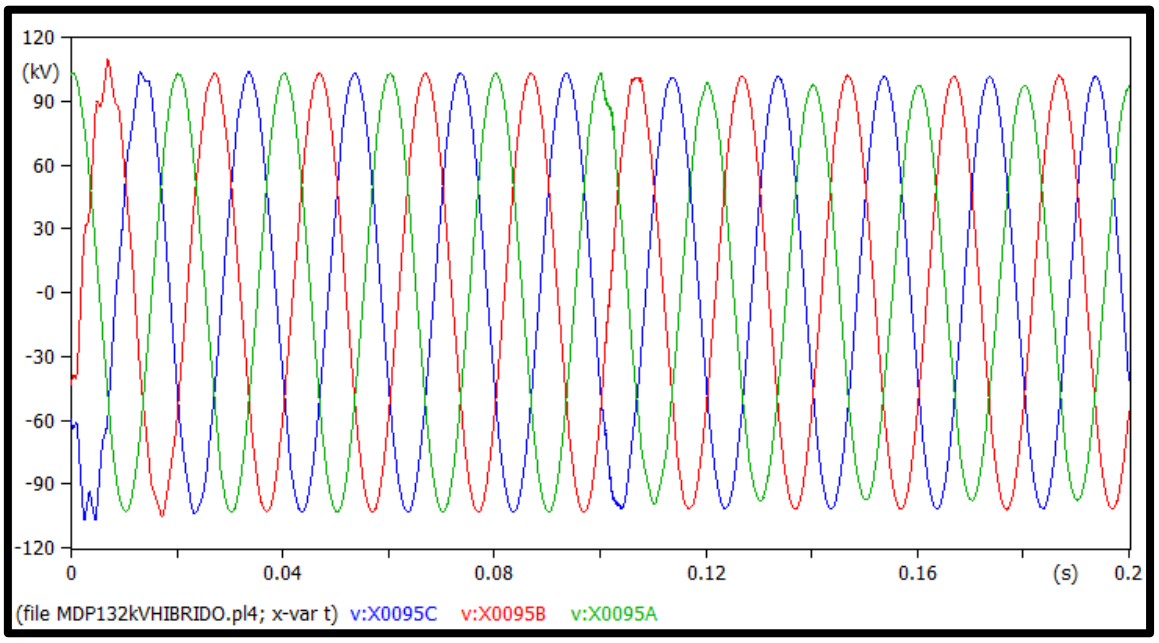


Figura 5.2.1.17 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata con conexión rígida a tierra.

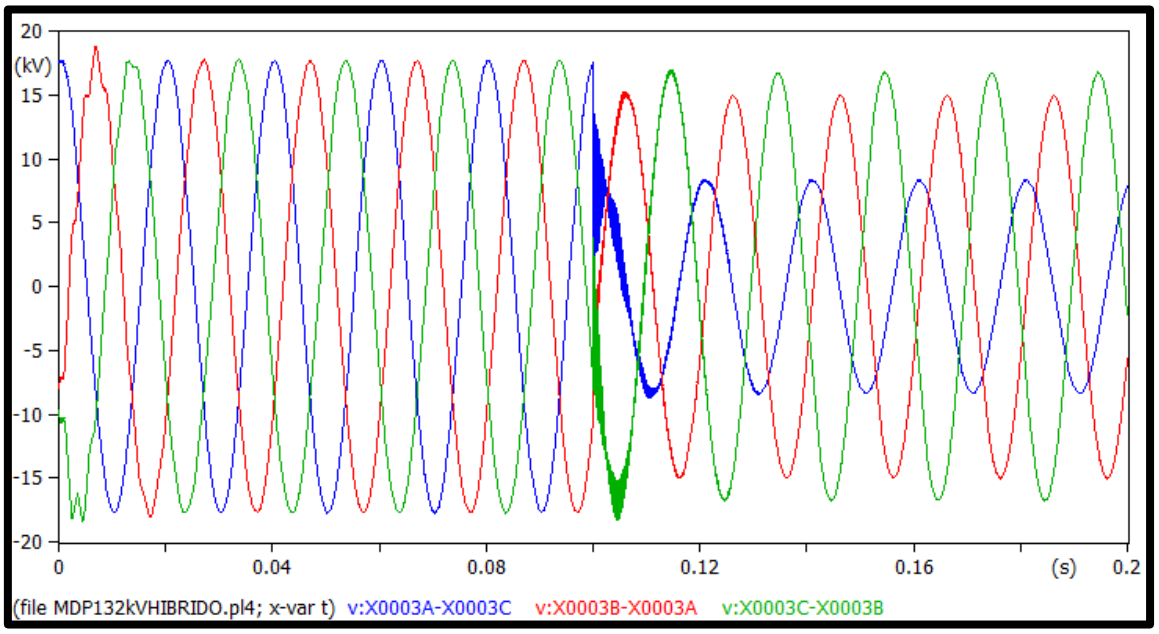


Figura 5.2.1.17 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata con conexión rígida a tierra.

La Figura 5.2.1.18 muestra las tensiones entre los bornes homólogos de los devanados secundario y terciario. Al finalizar el transitorio, se observa una sobretensión que alcanza un valor máximo de aproximadamente 6,5 [kV] en la fase "c" (representada en color verde).

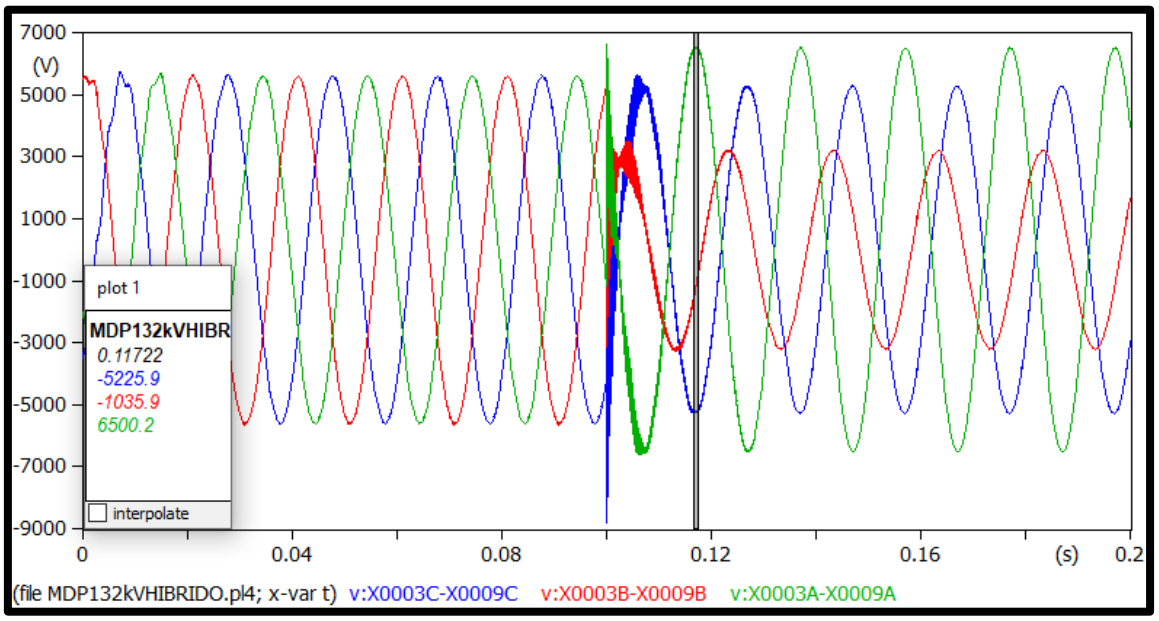


Figura 5.2.1.18 – Tensiones entre bornes homólogos de devanado secundario y terciario.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Pueyrredón con conexionado real del centro de estrella (AT rígido a tierra, MT mediante reactancia de j3[Ω])

En la Figura 5.2.1.19 se muestran las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas en el secundario del transformador, donde ocurre la falla.

En las tensiones de las fases sanas, se alcanza un valor pico aproximado de 15,8 [kV] (1,46 [p.u]) en la fase “b” (representada en color rojo). En cuanto a las corrientes de línea, las fases no afectadas presentan un incremento en su valor alcanzando un pico de 2,2 [kA] y 2,8 [kA] en fases color azul y roja respectivamente, mientras que la corriente de falla alcanza un pico aproximado de 7,5 [kA].

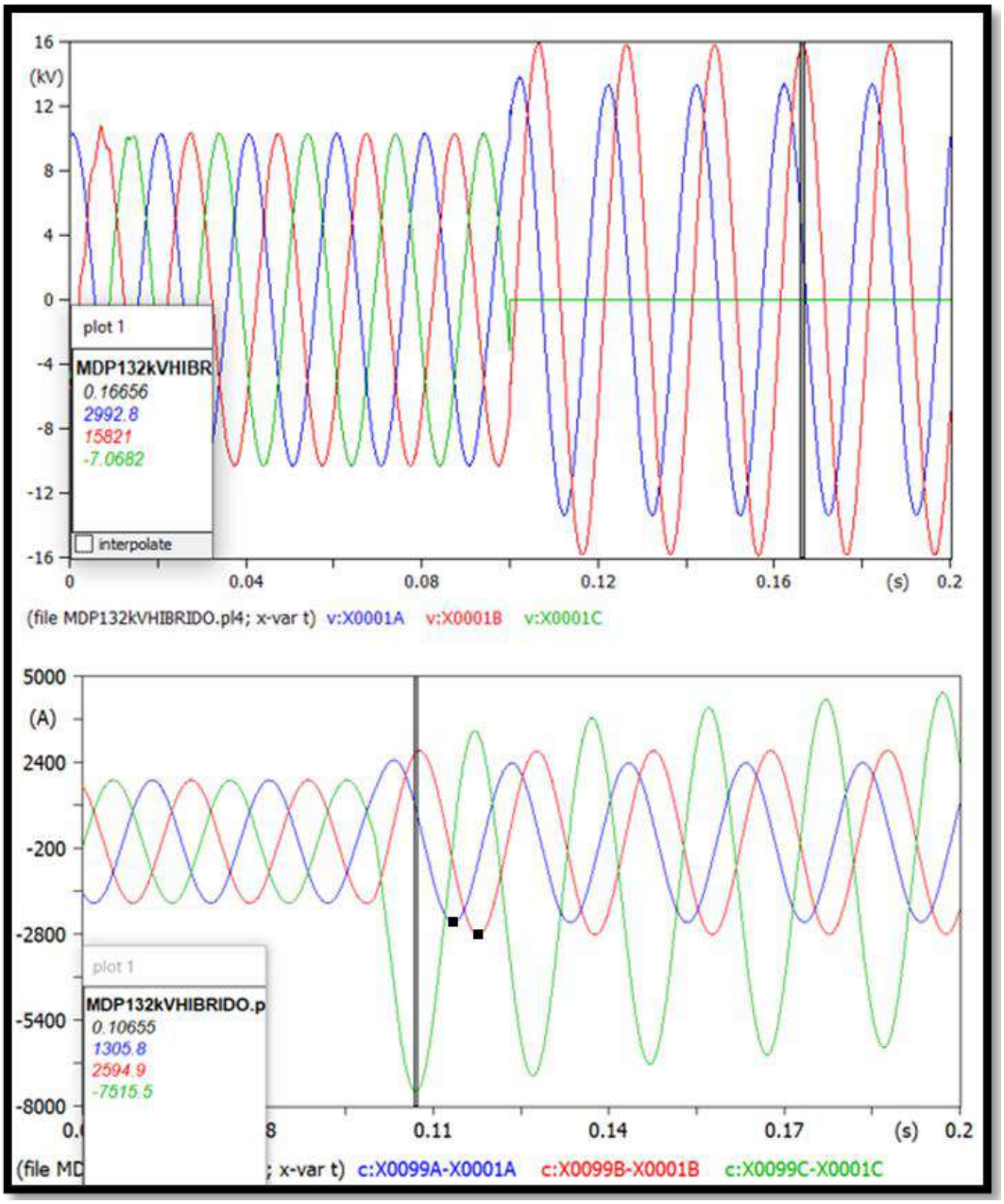


Figura 5.2.1.19 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Pueyrredón.

La tabla 5.2.1.5 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión [p.u]	Valor pico máximo de corriente de cortocircuito [kA]
DIgSILENT	1,5	5,5
ATPDraw	1,46	7,5

Tabla 5.2.1.5 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación

Las figuras 5.2.1.20 y 5.2.1.21 presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario, respectivamente. Se observa que las tensiones en el devanado primario no se ven afectadas, mientras que en el devanado terciario se registra una caída de tensión de 1,2 [kV] y 2,6 [kV] en las fases color verde y azul respectivamente.

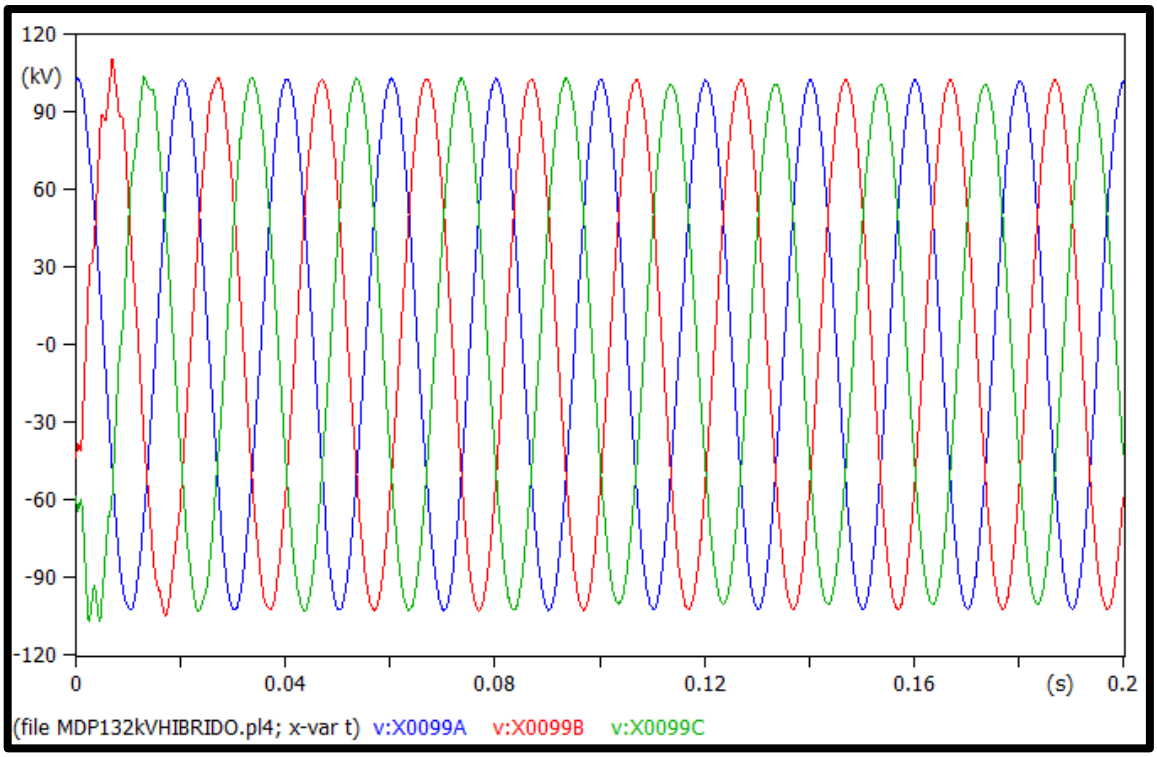


Figura 5.2.1.20 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Pueyrredón.

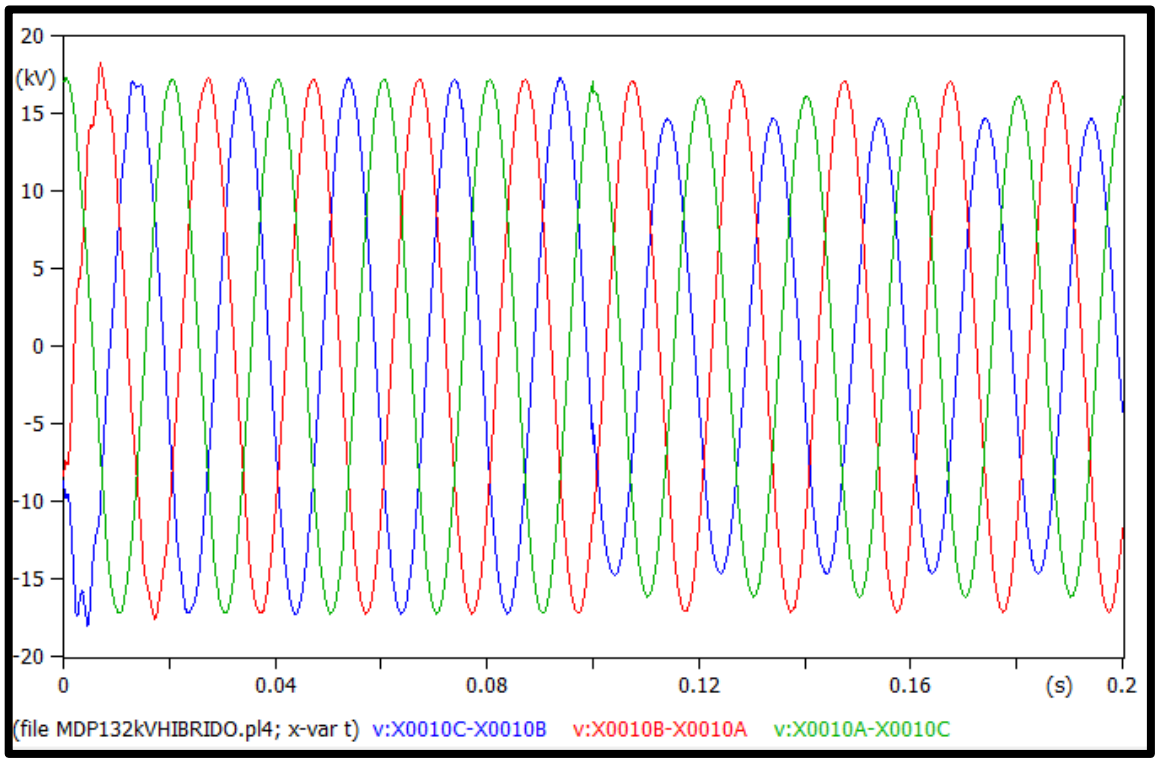


Figura 5.2.1.21 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Pueyrredón.

En la Figura 5.2.1.22 se muestran las tensiones entre los bornes homólogos de los devanados secundario y terciario. En la fase “c” (representada en color verde) se alcanza un valor pico de 17,4 [kV].

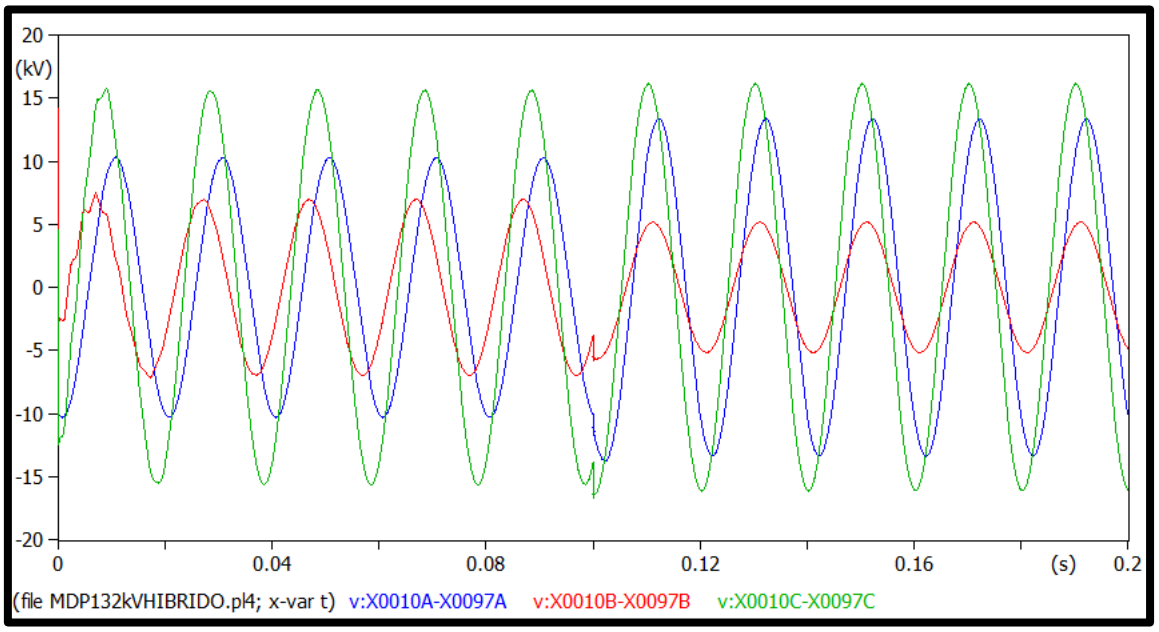


Figura 5.2.1.22 – Tensiones entre bornes homólogos del secundario y terciario.

Cortocircuito monofásico a tierra en barras de 13,8[kV] de transformador ubicado en E.T Pueyrredón con conexionado rígido del centro de estrella (AT y MT)

La Figura 5.2.1.23 muestra las tensiones de fase y las corrientes de línea registradas en el secundario del transformador, donde ocurre la falla.

El comportamiento observado ante la falla está alineado con los resultados obtenidos para este tipo de conexión del centro de estrella en los dos transformadores anteriores (Central 9 de Julio y E.T Mar del Plata). En una de las fases sanas, se presenta una ligera sobretensión que alcanza un pico de 12,2 [kV] (1,13 [p.u]), mientras que en la otra fase sana no se registra ninguna sobretensión. La corriente de falla experimenta un notable incremento, alcanzando un valor pico máximo de aproximadamente 26,6 [kA].

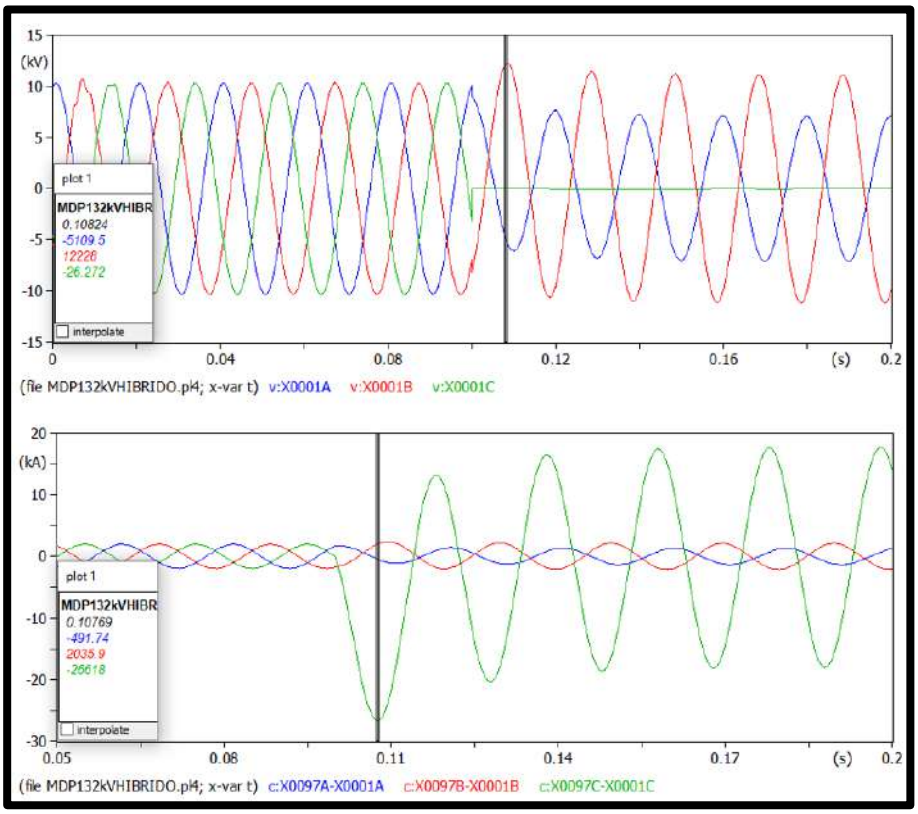


Figura 5.2.1.23 – Tensiones de fase y corrientes de línea en devanado de MT transformador E.T Pueyrredón con conexión rígida a tierra.

La tabla 5.2.1.6 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión [p.u]	Valor pico máximo de corriente de cortocircuito [kA]
DIgSILENT	No existe	29
ATPDraw	1,13	26,6

Tabla 5.2.1.6 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación

En las figuras 5.2.1.24 y 5.2.1.25 se presentan las tensiones registradas en los devanados primario y terciario, respectivamente. En el devanado primario, no se observa ninguna perturbación significativa, salvo una leve disminución en la fase “c” (representada en color verde), correspondiente a la fase afectada.

Por otro lado, las tensiones en el devanado terciario presentan perturbaciones, aunque ninguna alcanza el nivel de una sobretensión.

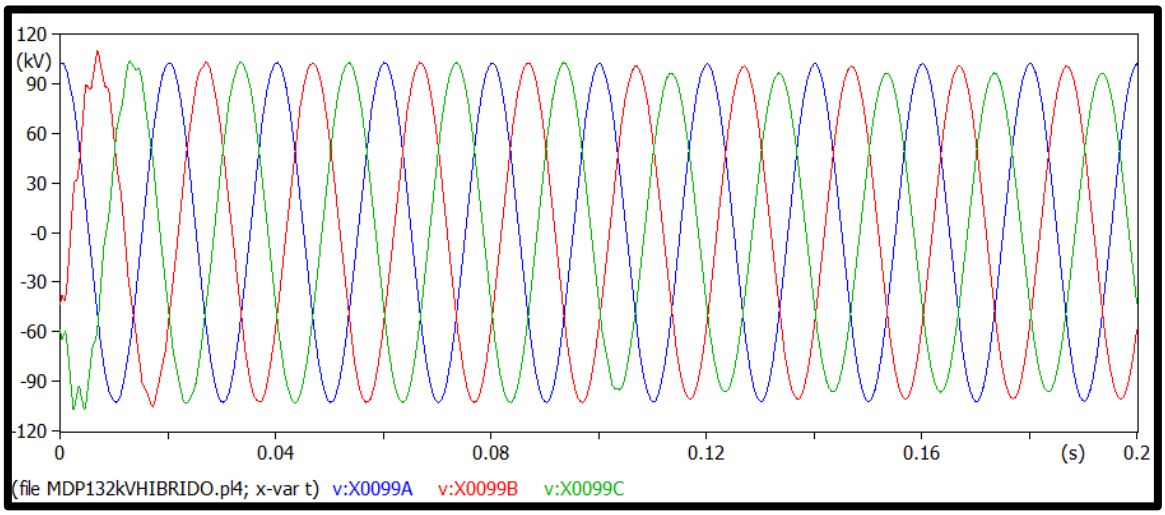


Figura 5.2.1.24 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Pueyrredón con conexión rígida a tierra.

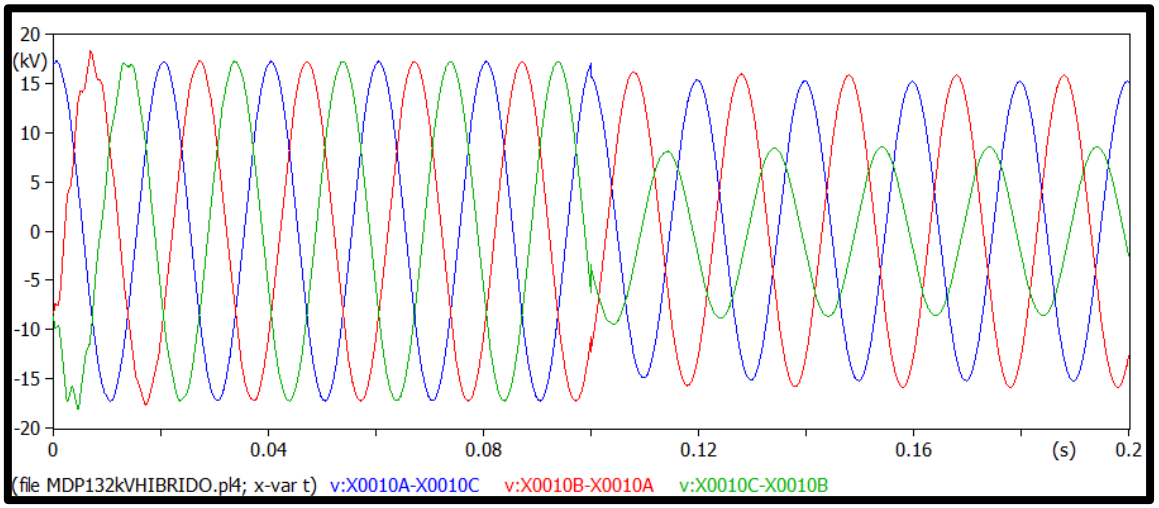


Figura 5.2.1.25 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Pueyrredón con conexión rígida a tierra.

La Figura 5.2.1.26 muestra las tensiones entre los bornes homólogos de los devanados secundario y terciario. Se observa un valor pico de aproximadamente 14,7 [kV] en la fase “c” (representada en color verde).

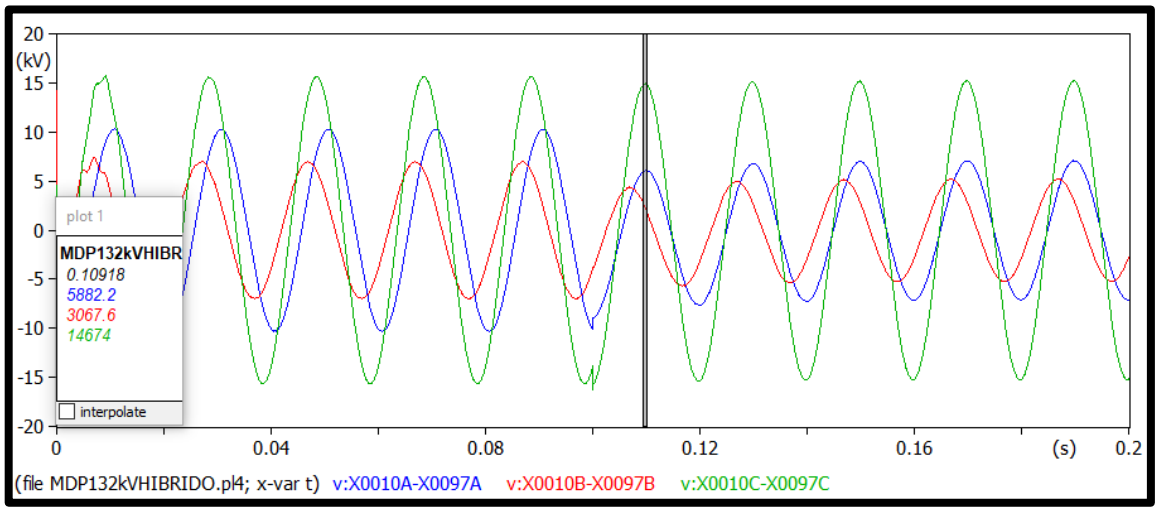


Figura 5.2.1.26 – Tensiones entre bornes homólogos del secundario y terciario.

5.2.2 APARICIÓN Y ELIMINACIÓN DE FALLAS

Al igual que en lo realizado en DIgSILENT, se simulará la ocurrencia de un cortocircuito monofásico a tierra, seguido de la actuación de las protecciones correspondientes para su eliminación. La falla estará localizada en el punto medio de la línea aérea que conecta la E.T Sur con la E.T Mar del Plata.

En la Figura 5.2.2.1 se presentan los elementos involucrados en la simulación, siendo los mismos que se utilizaron para el análisis previo de un cortocircuito monofásico a tierra.

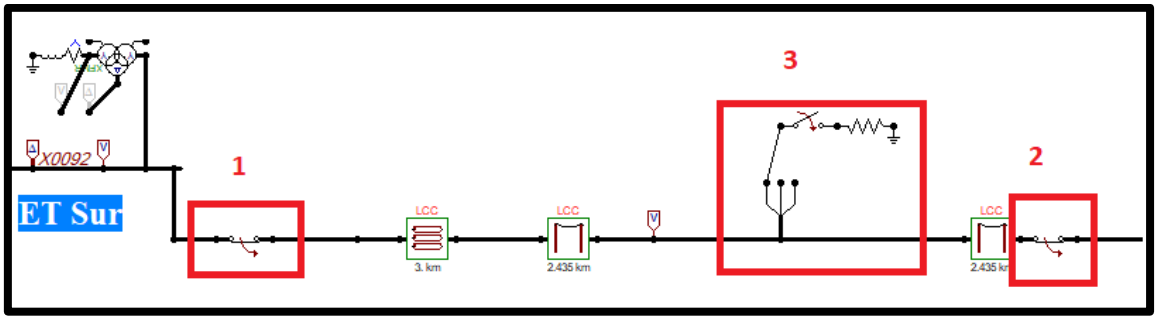


Figura 5.2.2.1 – Configuración del circuito para la aparición y eliminación de falta.

El evento fue configurado con los siguientes parámetros:

- Tiempo de aparición de falla: 0,1 [s].
- Tiempo de apertura de interruptor en E.T Mar del Plata: 0,11 [s] (interruptor 1).

- Tiempo de apertura de interruptor en E.T Sur: 0,12 [s] (interruptor 2).
- Fase afectada: c.

A continuación, se presentan las tensiones registradas en los transformadores de las subestaciones tras ejecutar la simulación:

Tensiones en transformador en E.T Mar del Plata

La Figura 5.2.2.2 muestra las tensiones de fase registradas en el devanado de AT del transformador. Se observa un pico de aproximadamente 125 [kV] (1,15 [p.u]) en la fase “c” (representada en color verde), donde ocurre la falla. Además, se observan los puntos correspondientes a los tres instantes donde ocurren los eventos.

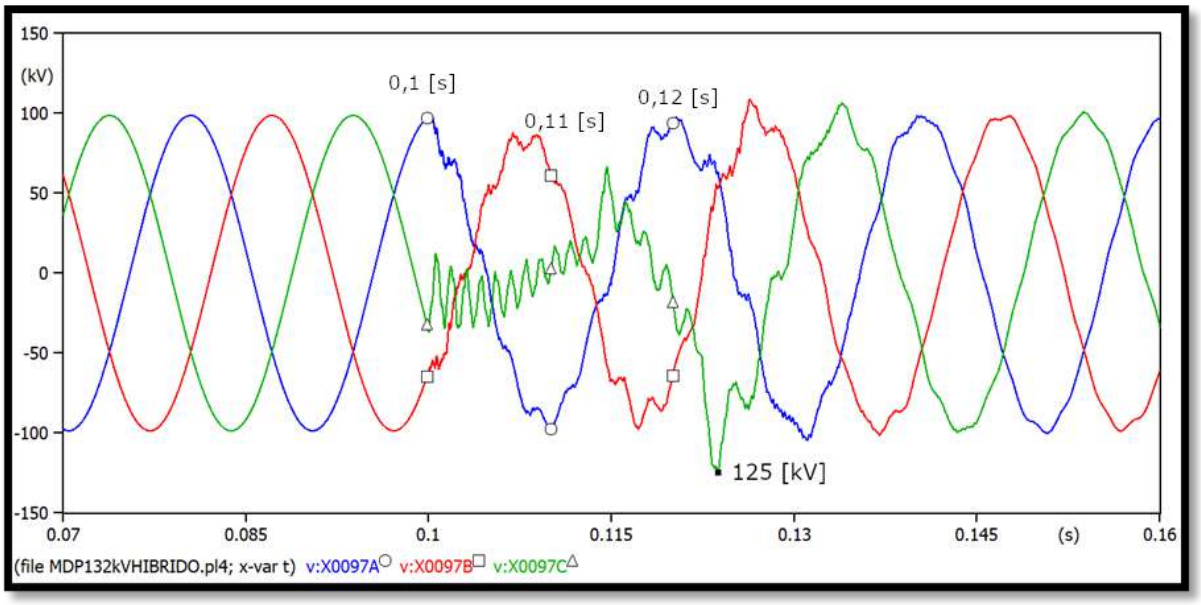


Figura 5.2.2.2 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata.

La Figura 5.2.2.3 muestra las tensiones de fase registradas en el devanado de MT del transformador. Se observa un pico de aproximadamente 12,5 [kV] (1,16 [p.u]) en la fase “c”.

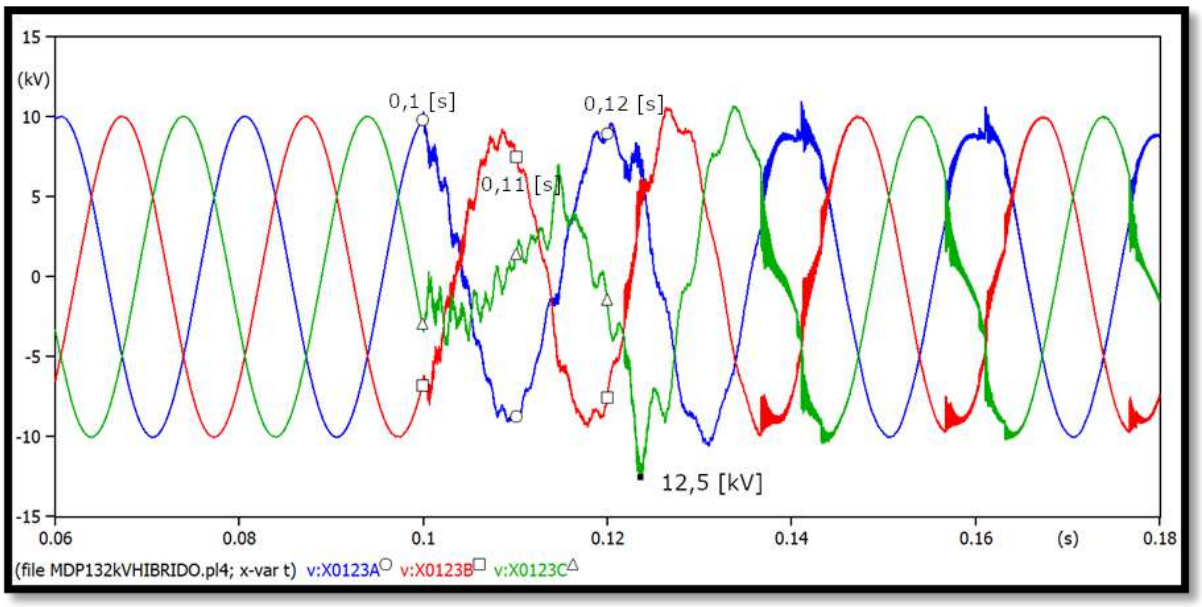


Figura 5.2.2.3 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata.

La Figura 5.2.2.4 muestra las tensiones de línea registradas en el devanado terciario de compensación del transformador. Se observa un pico de aproximadamente 21 [kV] (1,12 [p.u]) en la fase “c-b” (onda de tensión color verde).

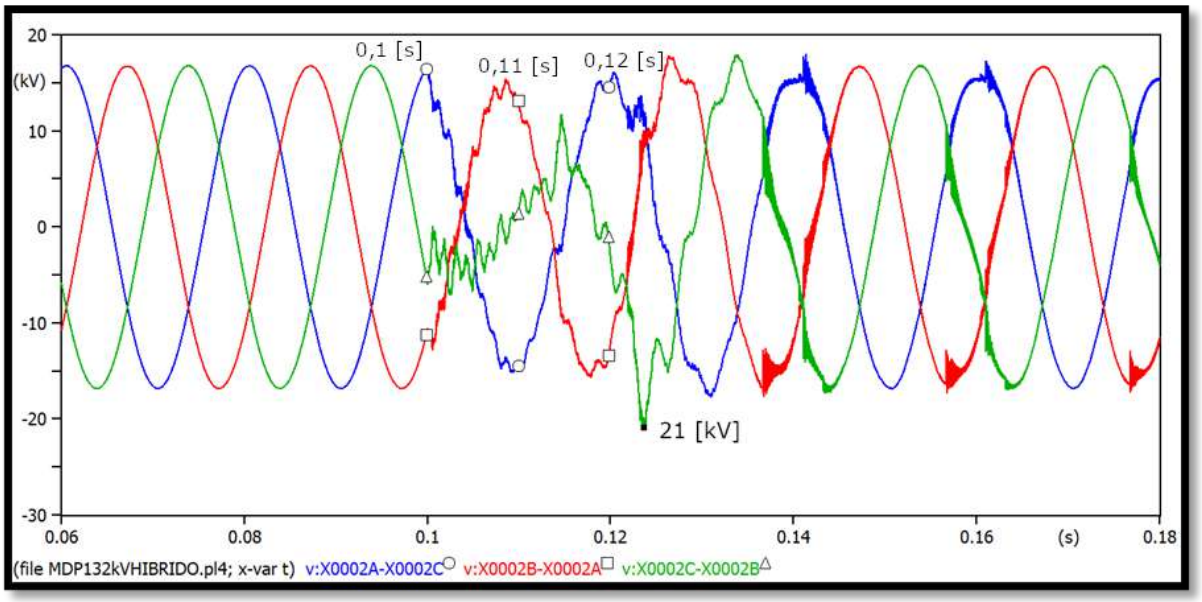


Figura 5.2.2.4 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del plata.

La tabla 5.2.2.1 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión pico en devanado primario [p.u]	Sobretensión pico en devanado secundario [p.u]	Sobretensión pico en devanado terciario [p.u]
DIgSILENT	2,5	2	2
ATPDraw	1,15	1,16	1,12

Tabla 5.2.2.1 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación

Tensiones registradas en transformador en E.T Sur

La Figura 5.2.2.5 muestra las tensiones de fase registradas en el devanado AT del transformador. Se observa un pico de aproximadamente 134 [kV] (1,24 [p.u]) en la fase “c” (representada en color verde), donde ocurre la falla.

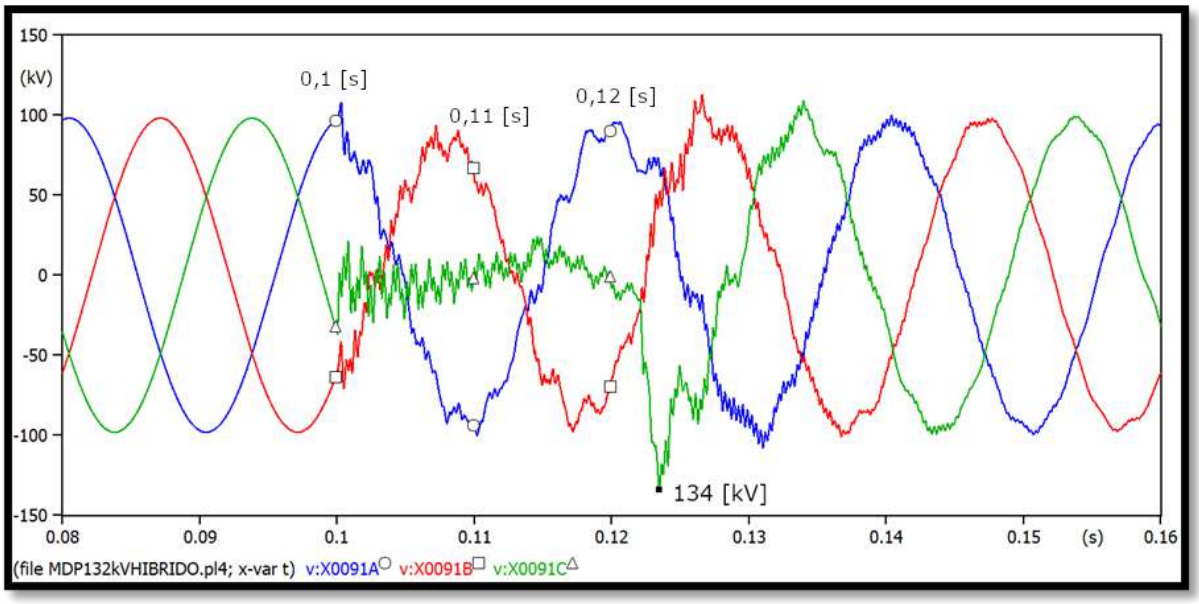


Figura 5.2.2.5 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur.

La Figura 5.2.2.6 muestra las tensiones de fase registradas en el devanado de MT del transformador. Se observa un pico de aproximadamente 12,5 [kV] (1,11 [p.u]) en la fase “c”.

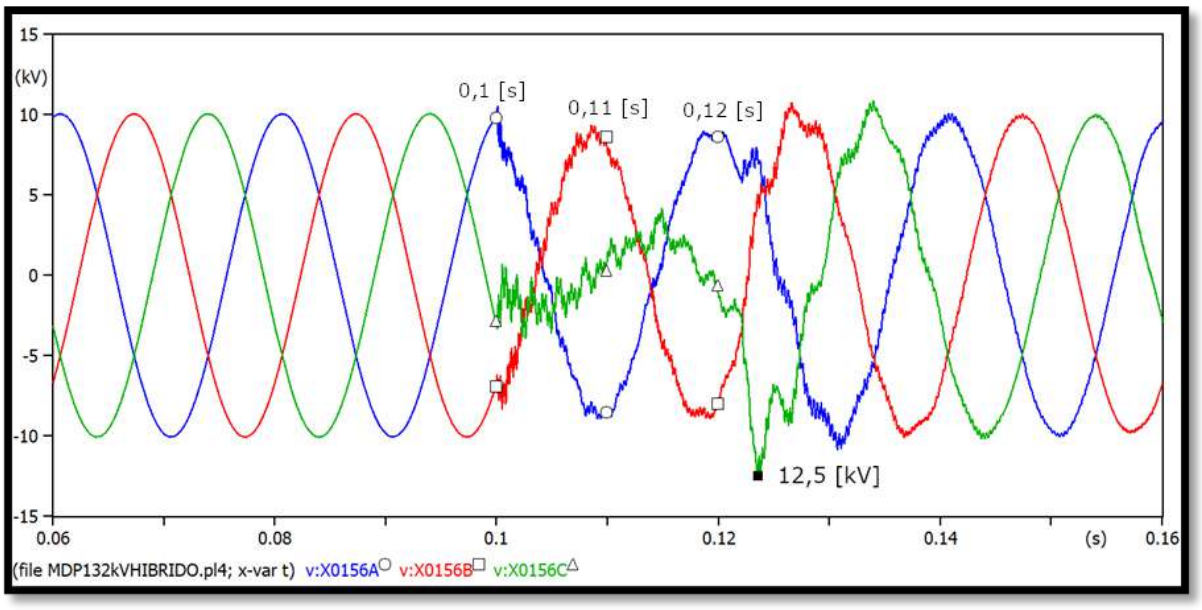


Figura 5.2.2.6 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur.

La Figura 5.2.2.7 muestra las tensiones de línea registradas en el devanado terciario de compensación del transformador. Se observa un pico de aproximadamente 21,4 [kV] (1,15 [p.u]) en la fase “c”.

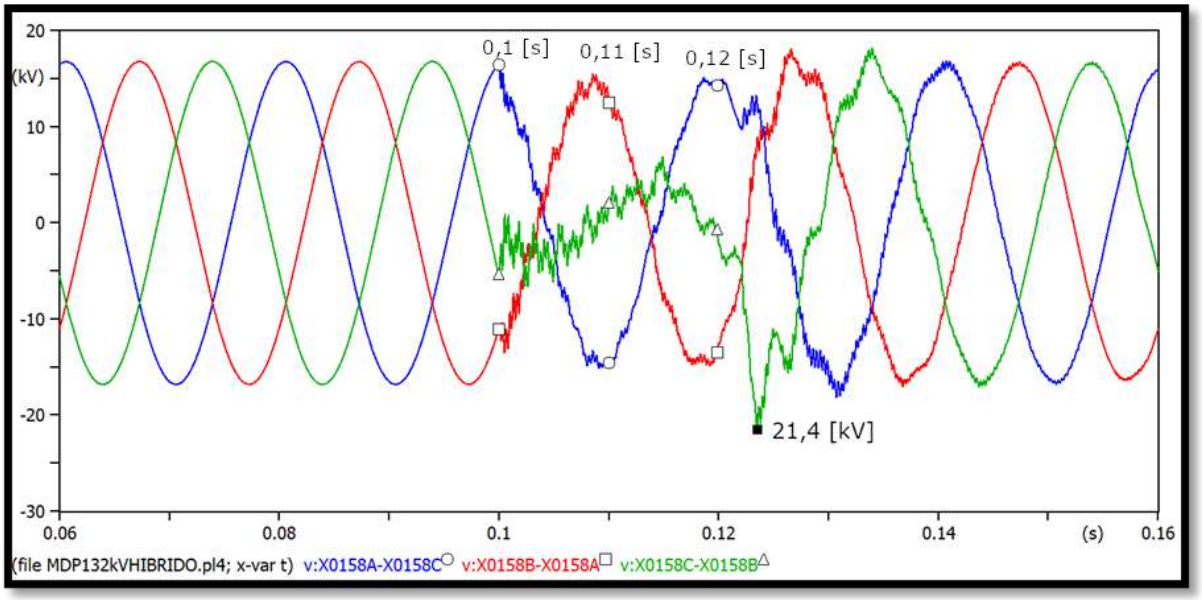


Figura 5.2.2.7 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur.

La tabla 5.2.2.2 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Parámetro	Sobretensión pico en devanado primario [p.u]	Sobretensión pico en devanado secundario [p.u]	Sobretensión pico en devanado terciario [p.u]
DIgSILENT	2,6	2	1,5
ATPDraw	1,24	1,11	1,15

Tabla 5.2.2.2 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación

A pesar de las diferencias observadas en los resultados de ambos softwares de simulación, atribuidas a factores como el momento de actuación del interruptor y el nivel de detalle en el modelado, el comportamiento de las tensiones en los transformadores es consistente tanto en DIgSILENT como en ATPDraw, y coincide con lo descrito en el marco teórico.

En ambos casos, se registran perturbaciones en las tensiones en el momento en que ocurre la falla, aunque no se detectan sobretensiones significativas. Posteriormente, al actuar la primera protección, las perturbaciones tienden a estabilizarse. Sin embargo, con la activación de la segunda protección y el despeje de la falla, se presenta una sobretensión importante. Una vez estabilizado el sistema, las tensiones retornan a sus valores normales.

Cabe destacar que ATPDraw no permite simular la actuación de los interruptores ante el paso por cero de la corriente, un factor que, como se evidenció en DIgSILENT, favorece la reducción de las sobretensiones.

5.2.3 PÉRDIDA DE CARGA

Para simular un evento de pérdida de carga, se configuró la apertura de un interruptor (elemento 1 de la Figura 5.2.3.1) ubicado en las barras de media tensión de un transformador en la E.T Mar del Plata. Este transformador alimenta una carga de 11 [MVA], replicando el escenario previamente simulado en DIgSILENT.

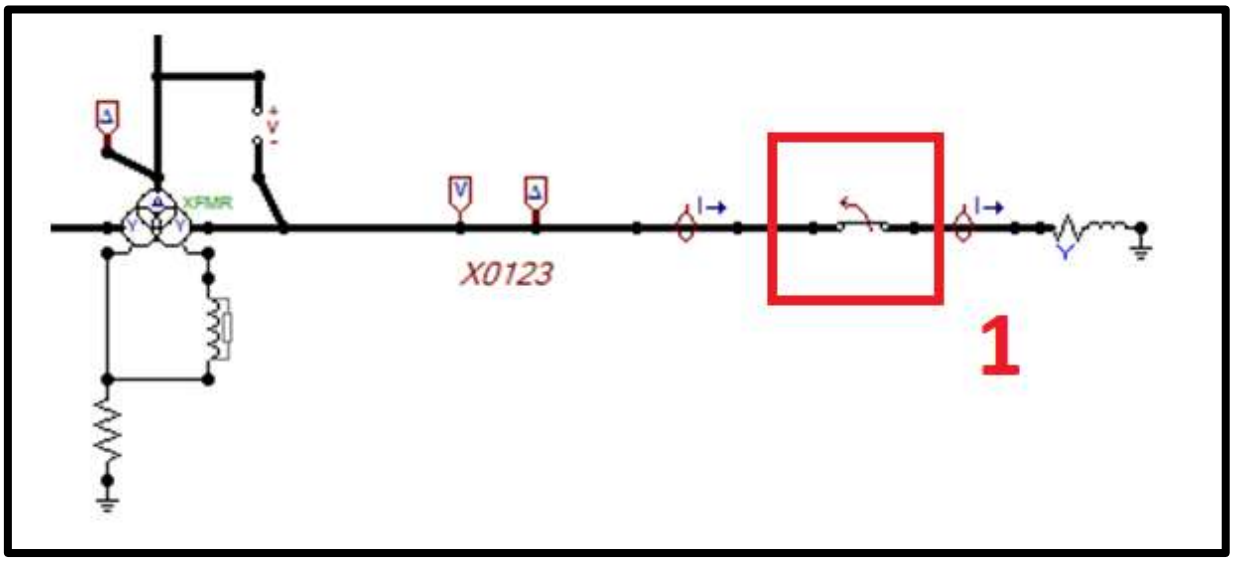


Figura 5.2.3.1 – Interruptor que actúa en la perdida de carga

La Figura 5.2.3.2 presenta las tensiones de fase registradas en el devanado secundario durante la maniobra de apertura del interruptor. En el instante inmediatamente posterior a la apertura (0,1 [s]), que provoca una pérdida brusca de carga, las tensiones en todas las fases se ven perturbadas, alcanzando un pico de sobretensión de aproximadamente 12,7 [kV] (1,13 [p.u]) en las tres fases. Con el paso del tiempo, estas perturbaciones disminuyen progresivamente y el sistema alcanza un estado de equilibrio después de aproximadamente dos ciclos.

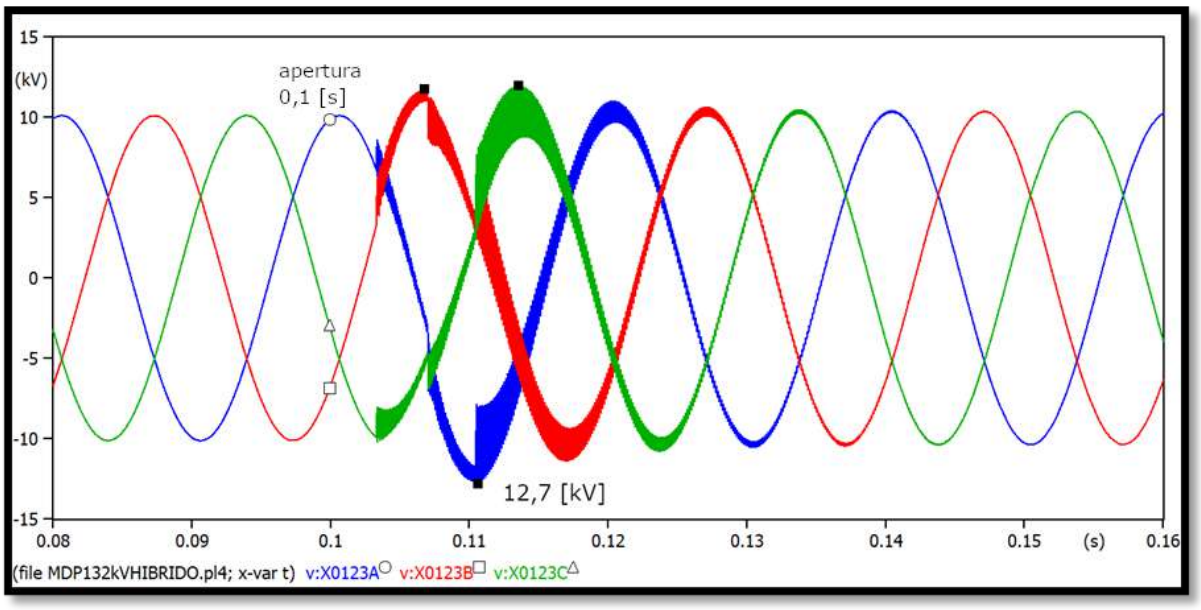


Figura 5.2.3.2 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata durante perdida de carga.

Las figuras 5.2.3.3 y 5.2.3.4 muestran las tensiones registradas en los devanados primario y terciario, respectivamente, donde no se observan perturbaciones.

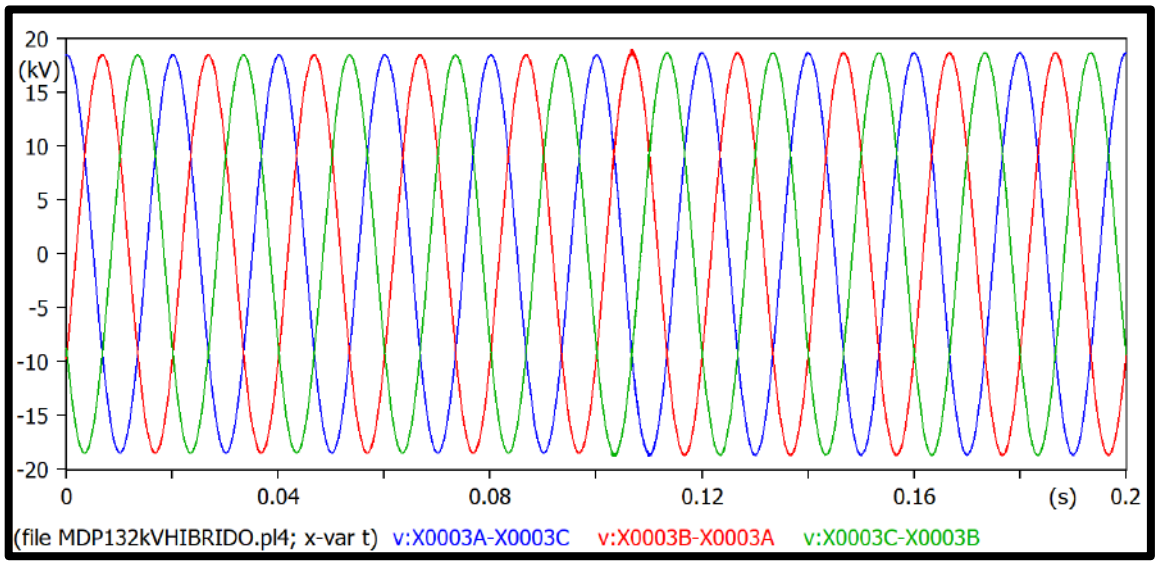


Figura 5.2.3.3 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata durante perdida de carga.

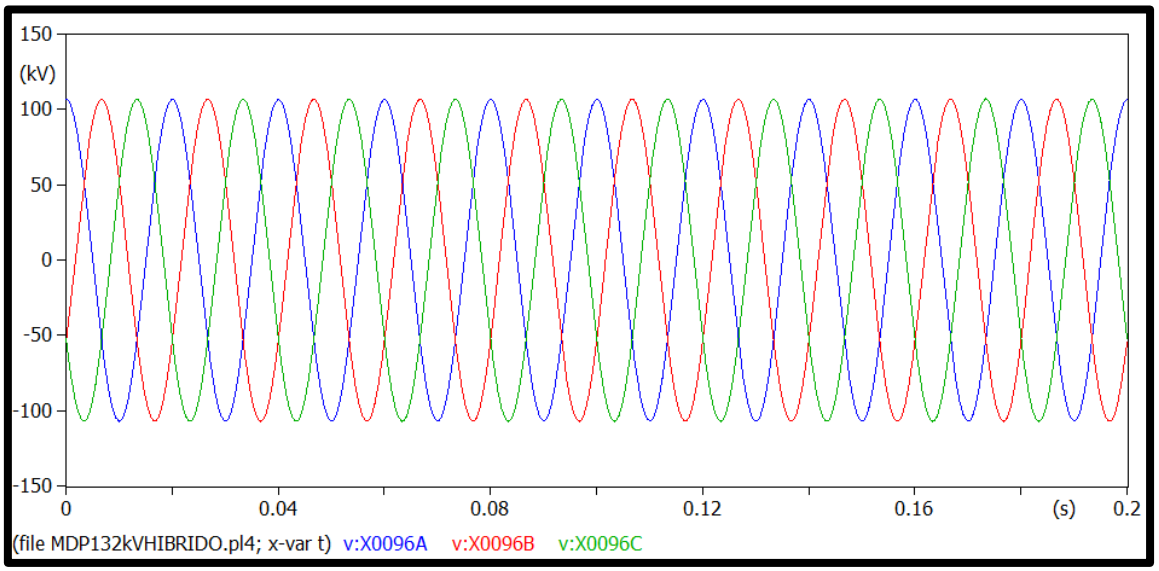


Figura 5.2.3.4 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata durante perdida de carga.

La tabla 5.2.3.1 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Devanado	Sobretensiones en secundario [p.u]	Sobretensiones en terciario [p.u]
DIgSILENT	3,3	3
ATPDraw	1,13	No existe

Tabla 5.2.2.3 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación

5.2.4 MANIOBRAS CON CARGAS CAPACITIVAS

Conexión de batería de capacitores

Se simulan las maniobras de conexión y desconexión de tres baterías de capacitores, replicando el procedimiento realizado en DIgSILENT. Estas maniobras se llevan a cabo en las barras de media tensión de la E.T Mar del Plata, que alimenta una carga de 11 [MVA] con un factor de potencia de 0,8, con el objetivo de corregirlo a 0,95. La conexión se realiza en tres etapas, en los instantes 0,1 [s], 0,6 [s] y 1,1 [s].

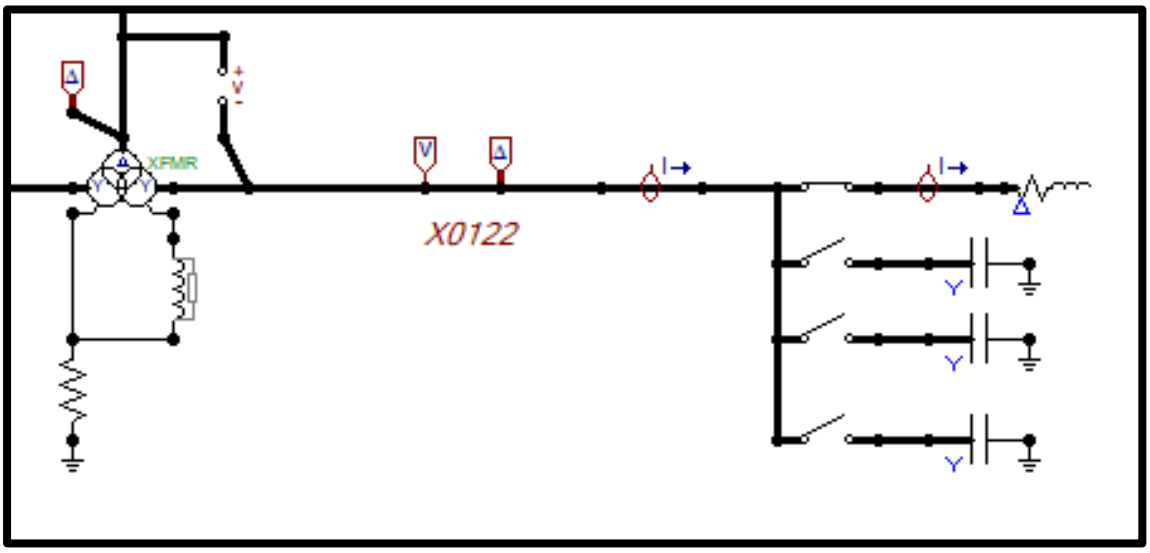


Figura 5.2.4.1 – Conexionado de baterías de capacitores en barras de media tensión.

A diferencia de DIgSILENT, ATPDraw no permite modelar las cargas mediante valores de potencia, por lo que es necesario ingresar manualmente los valores de resistencia, inductancia y capacitancia. Además, ATPDraw no mantiene constante la tensión en las barras del transformador, lo que dificulta modelar con exactitud una carga de 11 [MVA]. Para aproximar dicha carga con un factor de potencia de 0,8, se variaron los valores de R y X, manteniendo constante la relación R/X hasta lograr el factor de potencia deseado. De manera similar, se ajustaron los valores de C para las baterías hasta alcanzar el objetivo de un factor de potencia de 0,95.

Las figuras 5.2.4.2 y 5.2.4.3 muestran, respectivamente, la configuración del modelo de carga (con un fp de 0,8) y la de cada batería de capacitores.

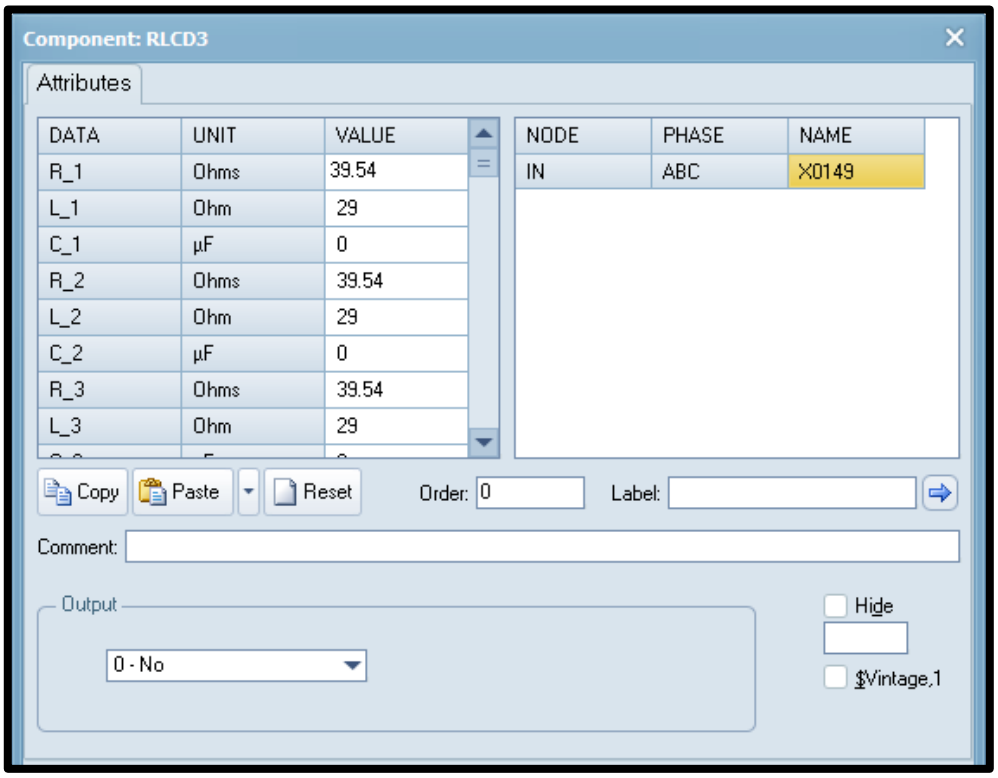


Figura 5.2.4.2 – Modelado de carga con fp 0,8.

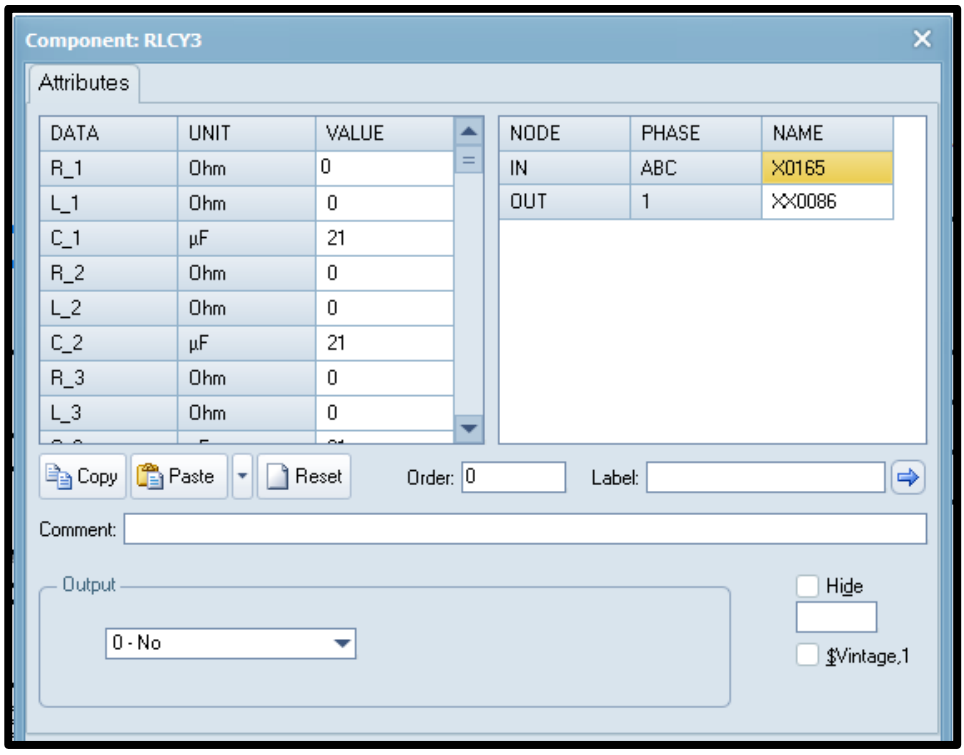


Figura 5.2.4.3 – Modelado batería de capacitores.

En la Figura 5.2.4.4 se muestran, en verde, las potencias medidas en VA mediante el elemento "Probe Current". Se observa que, con las tres baterías de capacitores conectadas, la potencia medida en las barras es de 9,63 [MVA] con un ángulo de 18°, lo que corresponde a un factor de potencia de 0,95, cumpliendo con el objetivo establecido.

En la carga, por otra parte, se mide una potencia de 11,3 [MVA] con un ángulo de 36°, que corresponde a un factor de potencia de 0,8.

$$cos(\varphi) = 0{,}8 \rightarrow \varphi = 36{,}86$$

$$cos(\varphi) = 0{,}95 \rightarrow \varphi = 18{,}19$$

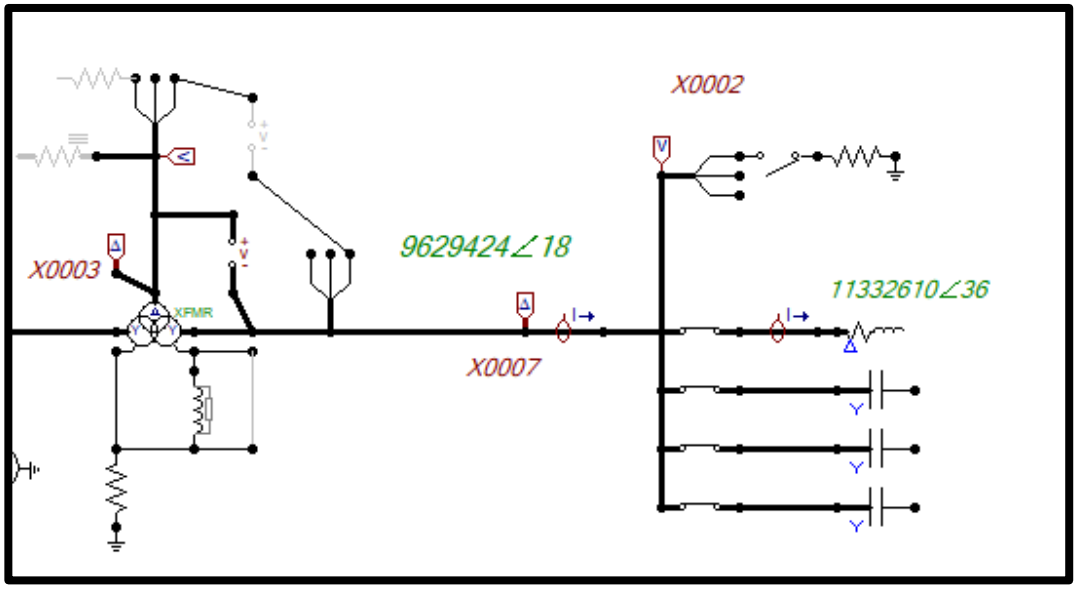


Figura 5.2.4.4 – Potencias medidas en VA.

Primera conexión (instante 0,1 [s]):

La Figura 5.2.4.5 muestra las tensiones de fase registradas en el devanado de MT tras la conexión de la primera batería de capacitores. Se observa un pico de sobretensión de 21,7 [kV] (1,92 [p.u]) en la fase “a” (color azul) al momento de la maniobra, acompañado de oscilaciones significativas que se estabilizan progresivamente. Es coherente que el pico ocurra en la fase “a”, ya que esta presentaba el mayor valor de tensión en el instante en que se conecta la batería de capacitores.

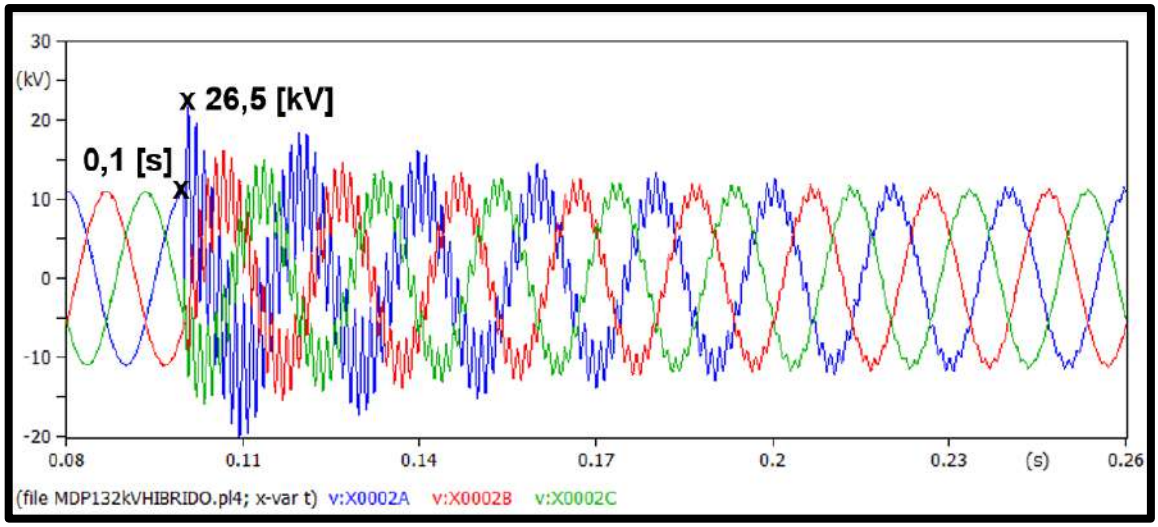


Figura 5.2.4.5 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata tras conexión de primera batería de capacitores.

En la Figura 5.2.4.6 se muestran las tensiones de línea registradas en el devanado terciario de compensación, donde se replica lo ocurrido en el devanado secundario. En este caso, se observa un pico de 35,8 [kV] (1,92 [p.u]).

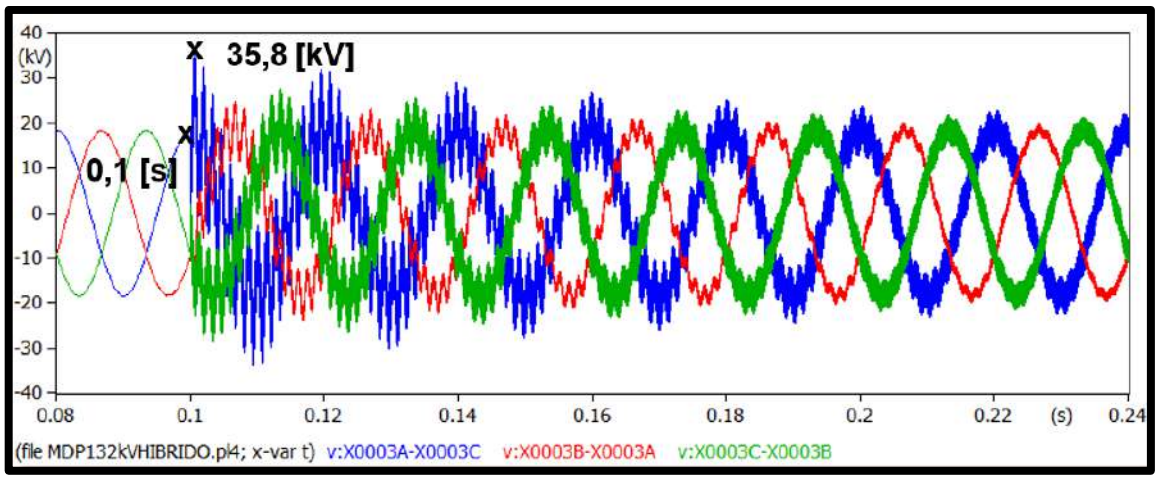


Figura 5.2.4.6 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata tras conexión de primera batería de capacitores.

La tabla 5.2.4.1 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Devanado	Sobretensión en devanado secundario [p.u]	Sobretensión en devanado terciario [p.u]
DIgSILENT	1,78	1,7
ATPDraw	1,92	1,91

Tabla 5.2.4.1 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Segunda conexión (instante 0,6 [s]):

Las figuras 5.2.4.7 y 5.2.4.8 muestran las tensiones registradas en los devanados secundario y terciario, respectivamente, tras la conexión de la segunda batería de capacitores. En ambos casos, se observa que el pico de sobretensión se reduce en comparación con la primera maniobra, y la perturbación del sistema es menor.

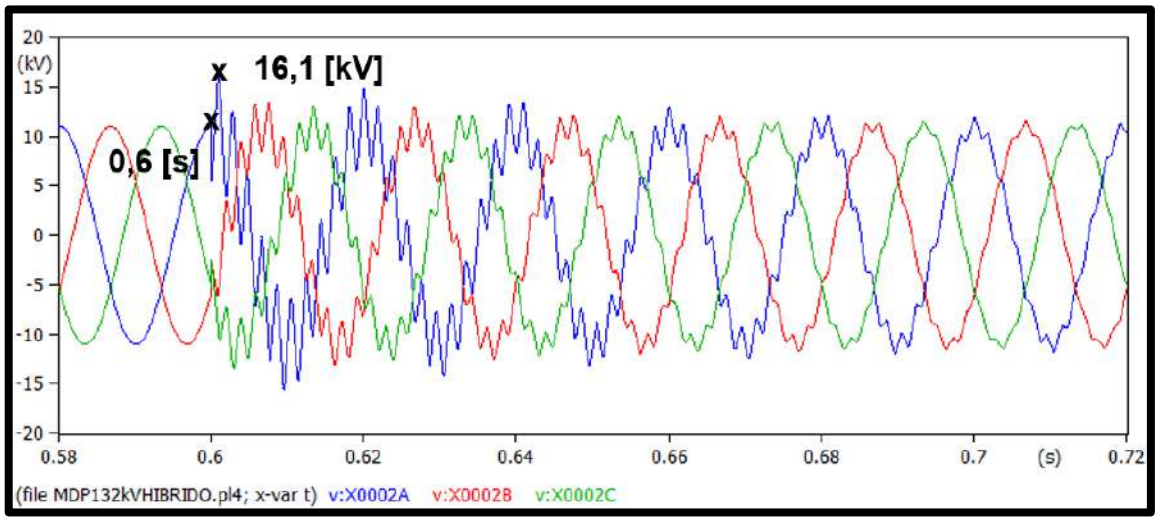


Figura 5.2.4.7 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata tras conexión de segunda batería de capacitores.

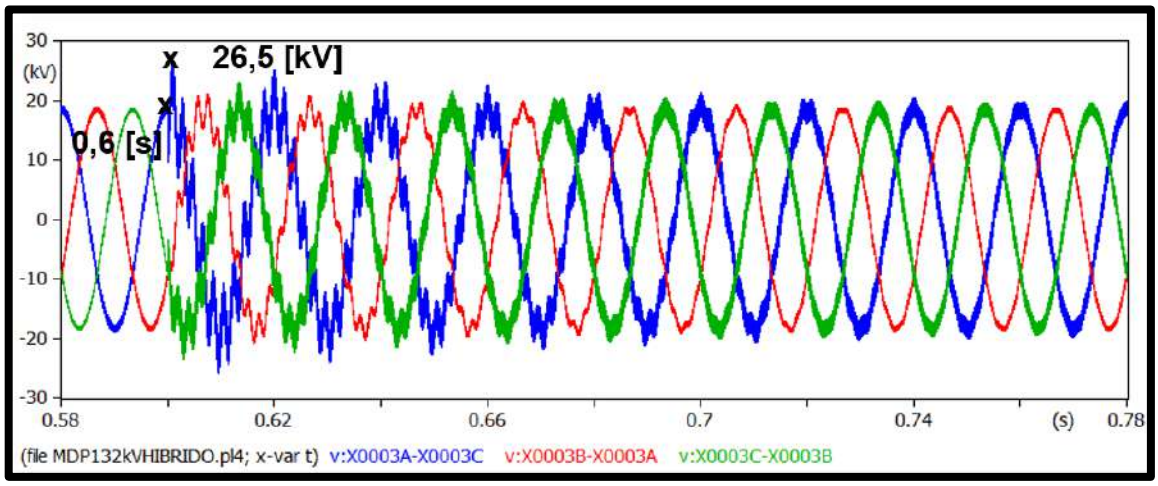


Figura 5.2.4.8 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata tras conexión de segunda batería de capacitores.

La tabla 5.2.4.2 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Devanado	Sobretensión en devanado secundario [p.u]	Sobretensión en devanado terciario [p.u]
DIgSILENT	1,4	1,32
ATPDraw	1,43	1,42

Tabla 5.2.4.2 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Tercera conexión (instante 1,1 [s]):

Las figuras 5.2.4.10 y 5.2.4.11 presentan las tensiones registradas en los devanados secundario y terciario, respectivamente, tras la conexión de la tercera y última batería de capacitores. Se observa que los picos de sobretensión continúan disminuyendo, al igual que las perturbaciones en el sistema.

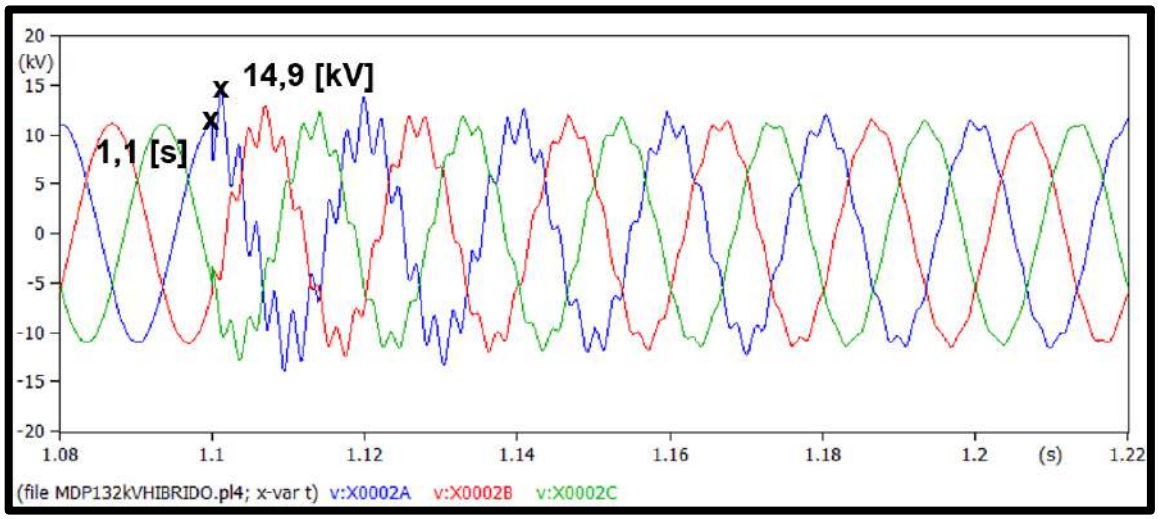


Figura 5.2.4.10 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata tras conexión de tercera batería de capacitores.

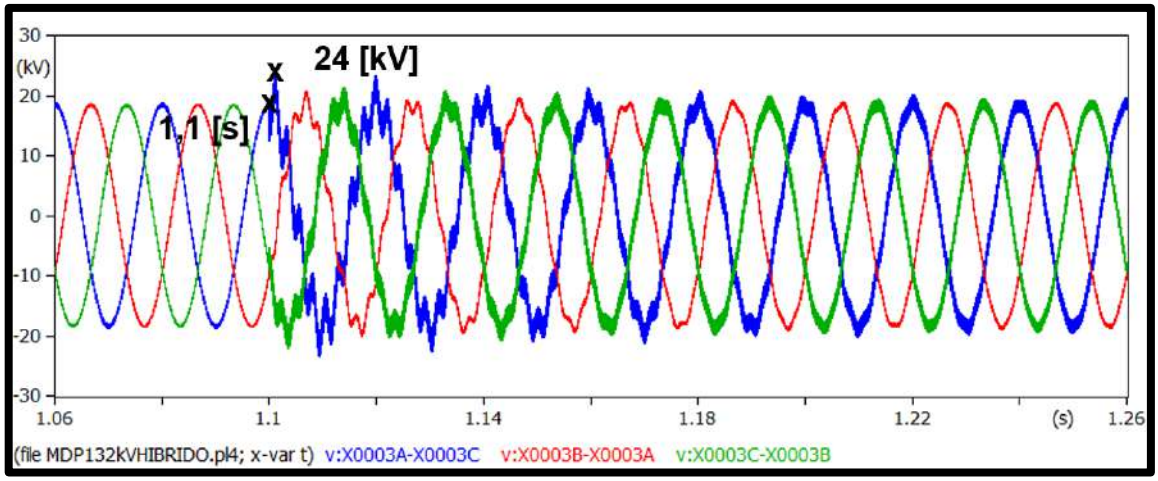


Figura 5.2.4.11 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata tras conexión de tercera batería de capacitores.

La tabla 5.2.4.3 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Devanado	Sobretensión en devanado secundario [p.u]	Sobretensión en devanado terciario [p.u]
DIgSILENT	1,2	1,2
ATPDraw	1,32	1,29

Tabla 5.2.4.3 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

En términos generales, los resultados obtenidos en ambos softwares de simulación son similares y coherentes con lo expuesto en el marco teórico. A pesar de algunas

diferencias en los valores numéricos, ninguna de ellas resulta significativa, el comportamiento de las tensiones es equivalente en ambos casos.

Las tensiones en el devanado primario, al igual que en DIgSILENT, no se ven afectadas en ningún momento, como se observa en la Figura 5.2.4.12.

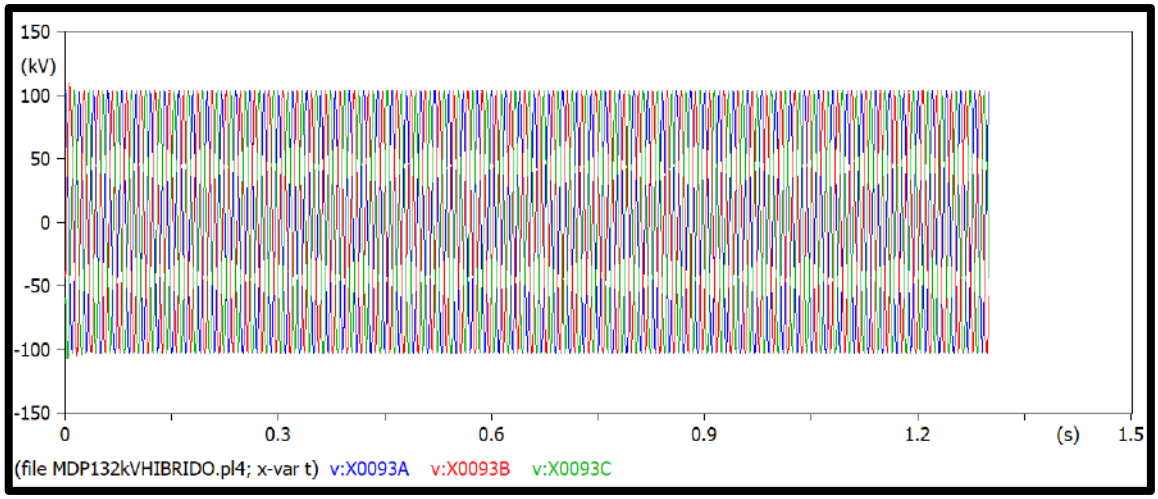


Figura 5.2.4.12 – Tensiones en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata durante la ejecución de las maniobras de conexión de baterías de capacitores

Las figuras 5.2.4.13 y 5.2.4.14 muestran, respectivamente, la evolución de las tensiones en los devanados secundario y terciario a lo largo de la ejecución de las maniobras, presentadas en una única captura.

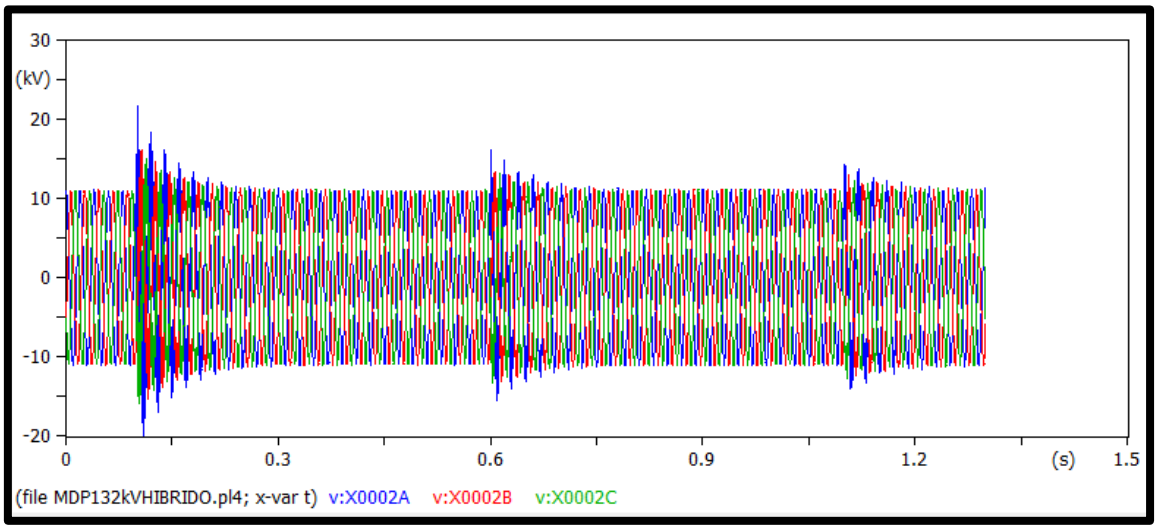


Figura 5.2.4.13 – Comportamiento de las tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata a lo largo de la ejecución de las maniobras de conexión de baterías de capacitores.

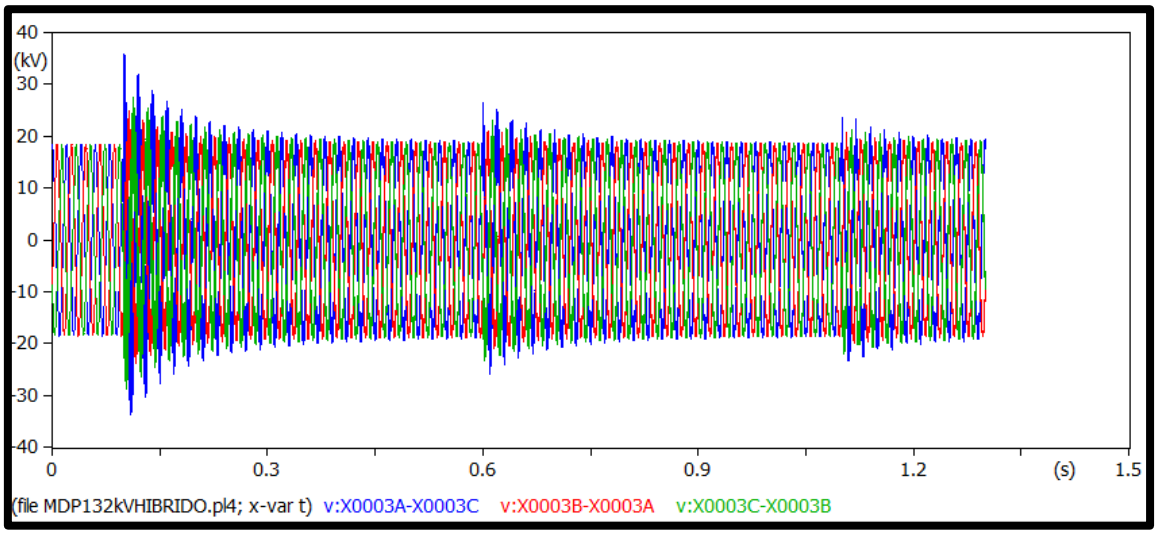


Figura 5.2.4.14 – Comportamiento de las tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata a lo largo de la ejecución de las maniobras de conexión de baterías de capacitores.

Mitigación de Sobretensiones mediante preinserción de reactancias

A continuación, se simula la conexión de la primera batería de capacitores mediante una reactancia inductiva de 0,3 [Ω] conectada en serie, con el objetivo de mitigar la sobretensión generada por la maniobra. Cabe recordar que, como se explicó en la sección de DIgSILENT, este valor de 0,3 [Ω] se seleccionó de forma arbitraria a modo de demostración; en la práctica, el valor de la bobina de choque se determina considerando factores como el THD (distorsión armónica total) requerido y el máximo de corrientes armónicas a filtrar.

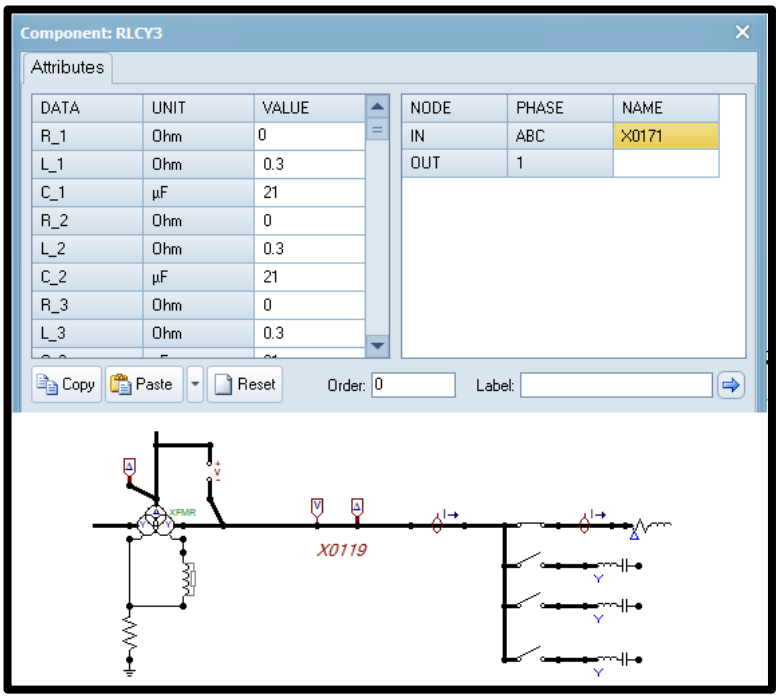


Figura 5.2.4.15 – Batería de capacitores con inductancia en serie.

En la Figura 5.2.4.16 se muestran las tensiones registradas en el devanado de media tensión, evidenciando que la sobretensión generada por la maniobra se mitiga, reduciéndose de 26,5 [kV] (1,92 [p.u]) a 20,4 [kV] (1,8 [p.u]).

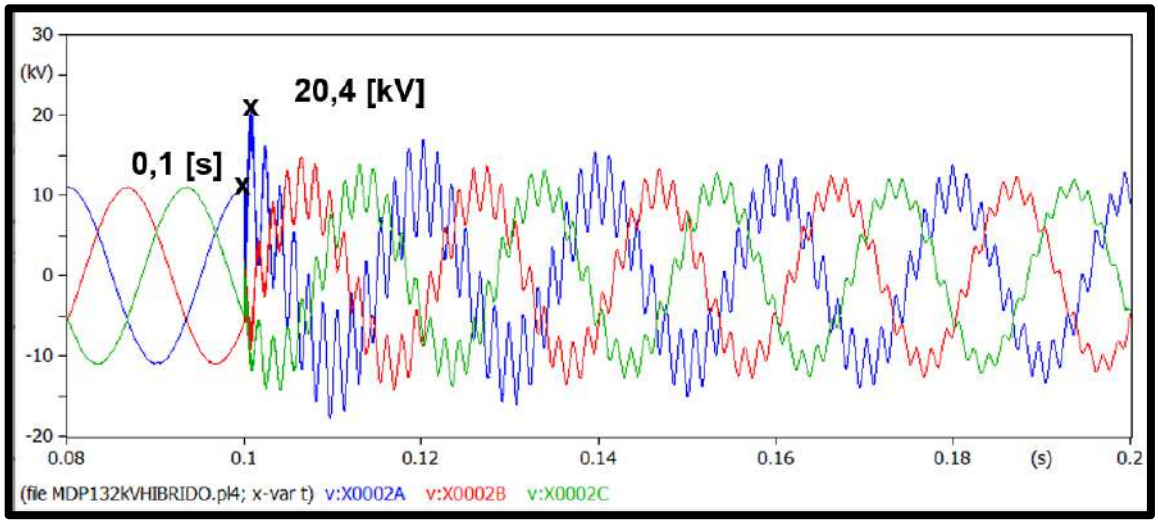


Figura 5.2.4.16 – Tensión de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata tras conexión de batería de capacitores con preinserción de reactancia.

La tabla 5.2.4.4 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Devanado	Sobretensión en devanado secundario [p.u]	Amplitud mitigada [p.u]
DIgSILENT	1,5	0,3
ATPDraw	1,8	0,12

Tabla 5.2.4.4 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

Desconexión de batería de capacitores

Se simula la desconexión secuencial de las baterías de capacitores, replicando el mismo procedimiento de conexión, en un escenario en el que las condiciones de carga varían y se produce una sobrecompensación de potencia capacitiva. La tensión registrada en el devanado que alimenta la carga, tras la maniobra de desconexión, se muestra en la Figura 5.2.4.17, evidenciando la ausencia de sobretensiones.

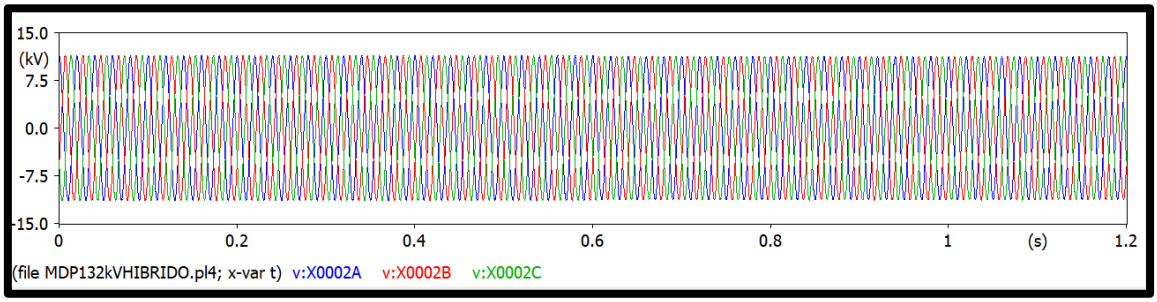


Figura 5.2.4.17 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata luego de la desconexión de los capacitores.

La tabla 5.2.4.5 resume los resultados obtenidos por ambos softwares de simulación.

Software/Devanado	Sobretensión en devanado secundario [p.u]
DIgSILENT	No existe
ATPDraw	No existe

Tabla 5.2.4.5 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación.

5.2.5 CONEXIÓN Y REENGANCHE DE LÍNEAS

Siguiendo la metodología empleada en DIgSILENT, se simula un evento de maniobra en la línea que conecta la E.T. Mar del Plata con la E.T. Sur, la cual está compuesta

por un tendido aéreo y otro subterráneo. El objetivo es analizar las sobretensiones generadas durante la reconexión de la línea. La simulación contempla dos escenarios: uno en el que la reconexión se efectúa mediante la actuación simultánea de los interruptores ubicados en cada E.T y otro en el que se realiza el cierre secuencial (uno a la vez), lo que permite observar las diferencias en la generación de sobretensiones para cada caso. Además, para garantizar la coherencia en el análisis y en los resultados obtenidos, se emplean los mismos tiempos de actuación para los interruptores. que se adoptaron al simular en DIgSILENT.

En la Figura 5.2.5.1 se presentan los interruptores involucrados en la maniobra.

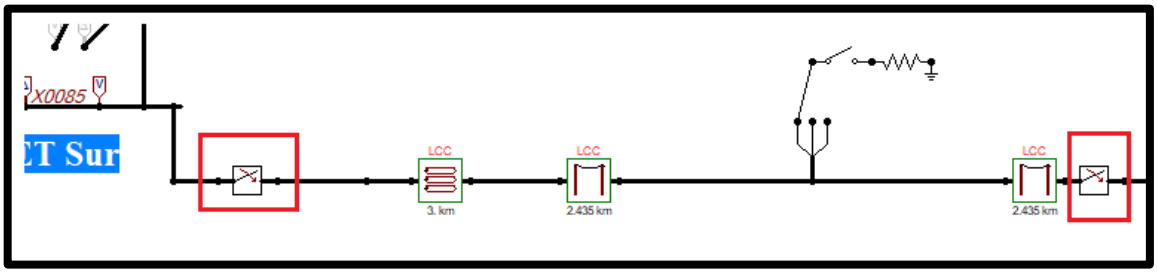


Figura 5.2.5.1– Interruptores que actúan en la maniobra.

Actuación de interruptores en diferentes instantes

En primer lugar, se simula el escenario en el que los interruptores actúan en distintos instantes:

- Cierre de interruptor E.T Mar del Plata: 0,1 [s].
- Cierre de interruptor E.T Sur : 0,14 [s].

A continuación, se presentan las tensiones registradas en cada uno de los transformadores.

- Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata

La Figura 5.2.5.2 muestra las tensiones correspondientes al devanado de AT, evidenciando la aparición de un transitorio en el instante de actuación de cada interruptor. Al cerrarse el primer interruptor (E.T Mar del Plata), tanto la línea aérea como la subterránea quedan alimentadas en vacío durante un breve intervalo (0,3 s, hasta el cierre del segundo interruptor). En ese instante, se registra un pico de sobretensión de aproximadamente 126,23 kV (1,17 [p.u]), y la perturbación se disipa

tras aproximadamente dos ciclos. Este comportamiento es coherente con lo esperado, ya que la conexión de una línea en vacío constituye un escenario desfavorable para la generación de sobretensiones debido al efecto de la onda reflejada, fenómeno descrito en el marco teórico (Sección 2.2.1).

Cuando cierra el segundo interruptor y las líneas quedan alimentadas desde ambos extremos, completándose la configuración anillada del sistema, se registra un pico de sobretensión de aproximadamente 132,14 kV (1,23 [p.u]). Al igual que en el primer transitorio, la perturbación desaparece luego de aproximadamente dos ciclos. Sin embargo, este valor de sobretensión resulta inesperado, ya que, a diferencia del cierre del primer interruptor, donde la línea queda alimentada en vacío, en este caso la línea se alimenta desde ambos extremos. Se anticipaba que, debido a un menor coeficiente de reflexión, la tensión resultante sería inferior.

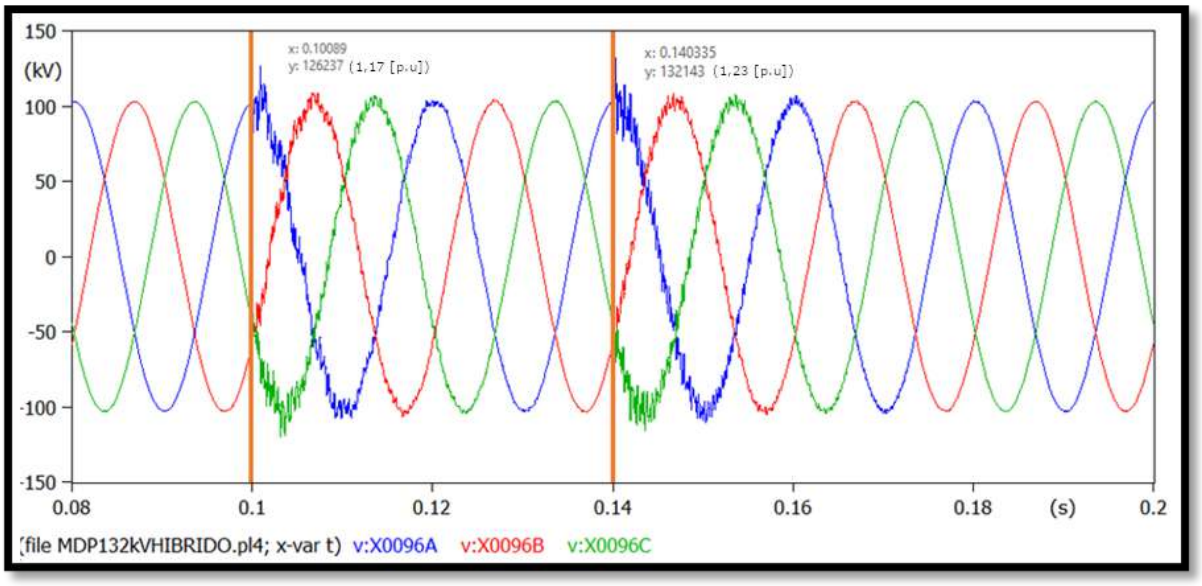


Figura 5.2.5.2– Tensiones de fase registradas en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata.

La figura 5.2.5.3 muestra las tensiones correspondientes al devanado de MT, cuyo comportamiento reflejan lo ocurrido en el primario, es decir, la aparición de un transitorio en el instante de cierre de cada uno de los interruptores, cuya perturbación se disipa luego de aproximadamente dos ciclos.

Con el cierre del primer interruptor se genera un pico de sobretensión de aproximadamente 16,22 [kV] (1,44 [p.u]), mientras que, al cerrarse el segundo

interruptor, el pico generado es de aproximadamente 13,8 [kV] (1,22 [p.u]). Este comportamiento contrasta con lo observado en el devanado de AT, ya que en este caso sí se logra una reducción en el segundo pico de sobretensión generado, lo cual se explica por un coeficiente de reflexión menor.

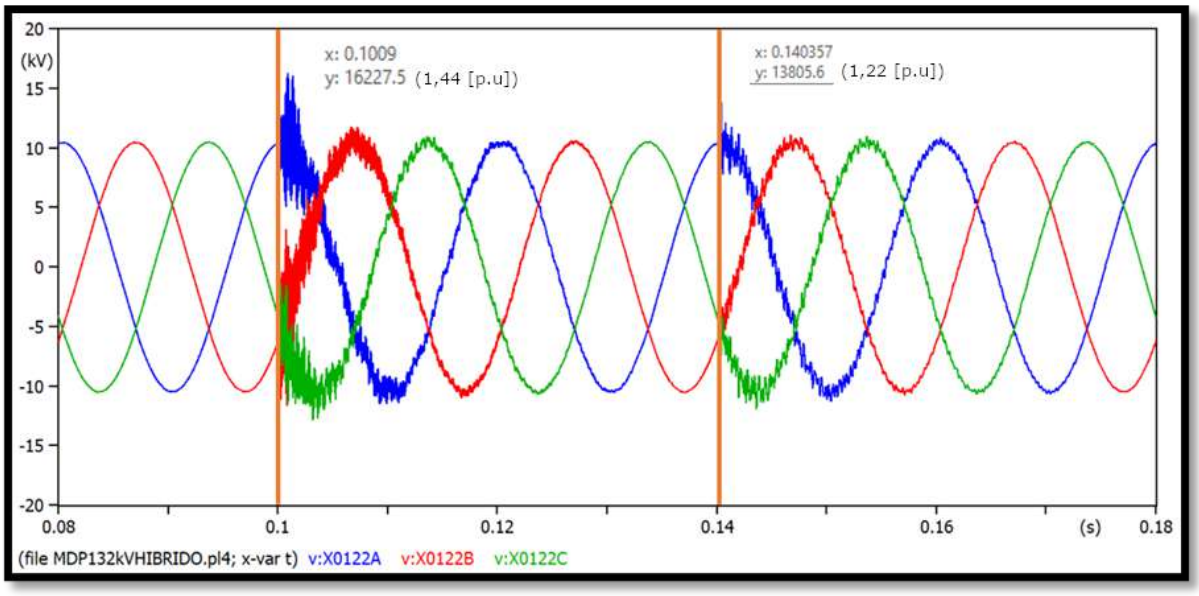


Figura 5.2.5.3 – Tensiones de fase registradas en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata.

La Figura 5.2.5.4 muestra las tensiones correspondientes al devanado de terciario, donde se manifiesta el mismo comportamiento que en los demás devanados. En este caso se registra un primer pico de sobretensión de aproximadamente 27,64 [kV] (1,48 [p.u]), seguido de un segundo pico de 22,77 [kV] (1,22 [p.u]).

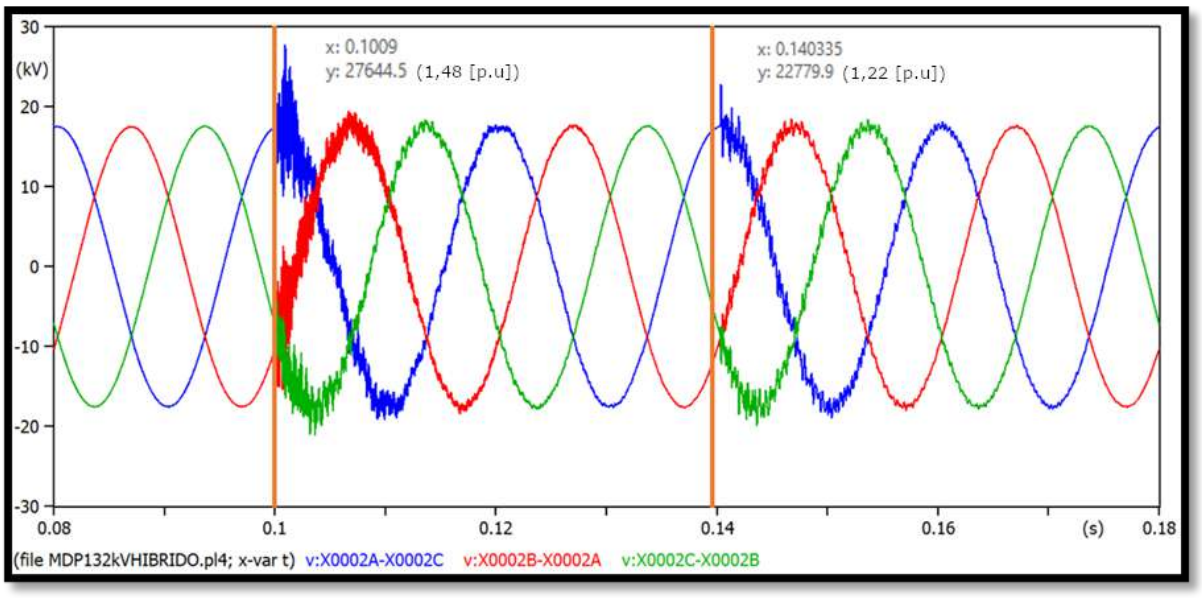


Figura 5.2.5.4 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata.

▪ Tensiones registradas en transformador E.T Sur

Las Figuras 5.2.5.5, 5.2.5.6 y 5.2.5.7 presentan las tensiones registradas en los devanados primario, secundario y de compensación del transformador ubicado en la E.T. Sur, respectivamente.

El comportamiento de las tensiones en cada devanado es similar al observado en el transformador de la E.T. Mar del Plata. Sin embargo, en este caso, al cerrarse el primer interruptor (E.T. Mar del Plata), la sobretensión generada es menor en comparación con la obtenida al cerrarse el interruptor propio de la subestación (E.T. Sur). Este comportamiento es coherente, dado que el cierre del primer interruptor no establece una conexión directa entre la línea y el transformador, mientras que el cierre del segundo interruptor sí lo hace, conectando directamente los bornes del transformador con la línea en cuestión.

Incluso, era esperable que las sobretensiones al cerrar el primer interruptor fueran inexistentes, considerando que no se produce una interacción directa entre la línea y el transformador en ese momento.

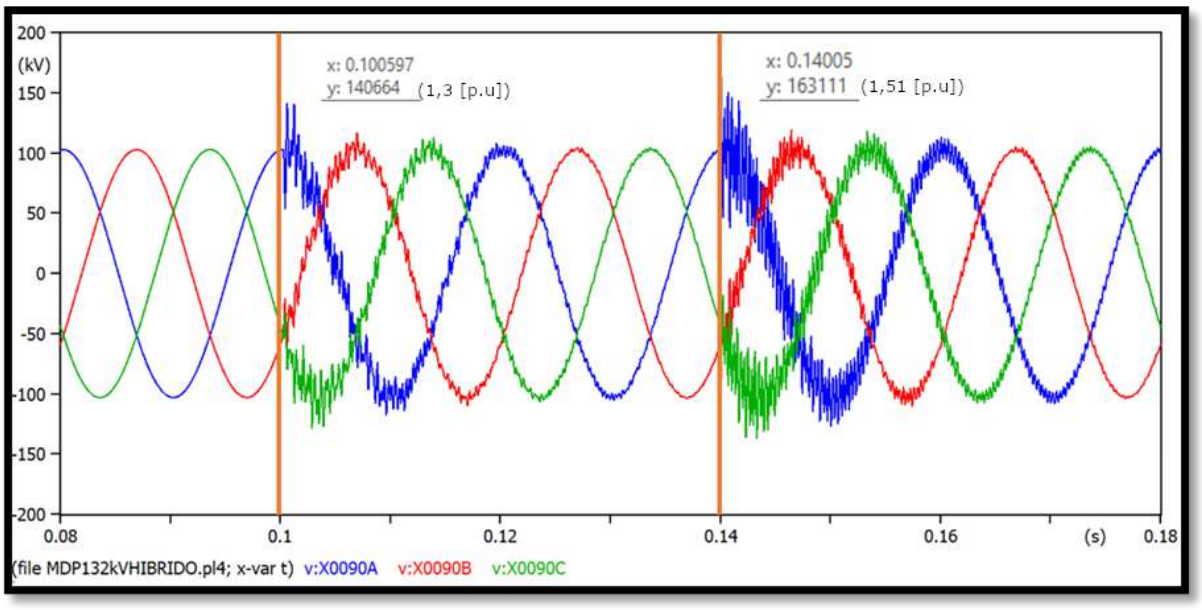


Figura 5.2.5.5 – Tensiones de fase registradas en devanado de AT transformador E.T Sur.

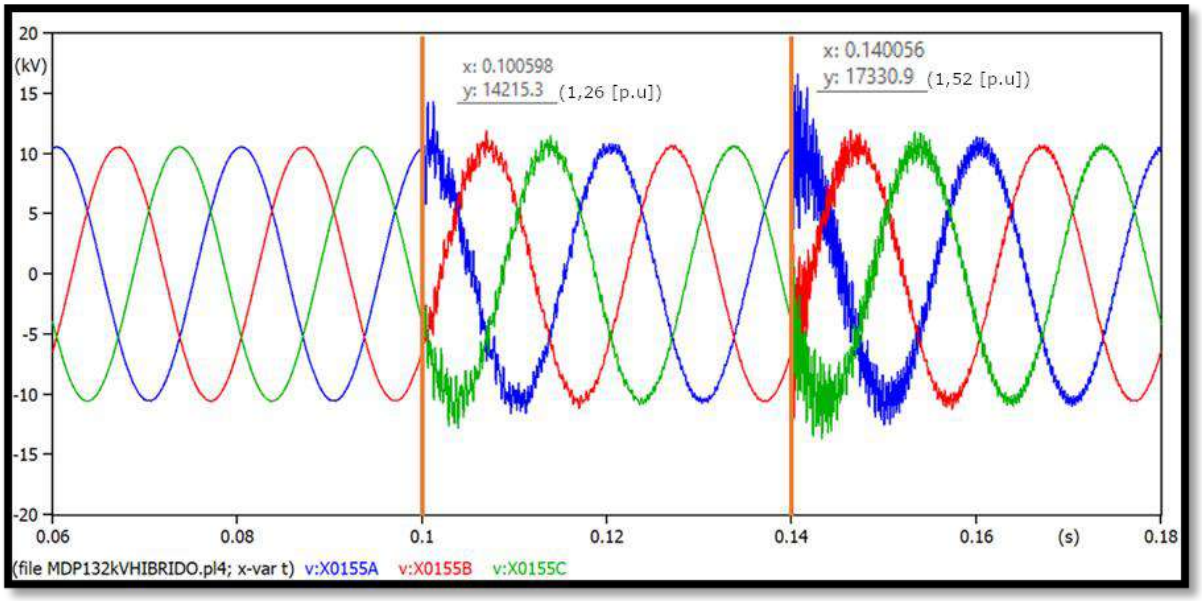


Figura 5.2.5.6 – Tensiones de fase registradas en devanado de MT de transformador E.T Sur.

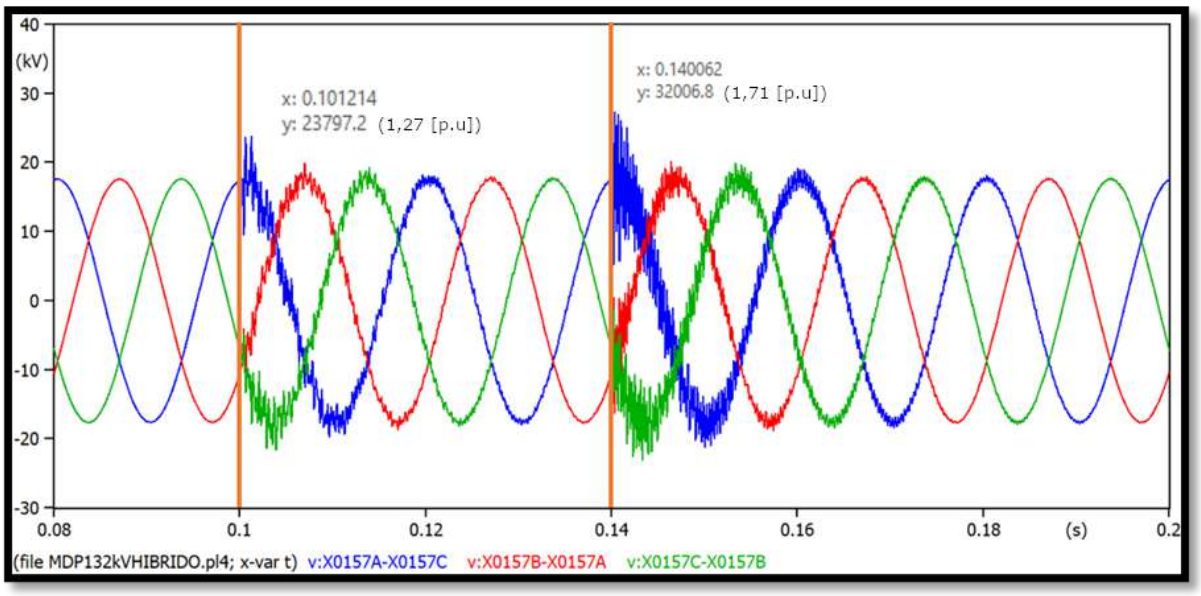


Figura 5.2.5.7 – Tensiones de línea registradas en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur.

Actuación simultánea de ambos interruptores (cierre a los 0,1[s])

En este caso, los transitorios manifestados en las tensiones de ambos transformadores están asociados únicamente al cierre del anillado de la red eléctrica, el cual, en el caso anterior, ocurría con el cierre del interruptor ubicado en E.T Sur, instantes después de la actuación del interruptor de E.T Mar del Plata. Es decir, en este escenario, en ningún momento se alimenta una línea en vacío.

A continuación, se presentan las tensiones registradas en cada uno de los transformadores.

▪ Tensiones registradas en transformador E.T Mar del Plata

Las Figuras 5.2.5.8, 5.2.5.9 y 5.2.5.10 presentan las tensiones registradas en los devanados primario, secundario y de compensación del transformador ubicado en la E.T. Mar del Plata, respectivamente.

En los tres devanados, el comportamiento es idéntico: al momento del cierre de los interruptores, se genera un transitorio acompañado de un pico de sobretensión. Posteriormente, la perturbación desaparece tras aproximadamente dos ciclos.

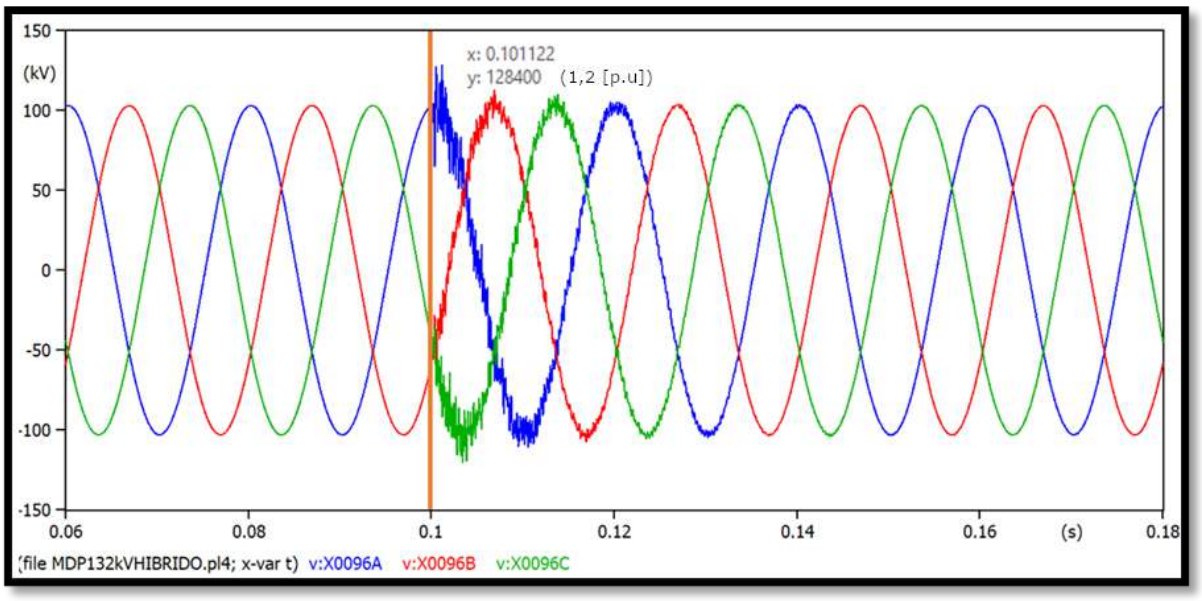


Figura 5.2.5.8 – Tensiones de fase registradas en devanado de AT transformador E.T Mar del Plata.

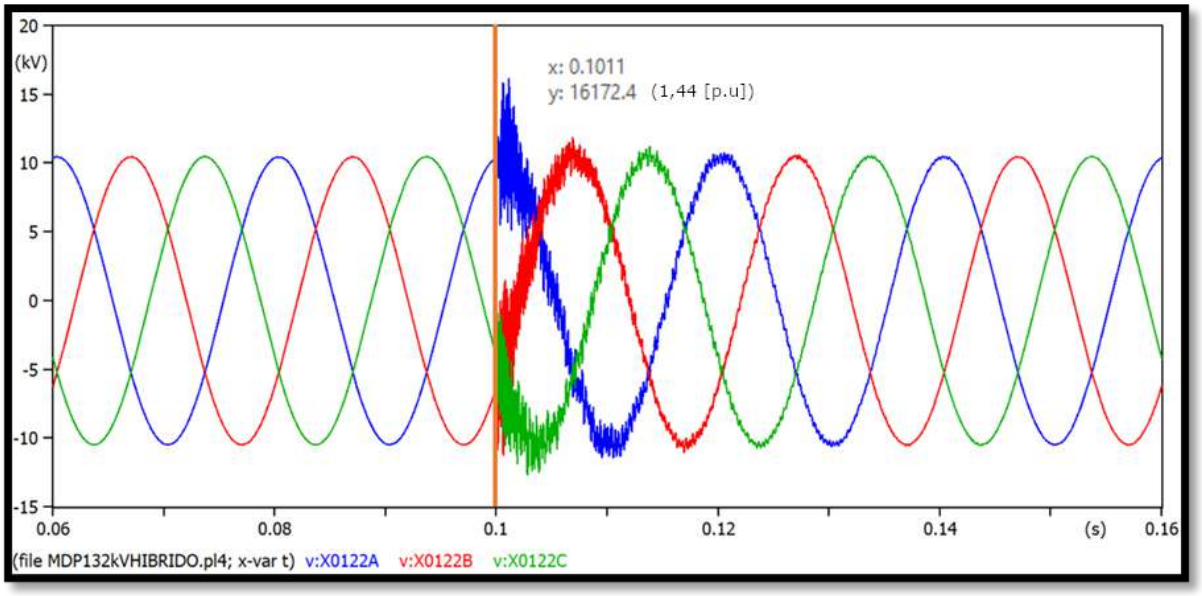


Figura 5.2.5.9 – Tensiones de fase registradas en devanado de MT transformador E.T Mar del Plata.

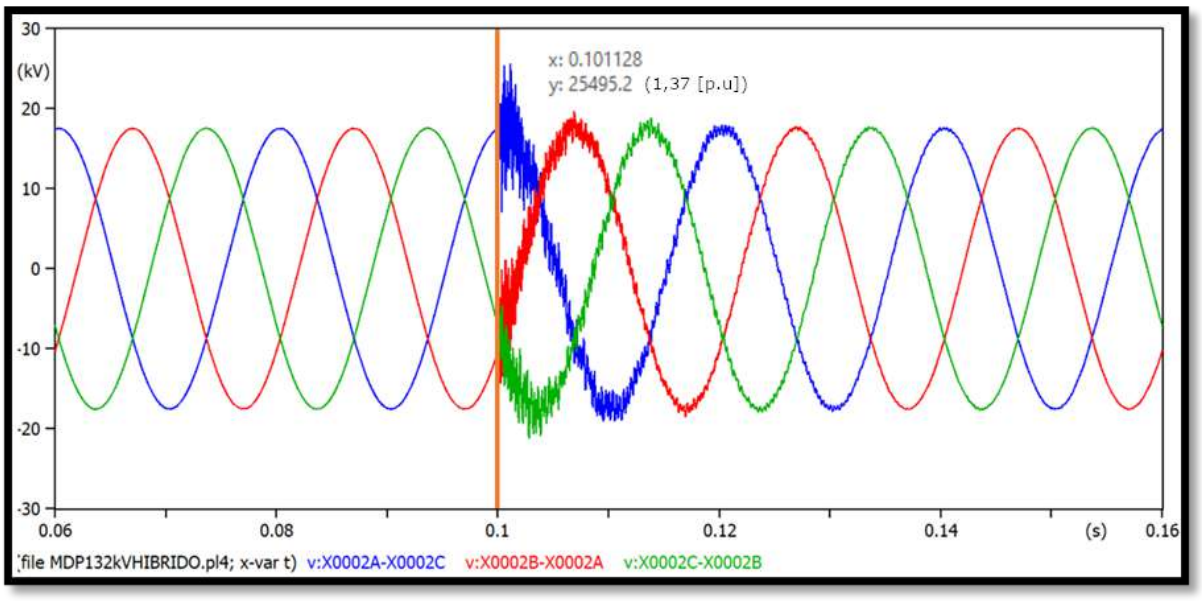


Figura 5.2.5.10 – Tensiones de línea registradas en devanado terciario de compensación transformador E.T Mar del Plata.

▪ Tensiones registradas en transformador E.T Sur

Las Figuras 5.2.5.11, 5.2.5.12 y 5.2.5.13 presentan las tensiones registradas en los devanados primario, secundario y de compensación del transformador ubicado en la E.T. Sur, respectivamente. En los tres devanados se refleja lo ocurrido en el transformador de E.T Mar del Plata.

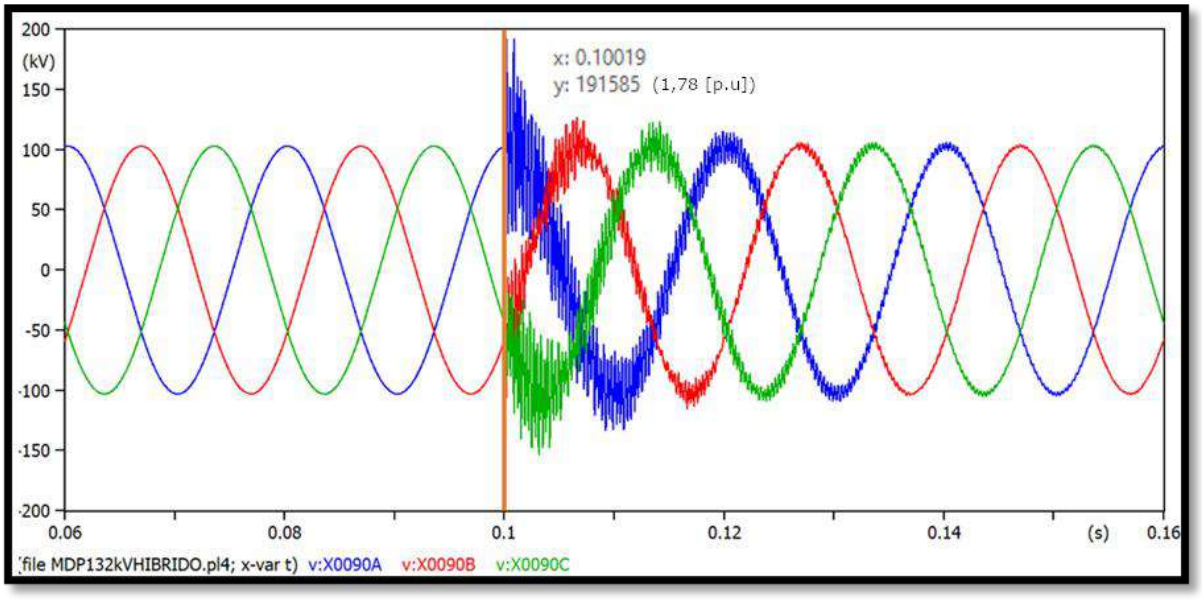


Figura 5.2.5.11 – Tensiones de fase registradas en devanado de AT transformador E.T Sur.

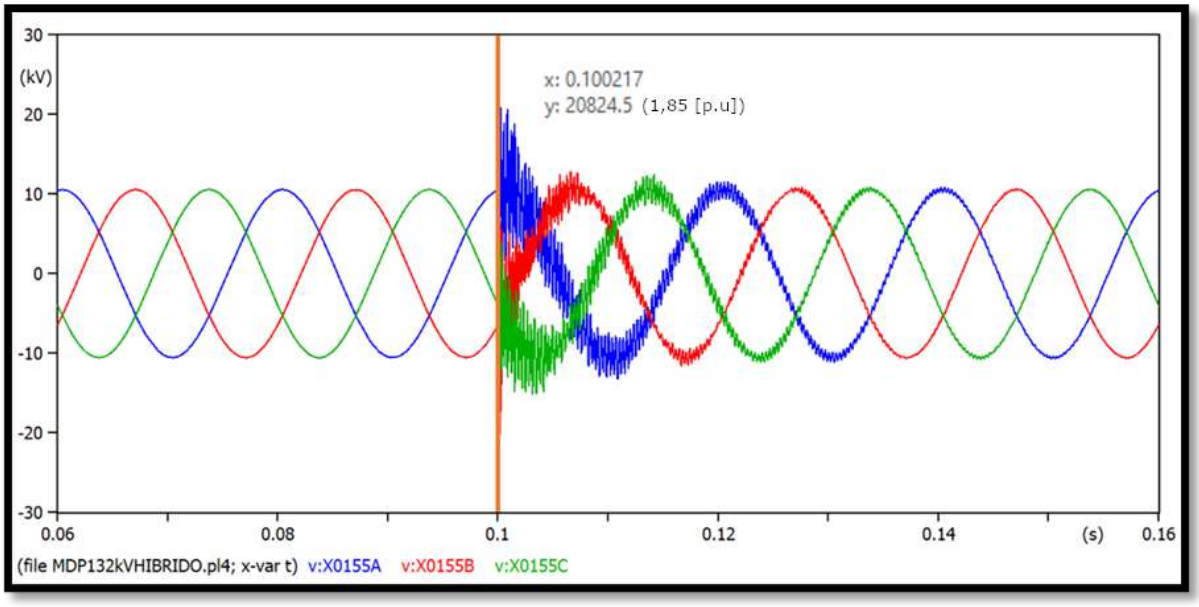


Figura 5.2.5.12 – Tensiones de fase registradas en devanado de MT transformador E.T Sur.

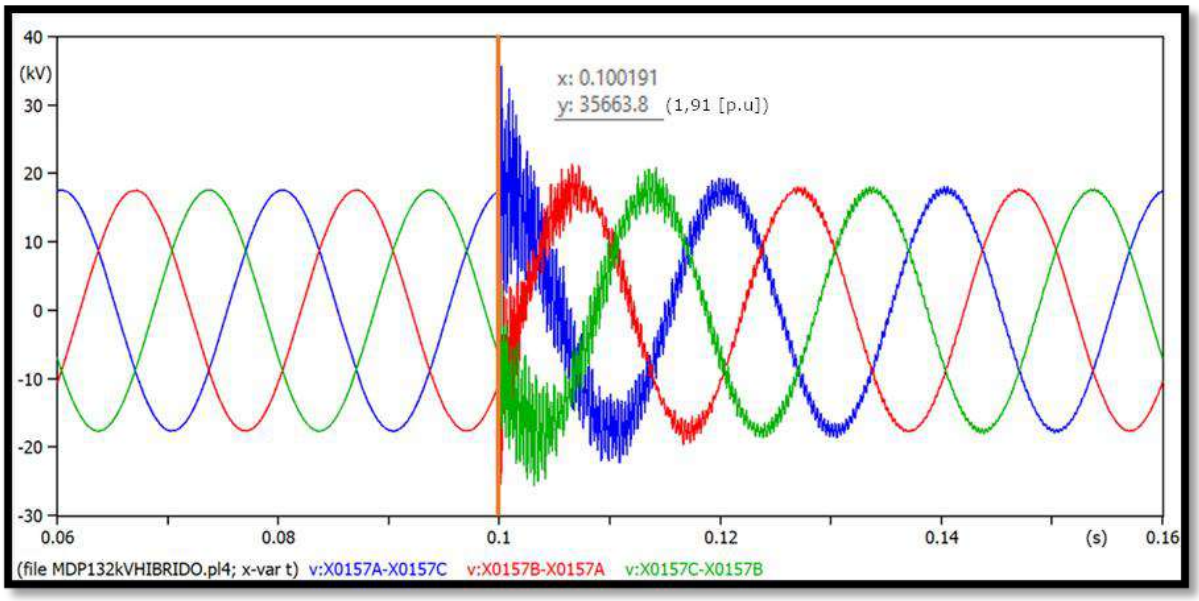


Figura 5.2.5.13 – Tensiones de línea registradas en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur.

En las tablas 5.2.5.1 y 5.2.5.2 se comparan los valores máximos de sobretensión registrados para cada escenario y en cada software de simulación, tanto en la E.T Mar del Plata como en la E.T Sur, respectivamente.

Caso	Software	Tensión primario [p.u]	Tensión secundario [p.u]	Tensión terciario [p.u]
Cierre no simultáneo	DIgSILENT	1	1	1
	ATPDraw	1,23	1,44	1,48
Cierre simultáneo	DIgSILENT	1	1	1
	ATPDraw	1,2	1,44	1,37

Tabla 5.2.5.1 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación en E.T Mar del Plata.

Caso	Software	Tensión primario [p.u]	Tensión secundario [p.u]	Tensión terciario [p.u]
Cierre no simultáneo	DIgSILENT	1,34	1,26	1,27
	ATPDraw	1,51	1,52	1,71
Cierre simultáneo	DIgSILENT	1,17	1,09	1,11
	ATPDraw	1,78	1,85	1,91

Tabla 5.2.5.2 – Resultados obtenidos en ambos softwares de simulación en E.T Sur.

Como puede observarse, los resultados obtenidos en cada software de simulación difieren notablemente, no solo en los valores numéricos registrados, sino también en el comportamiento exhibido en cada caso. Este fenómeno contrasta con lo observado en los análisis previos de otros tipos de sobretensiones, donde los resultados eran más consistentes entre ambos softwares.

5.2.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA

Para analizar las sobretensiones generadas por una descarga atmosférica, se realizarán las simulaciones siguiendo la misma configuración adoptada en DIgSILENT. Esto implica utilizar los mismos puntos de impacto de la descarga y los mismos parámetros de configuración de esta. Los puntos de impacto considerados son los siguientes y se ilustran en la Figura 5.2.6.1.

1. Impacto del rayo en el inicio de la línea aérea que conecta la Central 9 de Julio con la línea subterránea que concluye en la E.T Sur.
2. Impacto en el punto medio de la línea.
3. Impacto en el extremo de la línea, específicamente en el empalme con la línea subterránea.

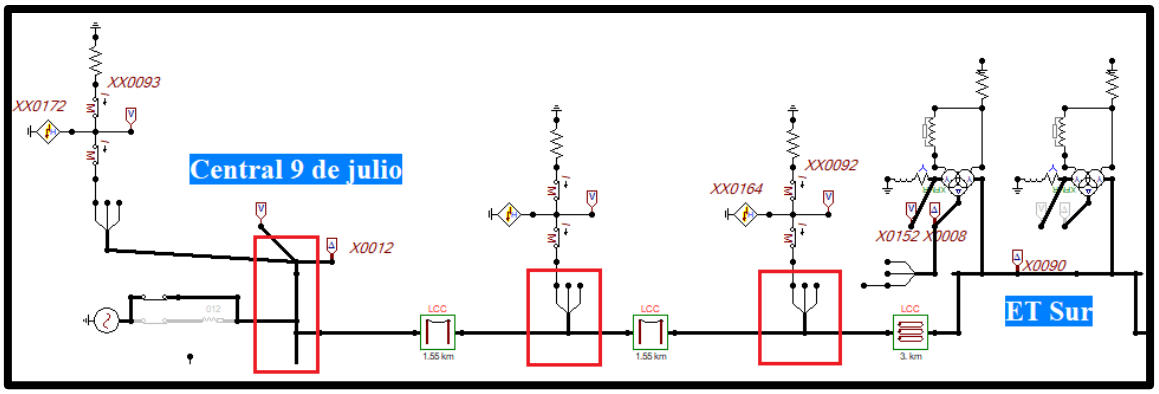


Figura 5.2.6.3 – Puntos de impacto descarga atmosférica.

Para simular el impacto de una descarga atmosférica en ATPDraw, se emplea el elemento “Heidler Type 15”. Este modelo es ampliamente reconocido para representar descargas atmosféricas y está basado en la fórmula desarrollada por Heidler et al., la cual describe la corriente de un rayo mediante una función matemática ajustada. Esta función reproduce con precisión las características típicas de una descarga atmosférica, incluyendo su frente de onda, tiempo de cola y amplitud pico [14].

Los parámetros ajustables de este modelo son los siguientes:

- Amplitude: amplitud del pico de corriente.
- T_f: tiempo del frente de subida.
- Tau: tiempo de decaimiento de la cola.
- n: coeficiente de forma, que permite un ajuste más detallado para lograr una representación más precisa de la onda de corriente.

La configuración de estos parámetros se muestra en la Figura 5.2.6.2.

Dado que el software DIgSILENT utiliza la misma ecuación con un parámetro fijo de n=10 para su fuente de impulso de corriente [10], se adoptará en ATPDraw la misma

configuración para el parámetro n, con el objetivo de lograr la mayor similitud posible en las características de los rayos simulados en ambos softwares.

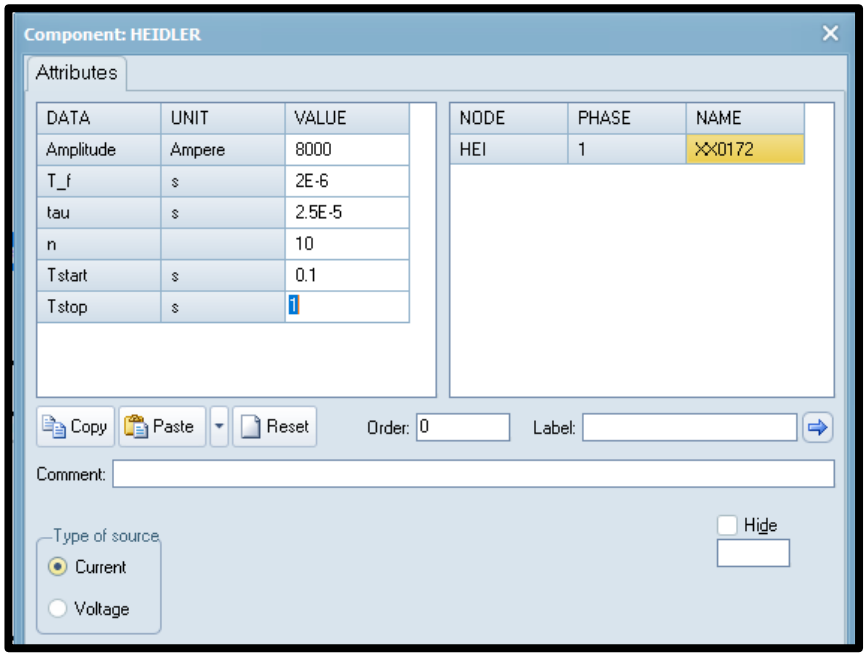


Figura 5.2.6.2 – Configuración fuente “Heidler Type 15”.

La Figura 5.2.6.3 presenta el circuito utilizado para la simulación. A la izquierda del esquema, se encuentra la fuente de impulso, la cual está conectada a una fase de la línea a través del elemento "Splitter". Este componente permite distribuir la corriente de la descarga atmosférica hacia la fase seleccionada, simulando de manera precisa el impacto del rayo en uno de los conductores de la línea.

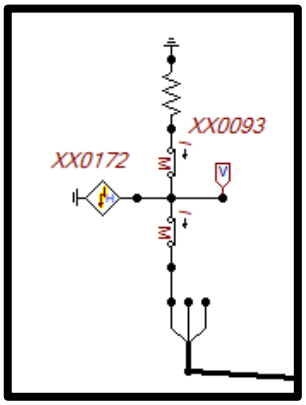


Figura 5.2.6.3 – Circuito de simulación de impacto de rayo.

A continuación, se presentan diversas simulaciones destinadas a analizar los efectos del impacto de un rayo sobre las tensiones en los devanados de los transformadores, evaluando cómo estas varían según los parámetros definidos. Cabe destacar que, en ninguna de estas simulaciones, se incluyen descargadores de sobretensión, los cuales mitigarían los efectos de las descargas atmosféricas.

Impacto de rayo (90% probabilidad de ocurrencia) en el inicio de la línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

Parámetros del rayo adoptados:

$$Amplitude = 8\ [kA]\ \ T\_f = 2\ [\mu s]\ \ tau = 25\ [\mu s]$$

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

La Figura 5.2.6.4 muestra las tensiones de fase registradas en el devanado de AT del transformador. Se observa que, al impactar el rayo en la fase “A” (color azul), se genera un transitorio con un pico de sobretensión de aproximadamente 203 [kV] (1,88 [p.u]). Las fases que no reciben el impacto directo también se ven afectadas, presentando sobretensiones inducidas, aunque de menor magnitud y poco significativas. Las perturbaciones desaparecen tras aproximadamente dos ciclos.

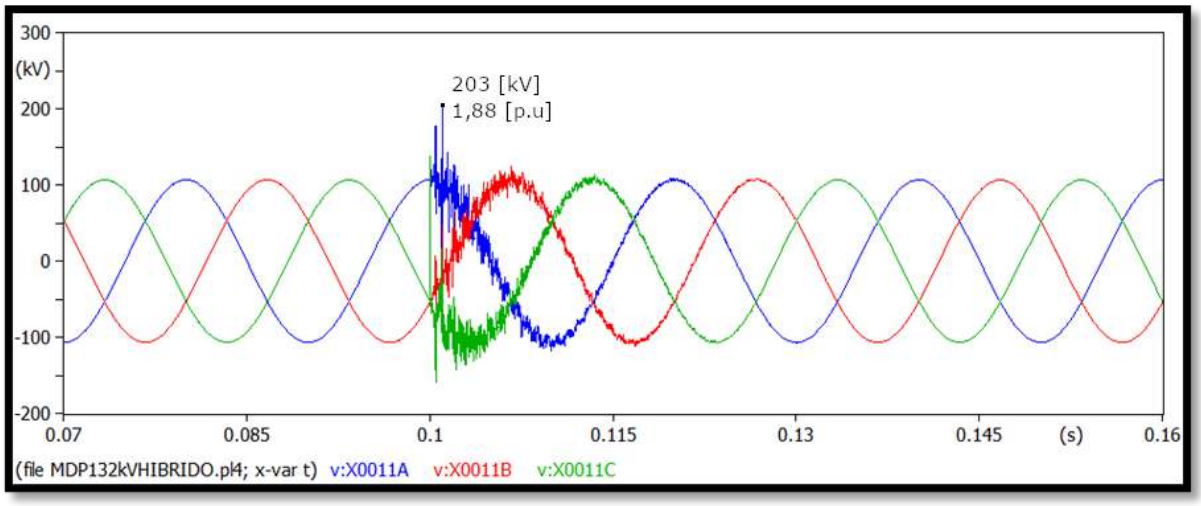


Figura 5.2.6.4 – Tensiones de fase en devanado AT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

Las figuras 5.2.6.4 y 5.2.6.5 presentan las tensiones registradas en los devanados secundario y terciario, respectivamente. Dichas tensiones reflejan el comportamiento observado en el devanado primario.

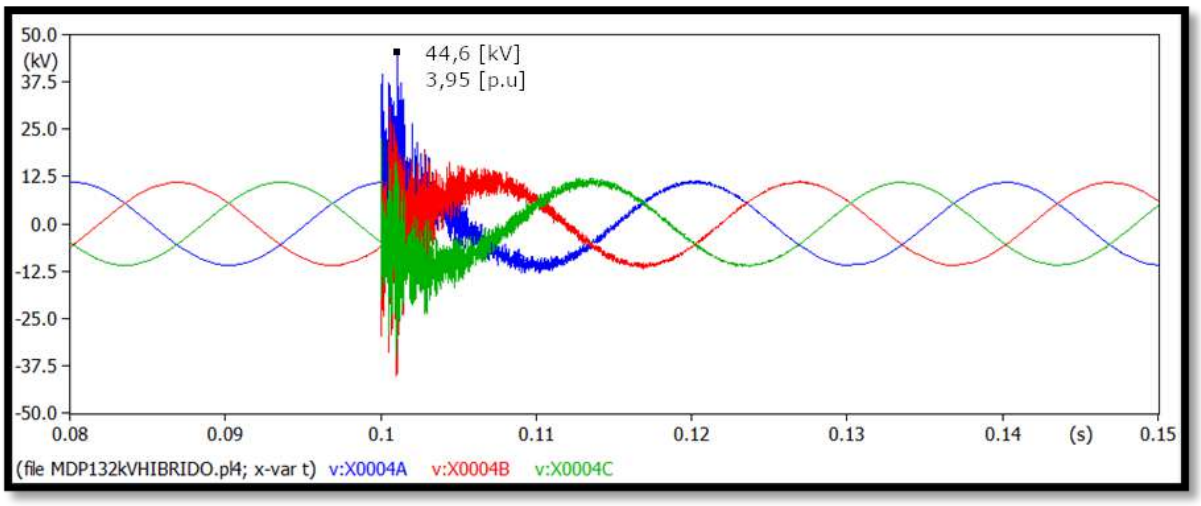


Figura 5.2.6.5 – Tensiones de fase en devanado MT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

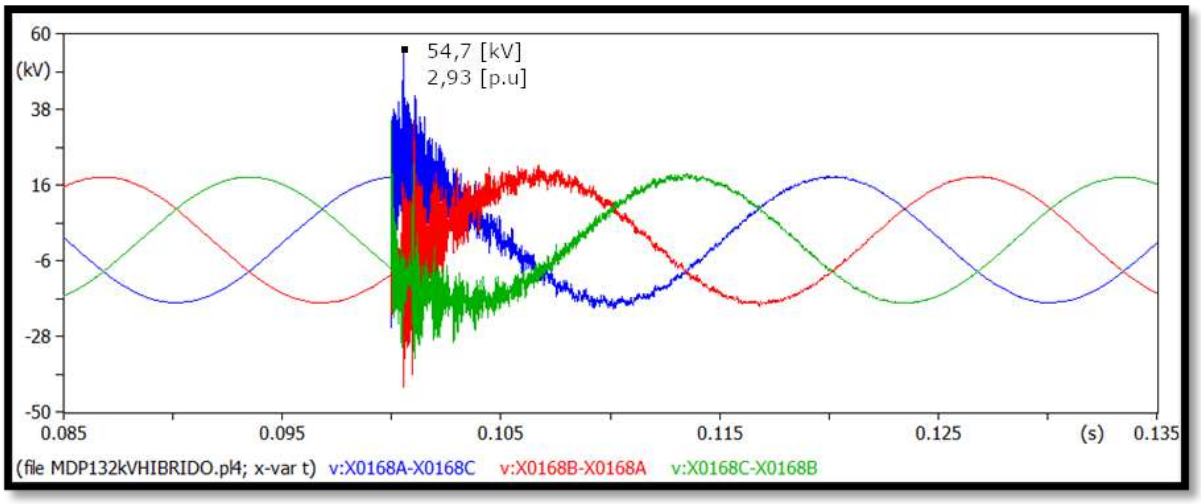


Figura 5.2.6.6 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

Las figuras 5.2.6.7, 5.2.6.8 y 5.2.6.9 presentan las tensiones registradas en los devanados primario, secundario y terciario del transformador, respectivamente. Como era de esperarse, tanto los picos de sobretensión como las perturbaciones generadas muestran una clara dependencia de la distancia entre el punto de impacto del rayo y los bornes del transformador. En este caso, los valores registrados son notablemente menores en comparación con los observados en el transformador de la Central 9 de Julio, donde el impacto se produce en la proximidad de sus bornes.

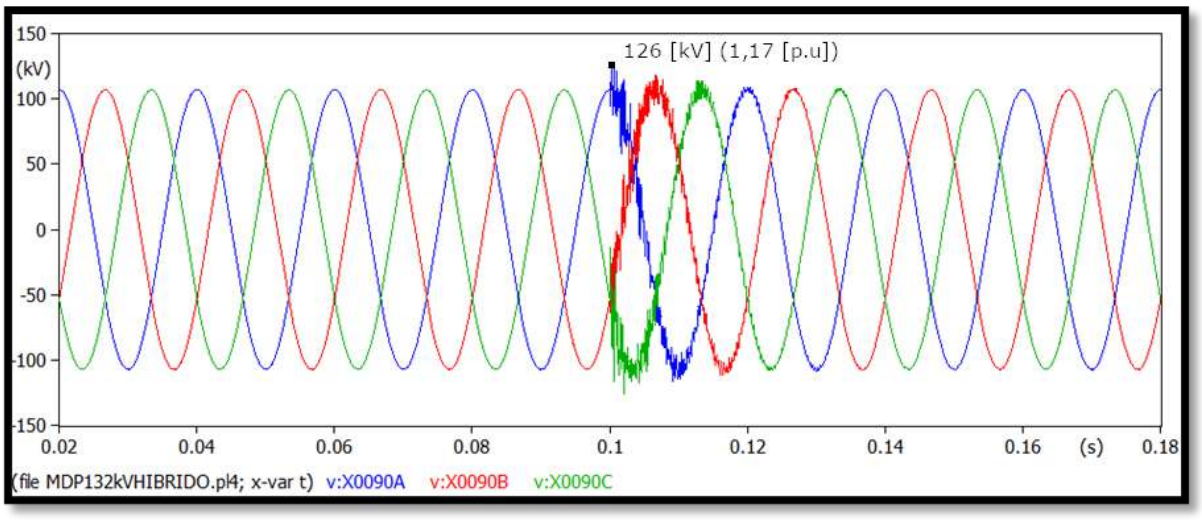


Figura 5.2.6.7 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

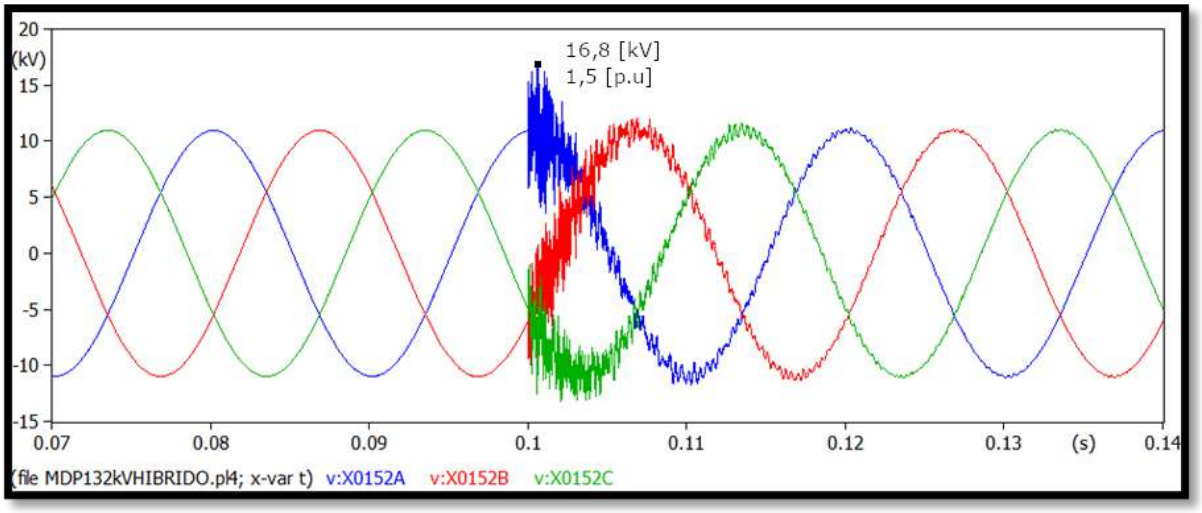


Figura 5.2.6.8 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

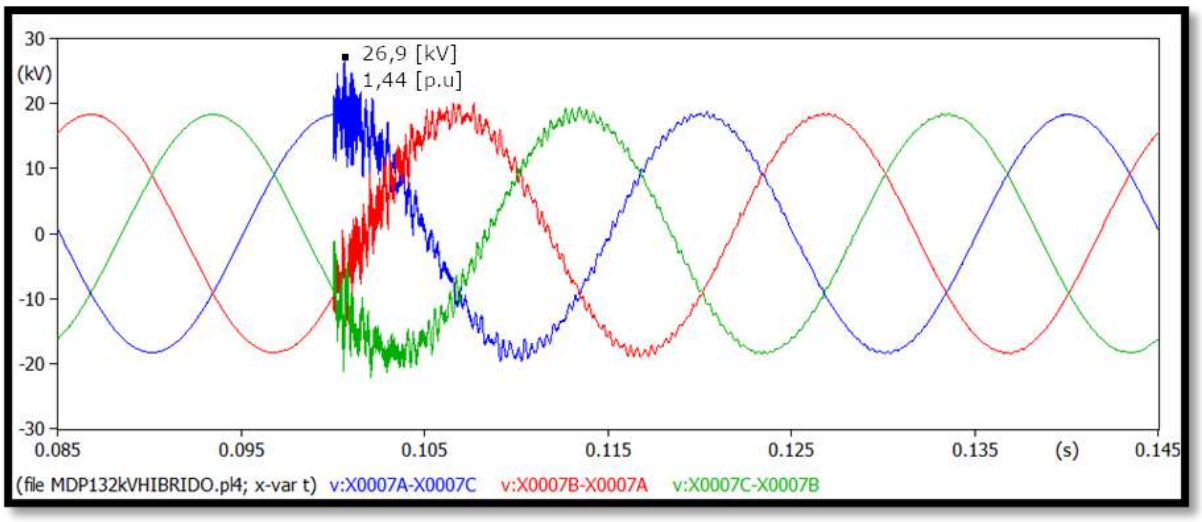


Figura 5.2.6.9 - Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

Impacto de rayo (90% probabilidad de ocurrencia) en punto medio de línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

Las figuras 5.2.6.10, 5.2.6.11 y 5.2.6.12 presentan las tensiones registradas en los devanados primario, secundario y terciario del transformador, respectivamente. Se puede notar que se reducen los picos de sobretensión ya que se incrementó la distancia entre los bornes del transformador y el punto de impacto de la descarga atmosférica.

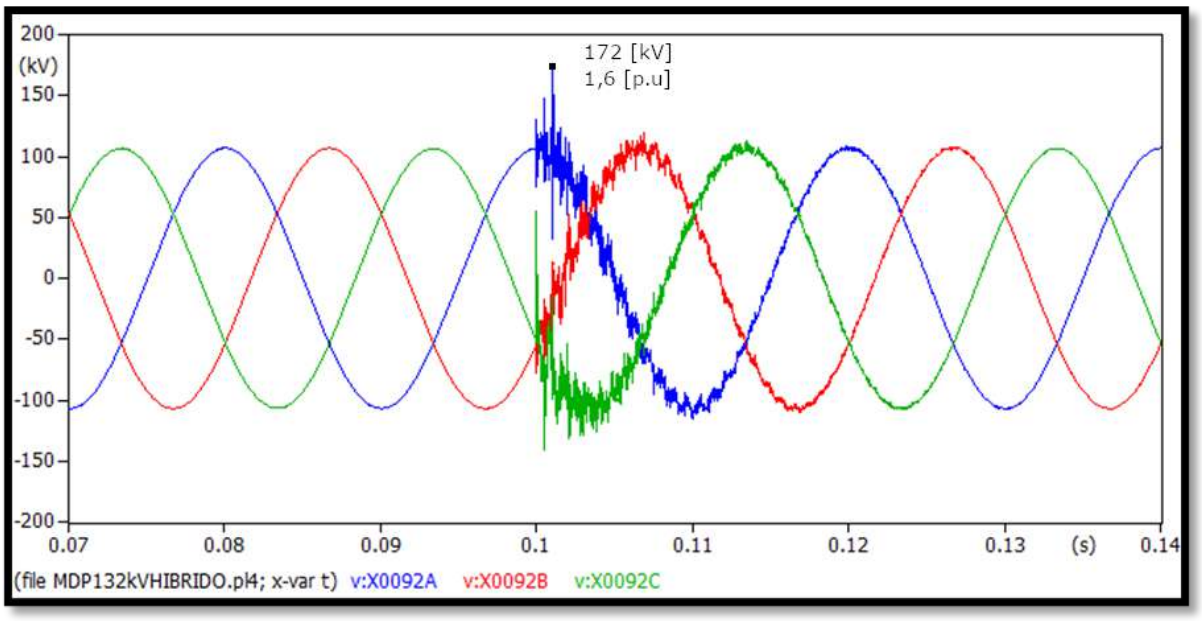


Figura 5.2.6.10 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

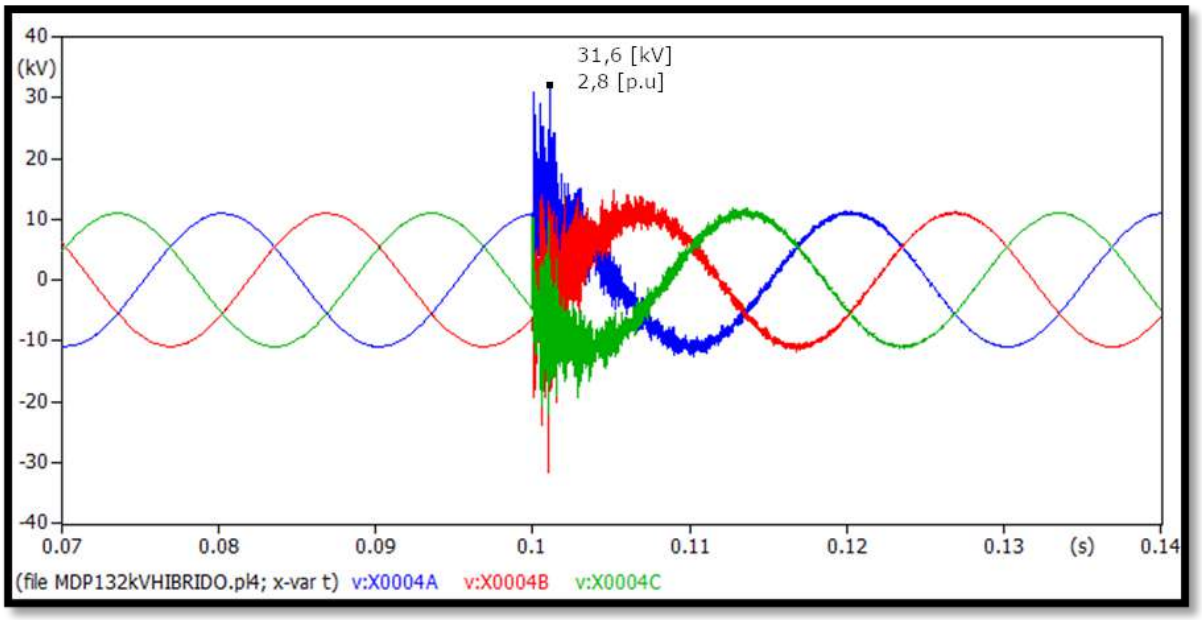


Figura 5.2.6.11 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

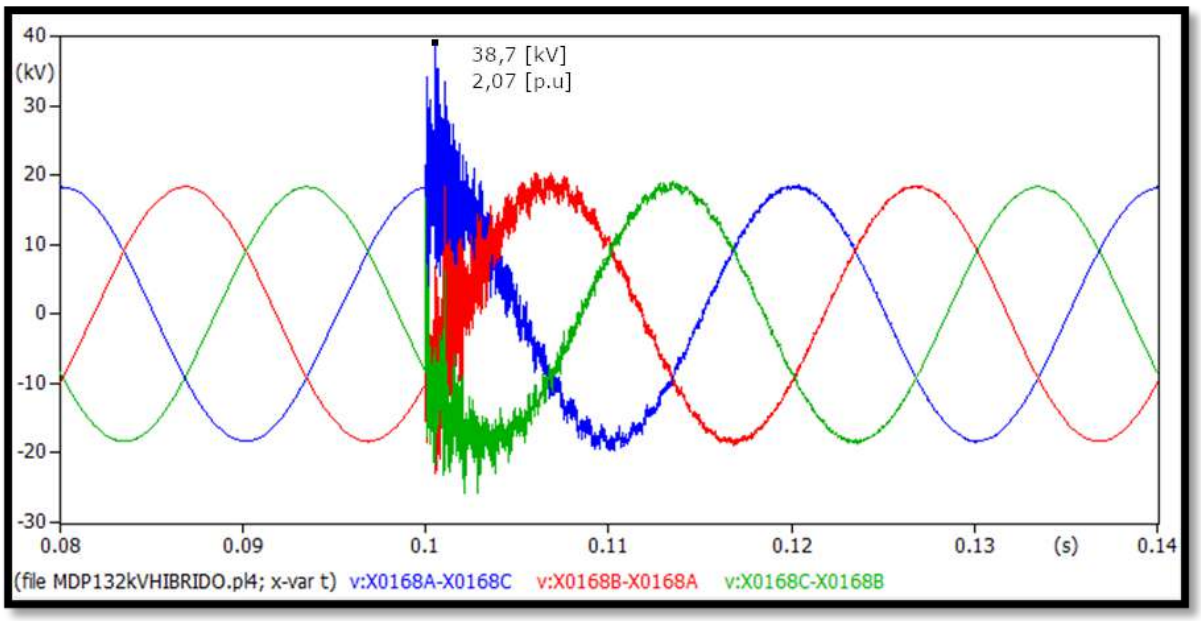


Figura 5.2.6.12 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

Las figuras 5.2.6.13, 5.2.6.14 y 5.2.6.15 presentan las tensiones registradas en los devanados primario, secundario y terciario del transformador, respectivamente. Las sobretensiones generadas se han incrementado notablemente.

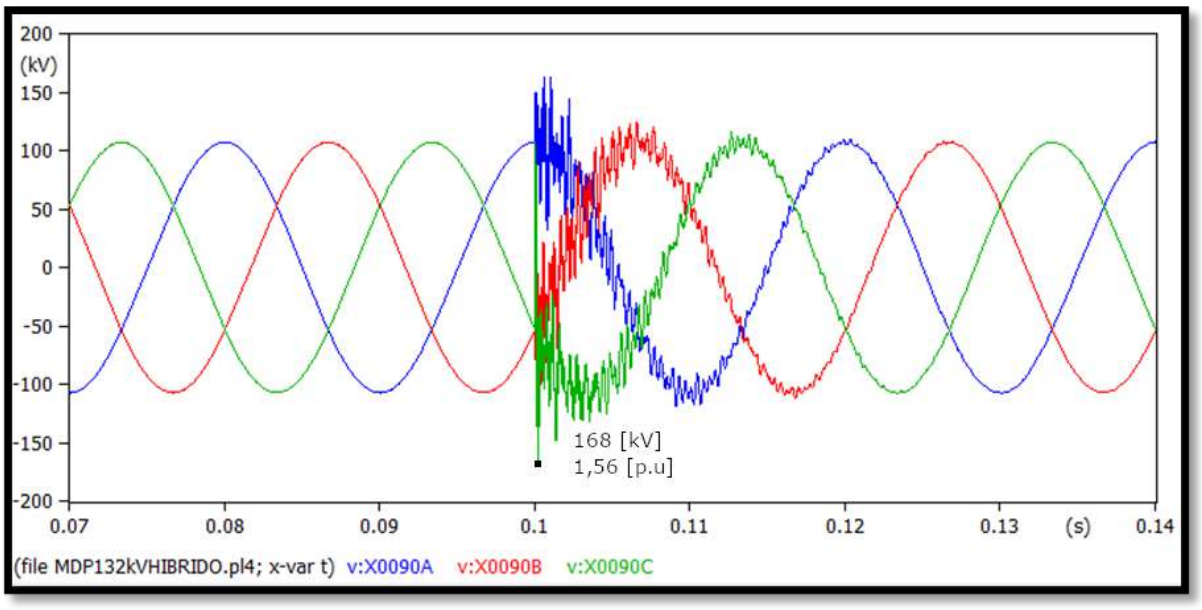


Figura 5.2.6.13 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

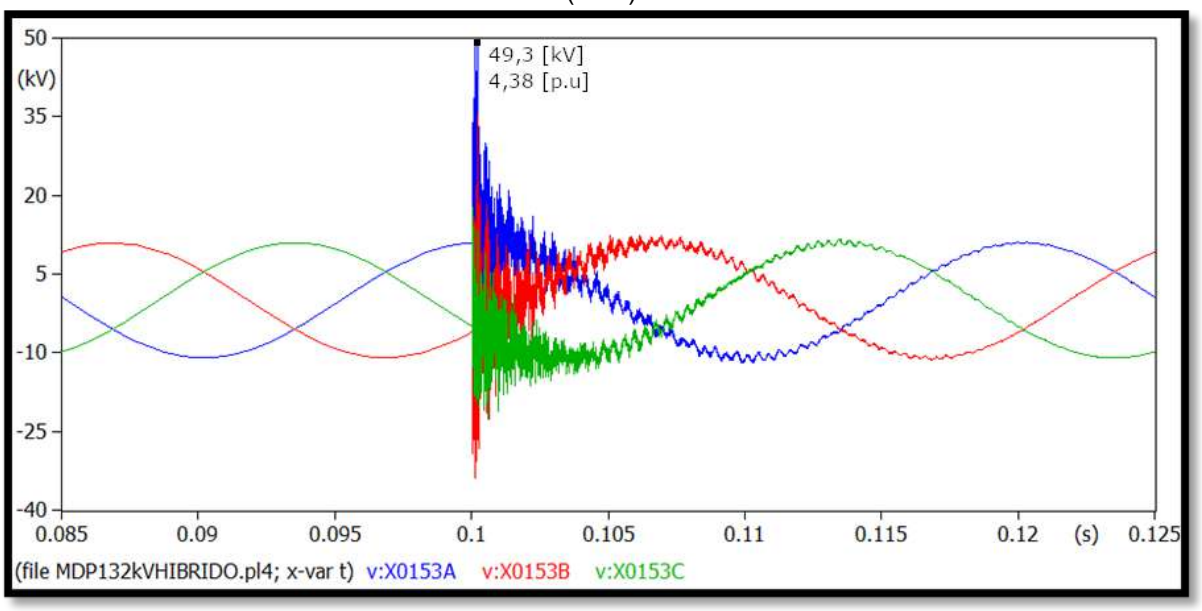


Figura 5.2.6.14 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

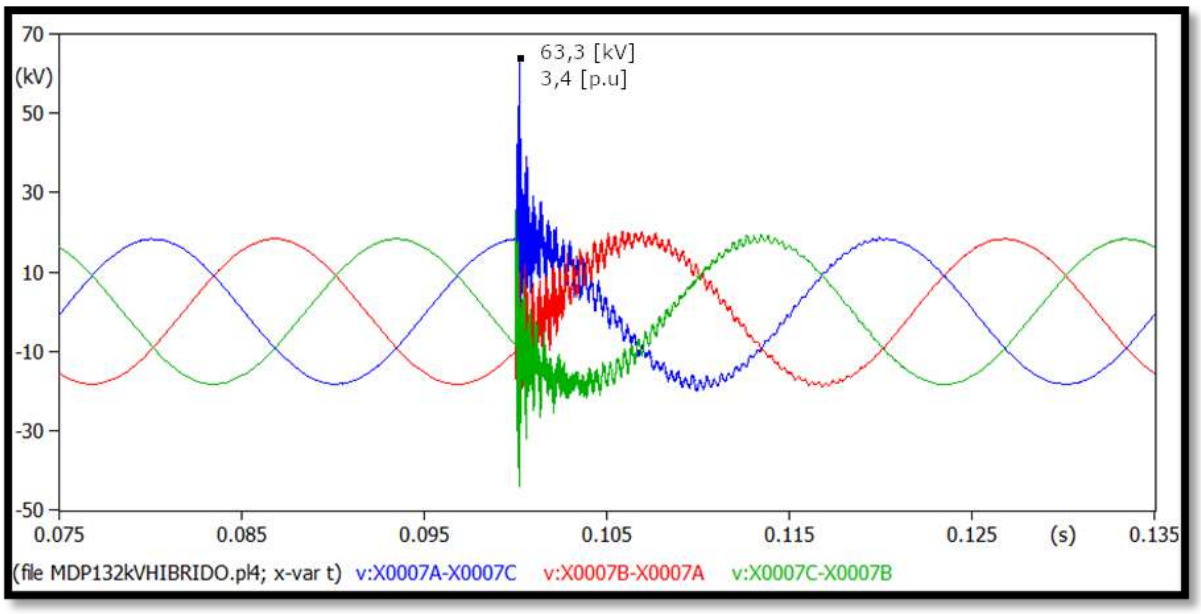


Figura 5.2.6.15 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

Impacto de rayo (90% probabilidad de ocurrencia) en empalme entre línea aérea y línea subterránea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

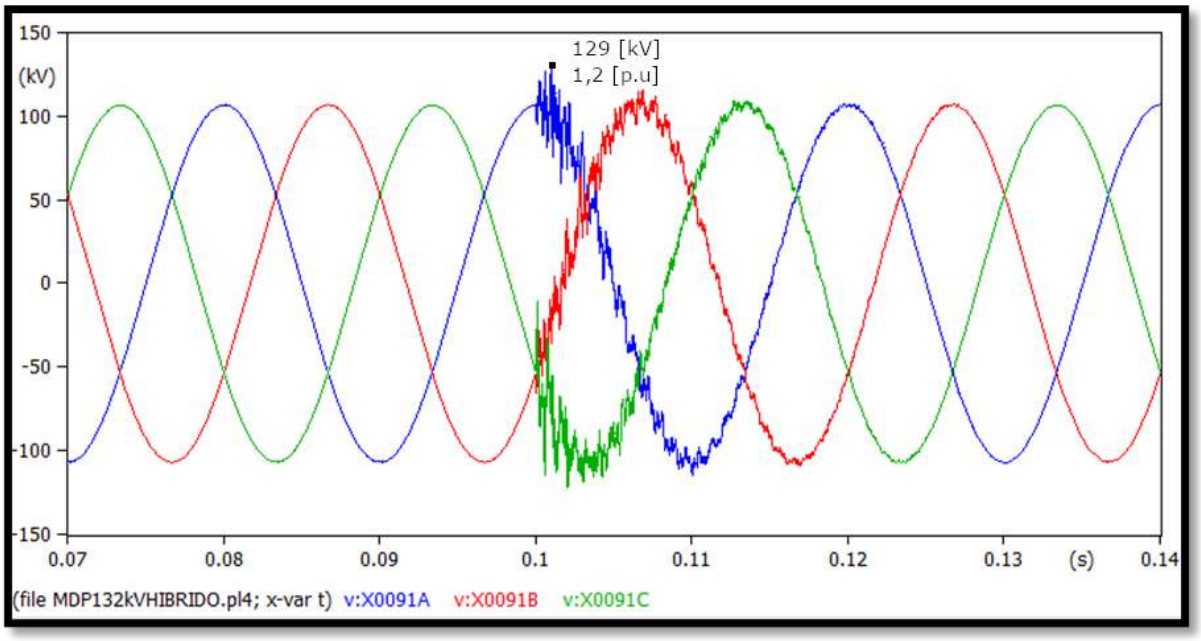


Figura 5.2.6.16 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

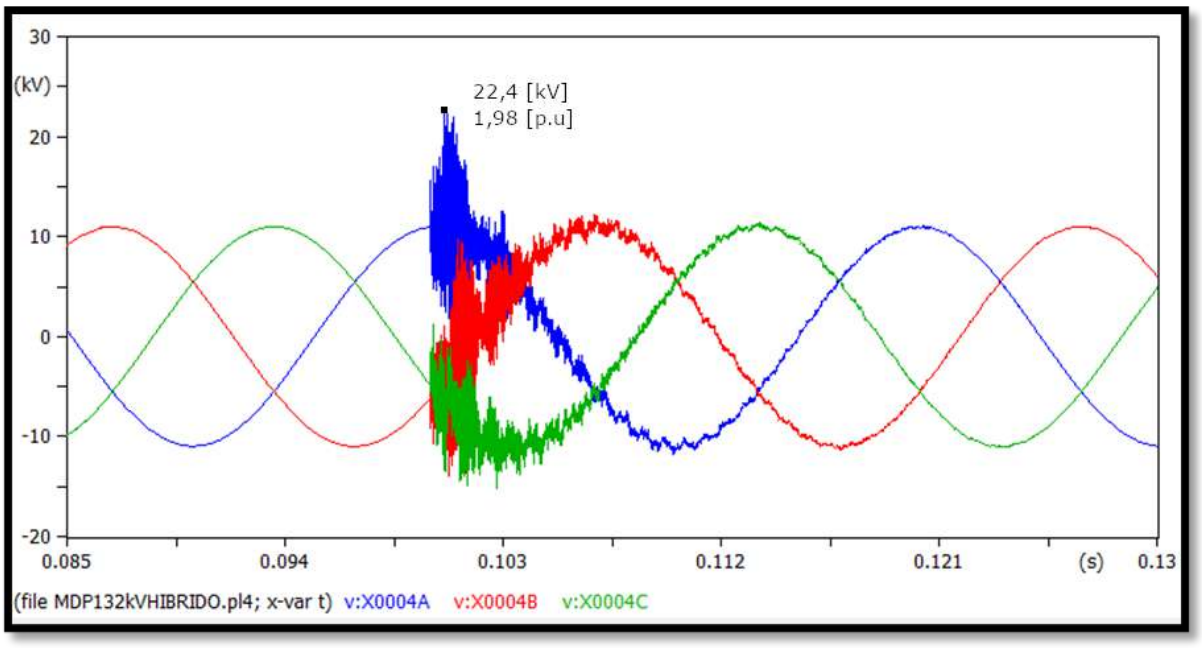


Figura 5.2.6.17 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

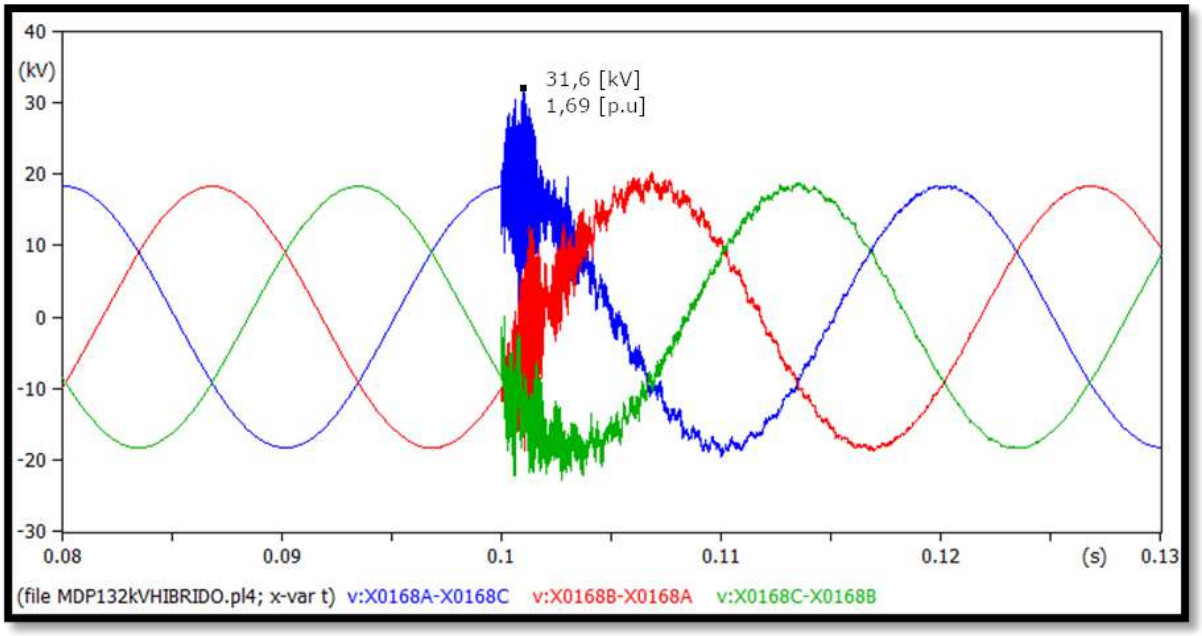


Figura 5.2.6.18 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (90%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

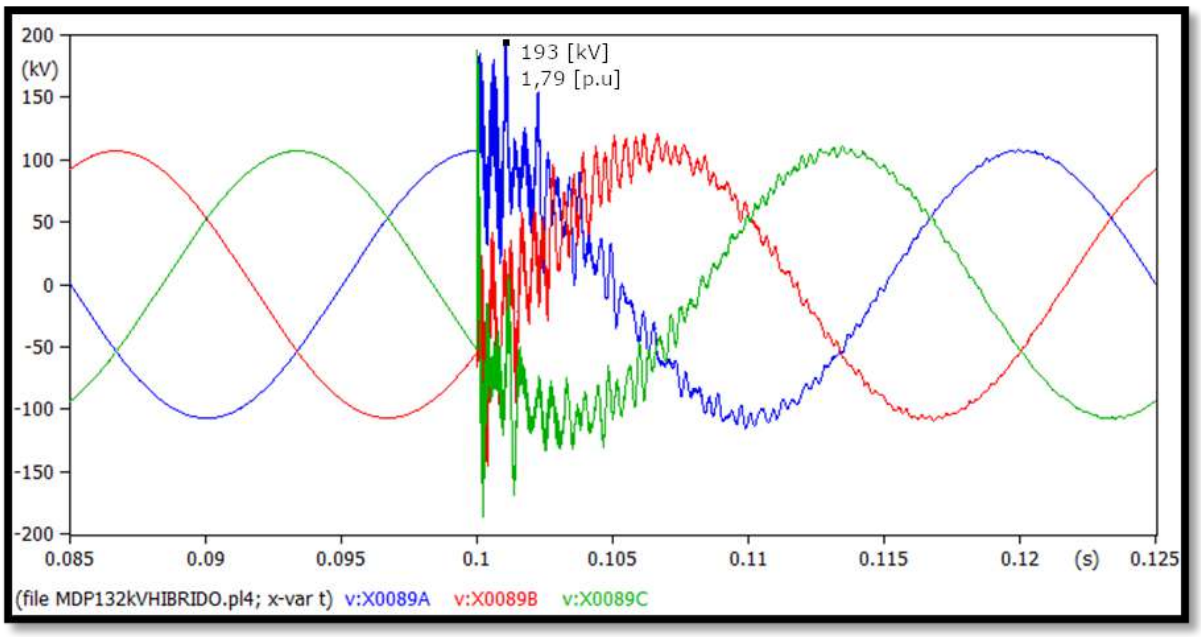


Figura 5.2.6.19 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

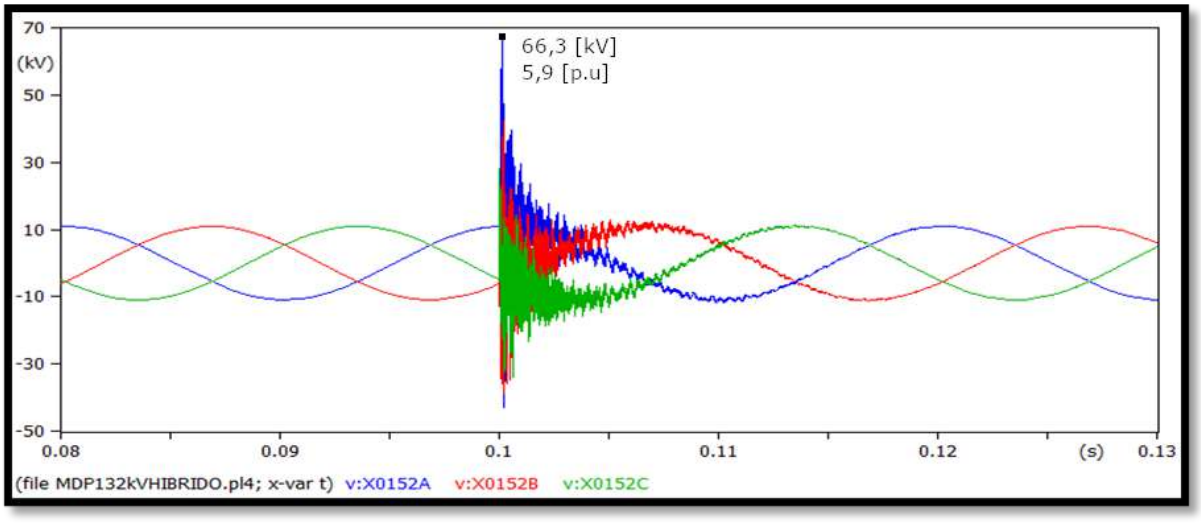


Figura 5.2.6.20 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

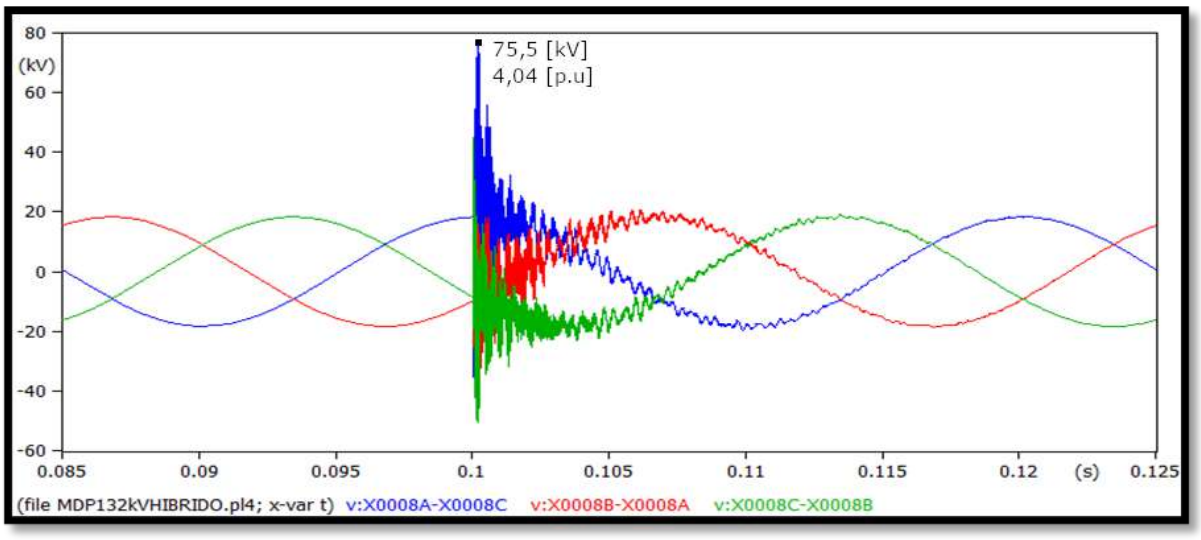


Figura 5.2.6.21 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur tras impacto de rayo (90%).

Al comparar los resultados obtenidos con DIgSILENT (Sección 5.1.6), se evidencia una discrepancia considerable, ya que en DIgSILENT, con las mismas características de rayo adoptadas en este estudio, no se generan sobretensiones en ninguno de los transformadores.

Impacto de rayo (50% probabilidad de ocurrencia) en inicio línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

Parámetros del rayo adoptados:

$$Amplitude = 24\ [kA]\ \ T_f = 4\ [\mu s]\ \ tau = 42[\mu s]$$

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

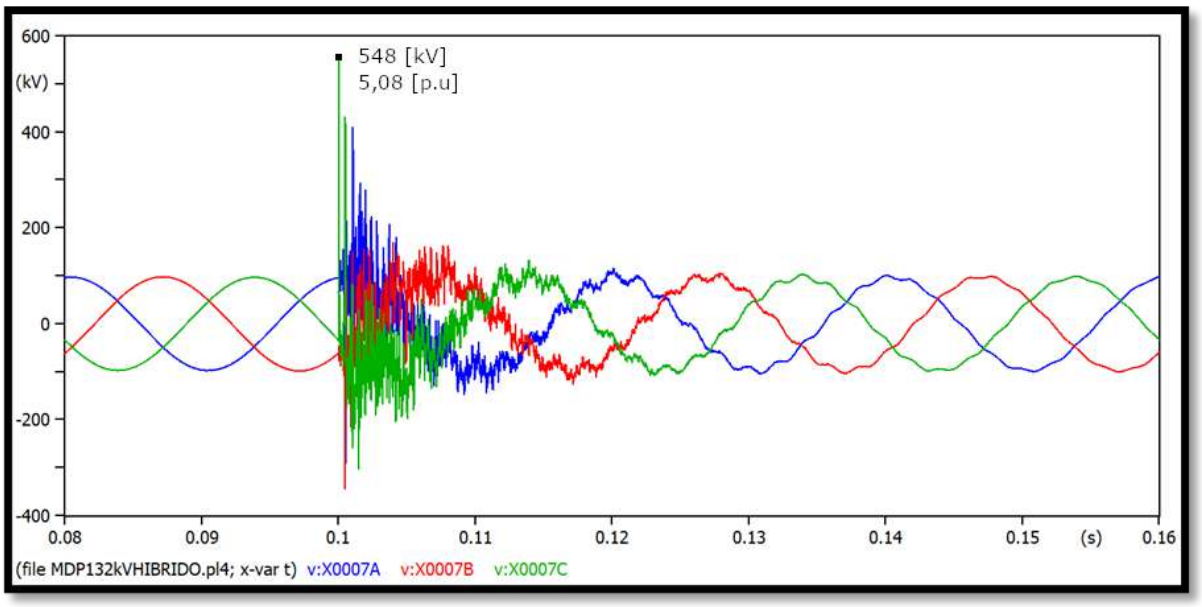


Figura 5.2.6.22 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

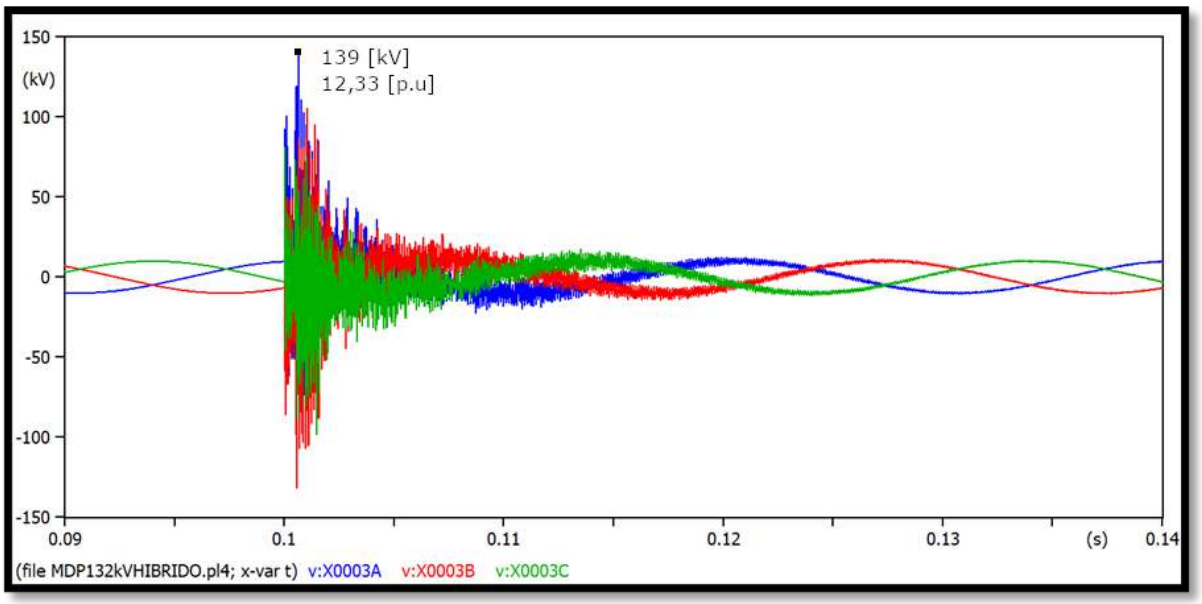


Figura 5.2.6.23 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

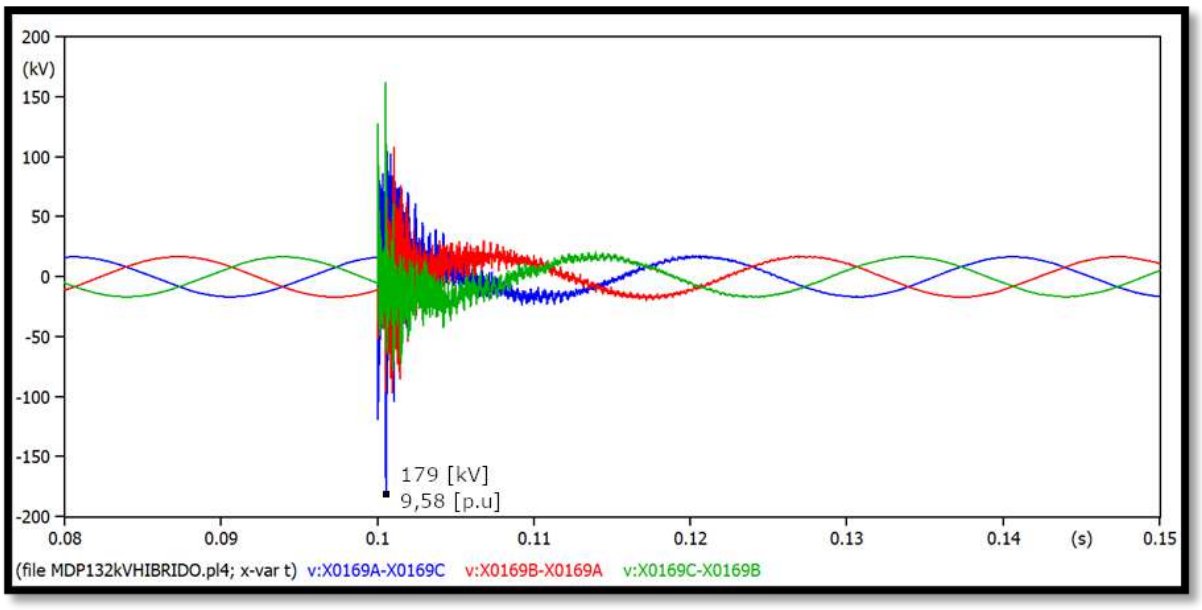


Figura 5.2.6.24 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

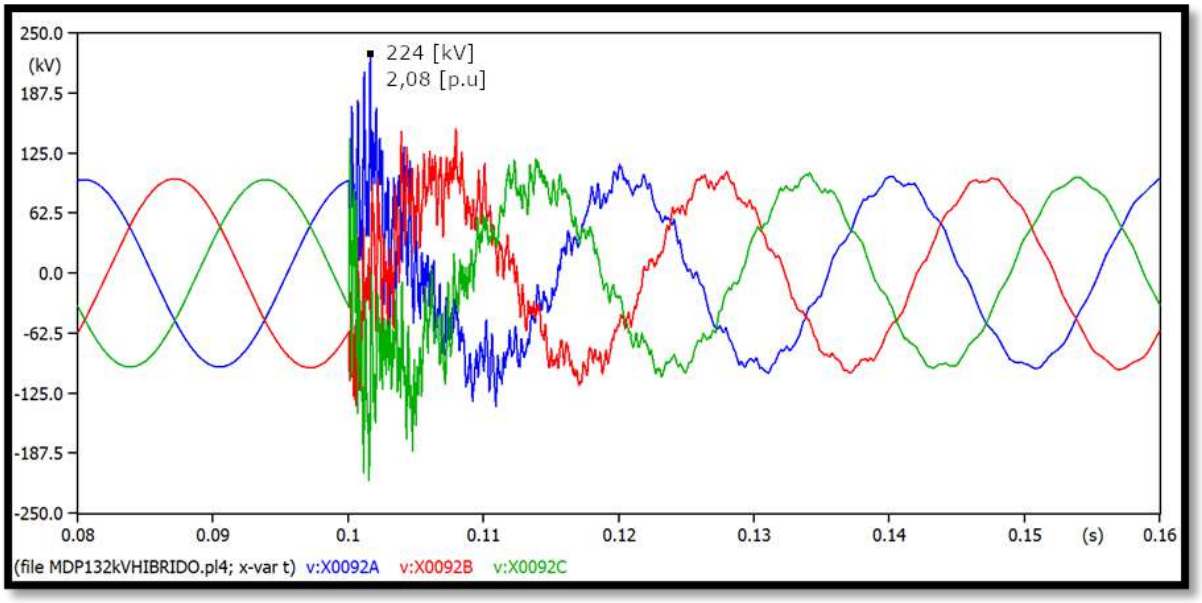


Figura 5.2.6.25 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

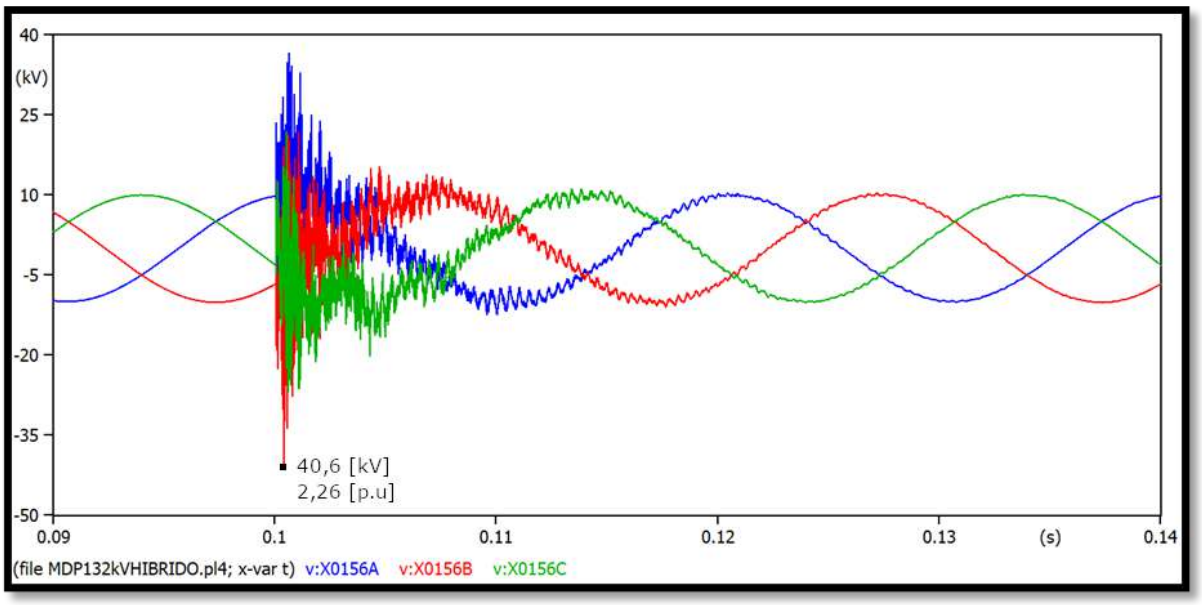


Figura 5.2.6.26 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

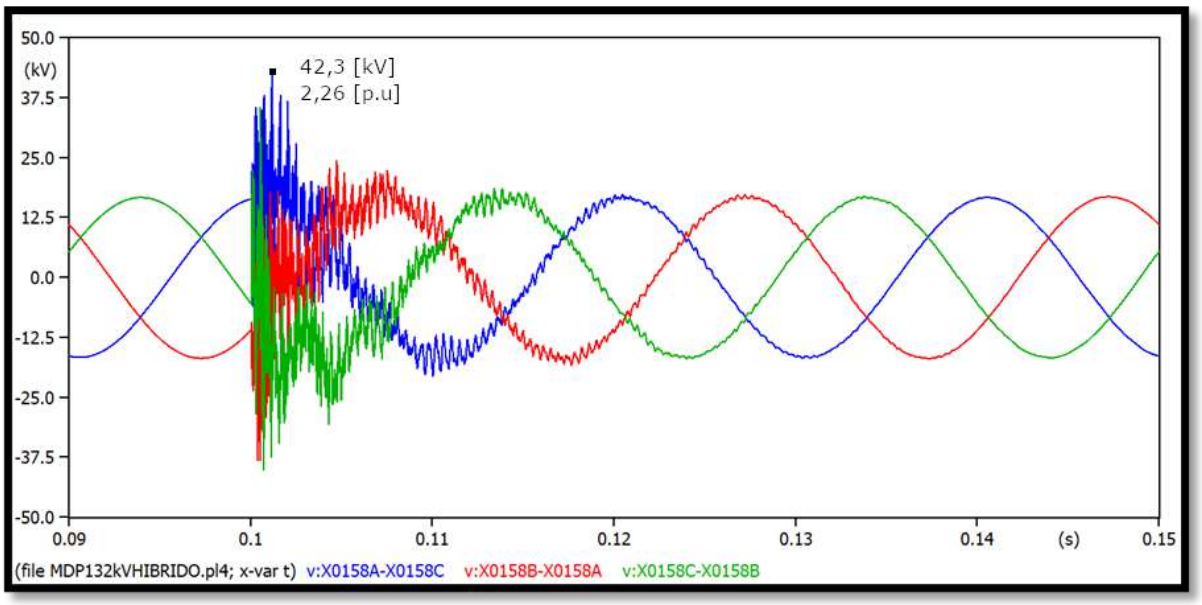


Figura 5.2.6.27 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

Impacto de rayo (50% probabilidad de ocurrencia) en punto medio de línea aérea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

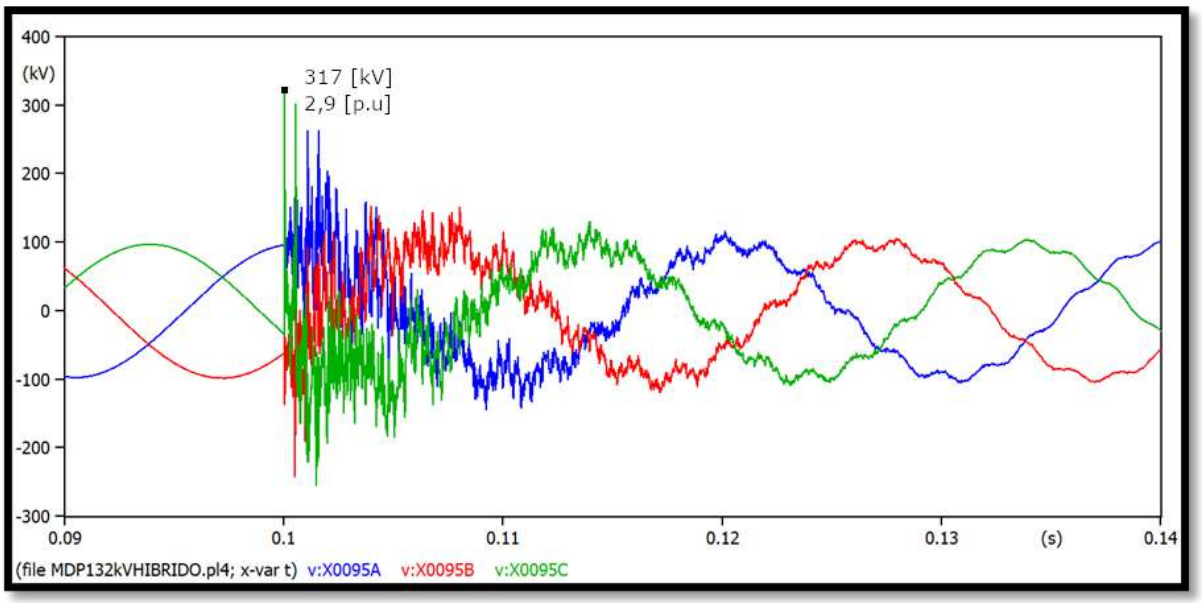


Figura 5.2.6.28 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

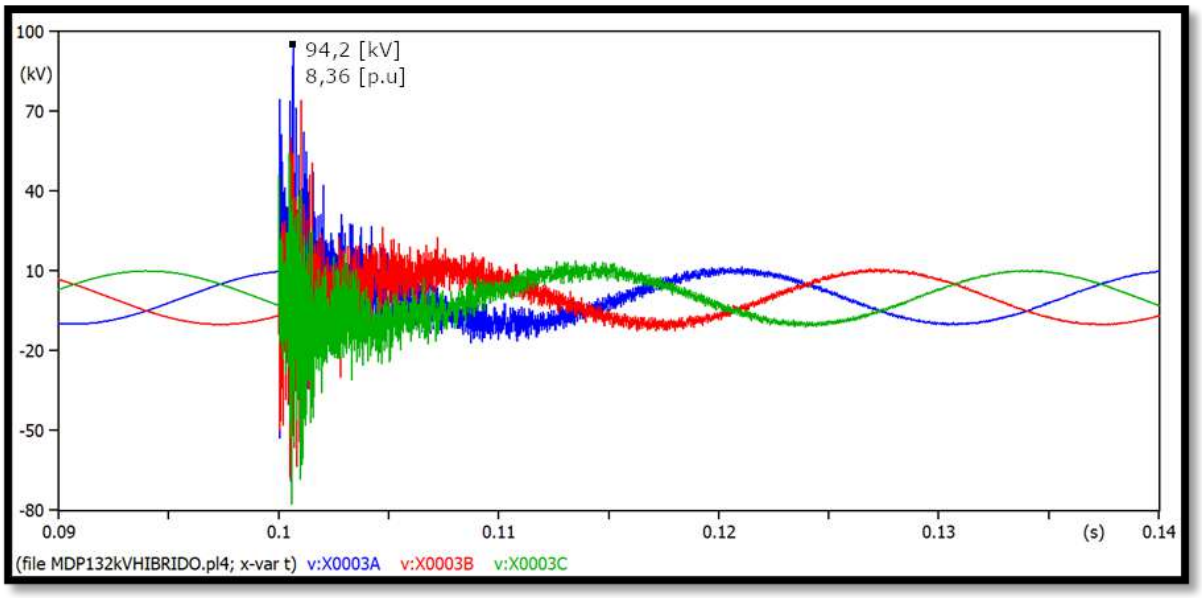


Figura 5.2.6.29 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

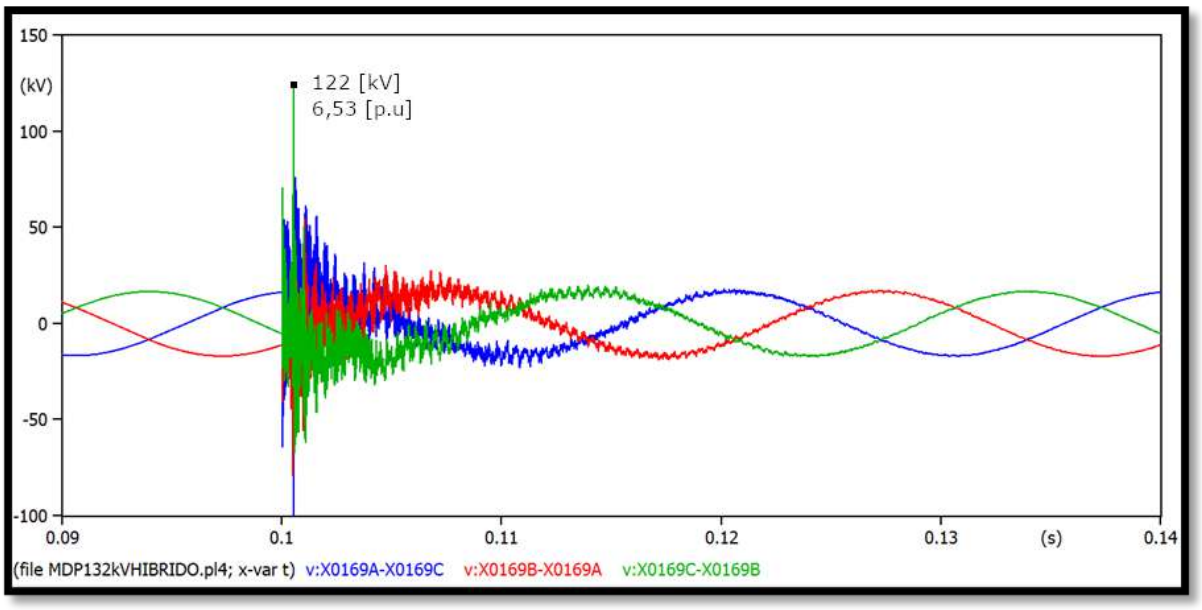


Figura 5.2.6.30 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

▪ Tensiones registradas en transformador E.T Sur

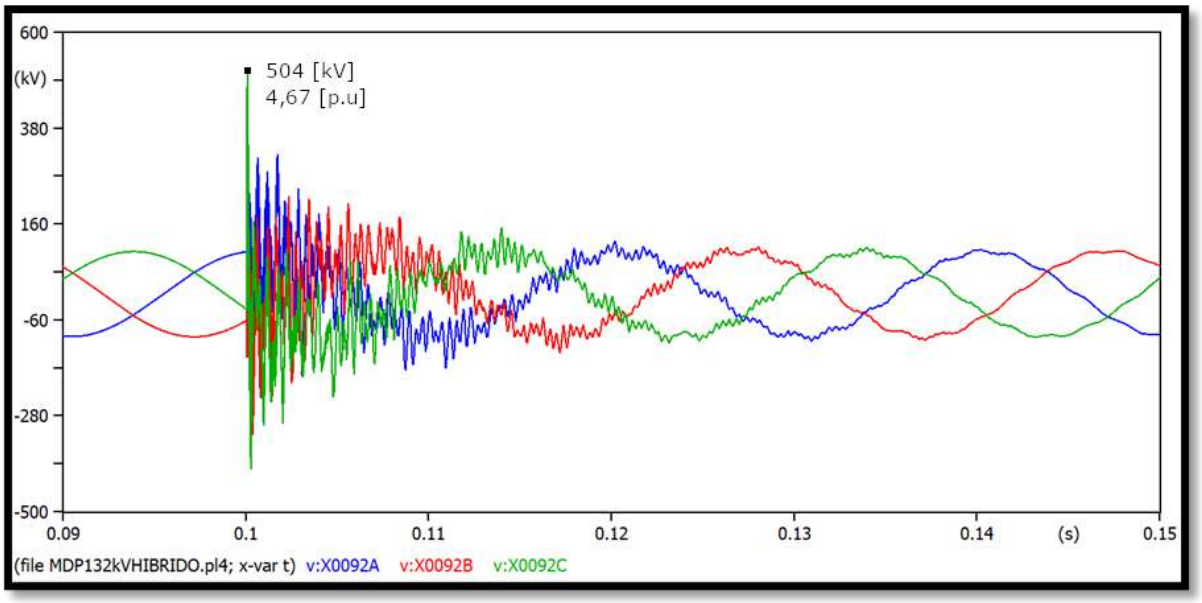


Figura 5.2.6.31 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

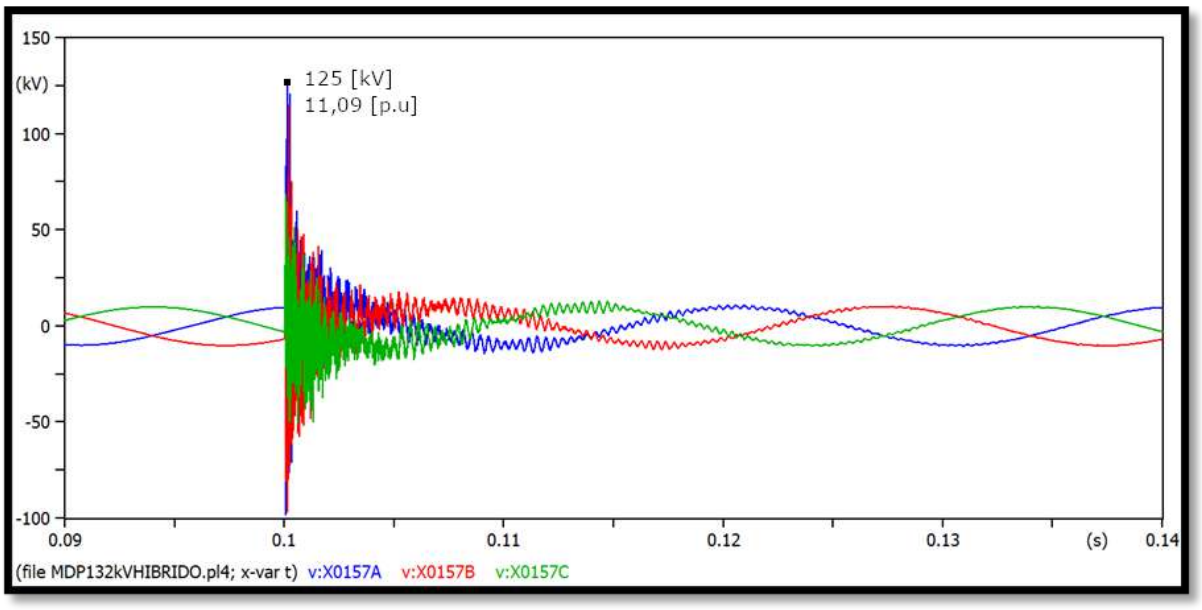


Figura 5.2.6.32 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

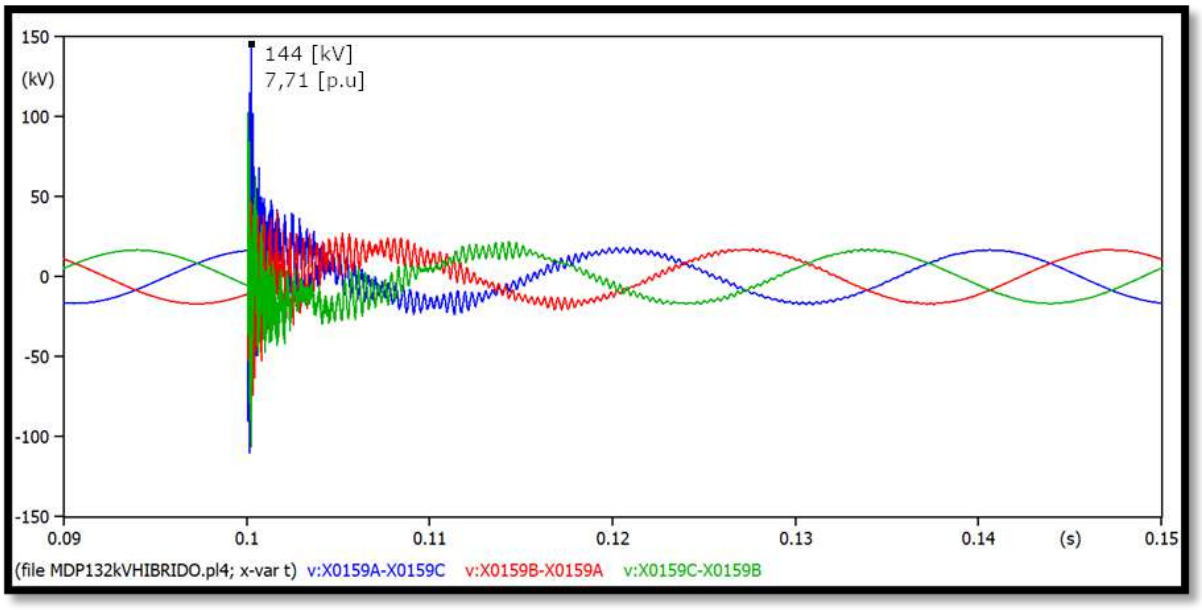


Figura 5.2.6.33 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

Impacto de rayo (50% probabilidad de ocurrencia) en empalme entre línea aérea y subterránea Central 9 de Julio-E.T Sur

- Tensiones registradas en transformador Central 9 de Julio

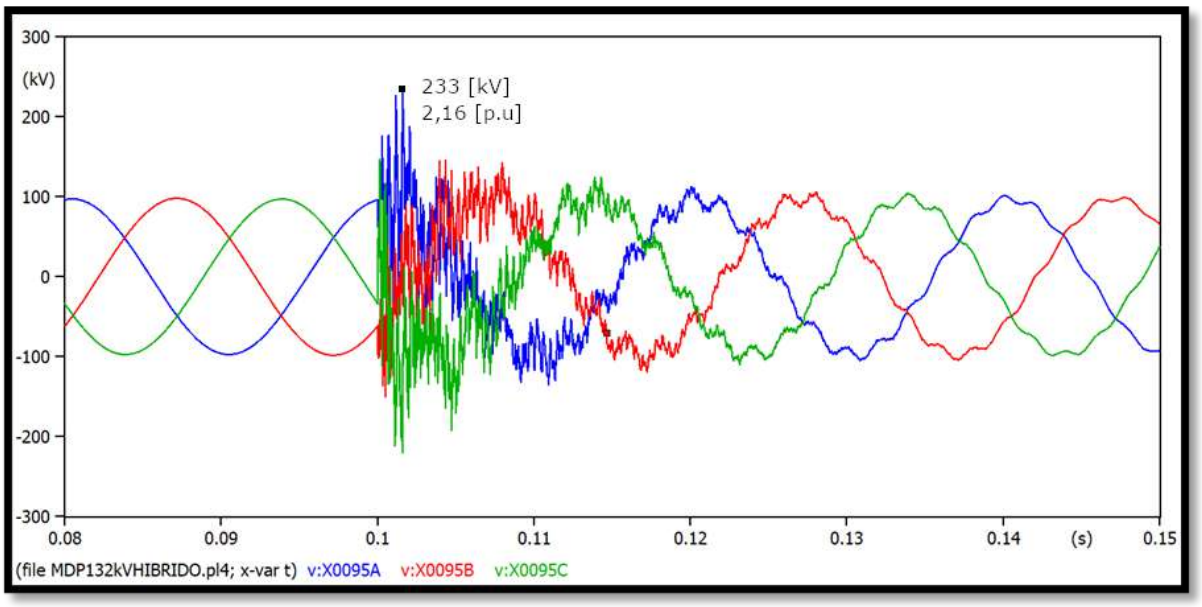


Figura 5.2.6.34 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

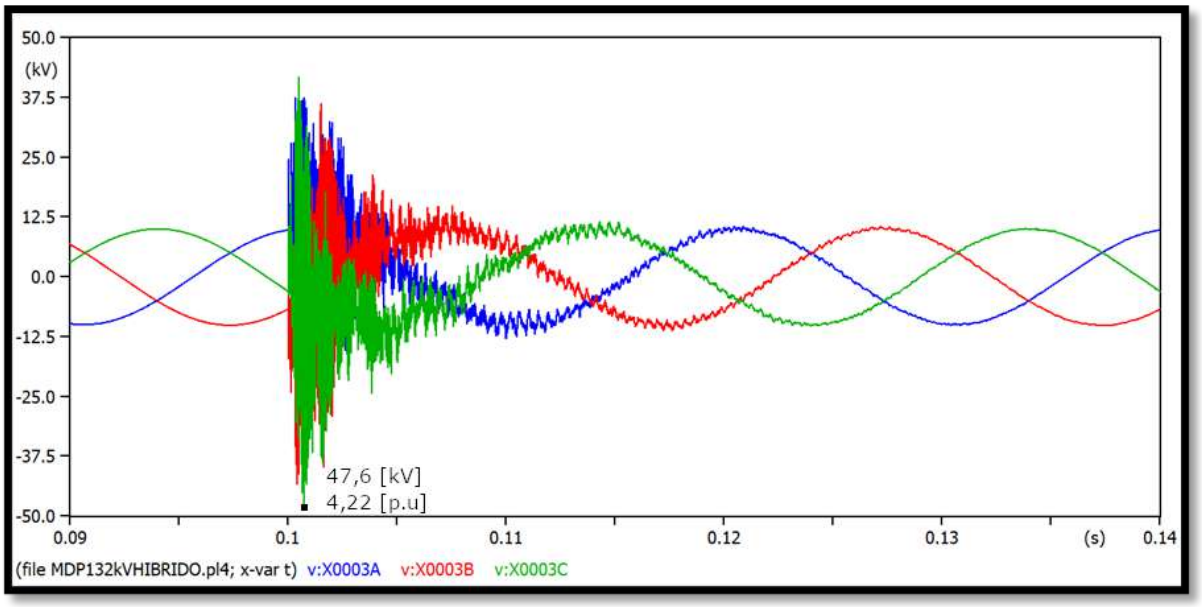


Figura 5.2.6.35 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

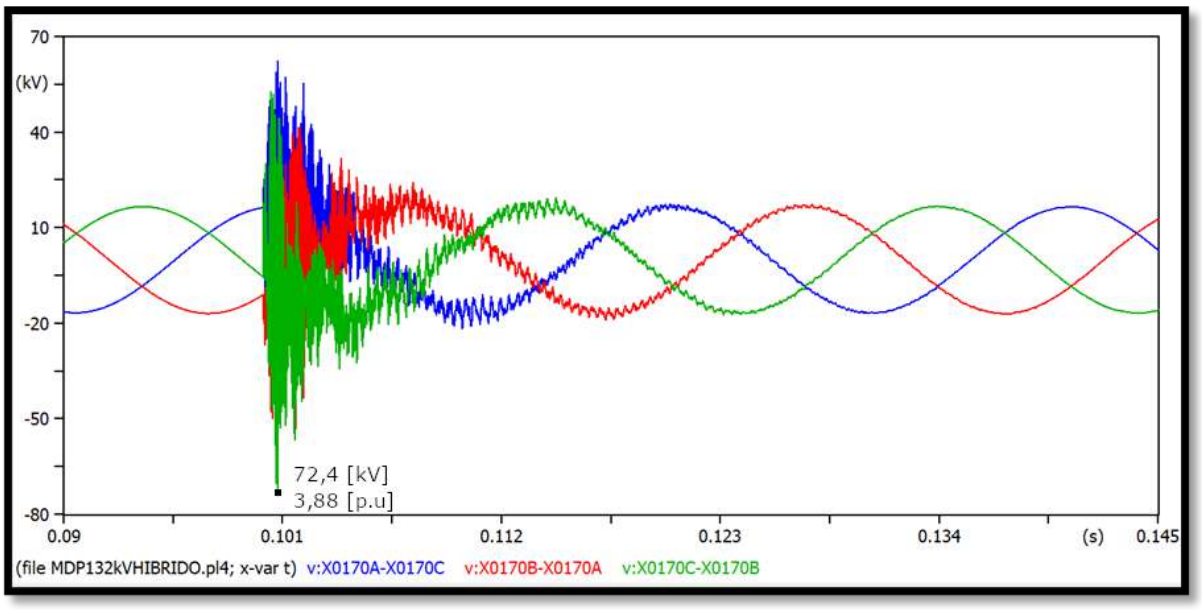


Figura 5.2.6.36 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador Central 9 de Julio tras impacto de rayo (50%).

- Tensiones registradas en transformador E.T Sur

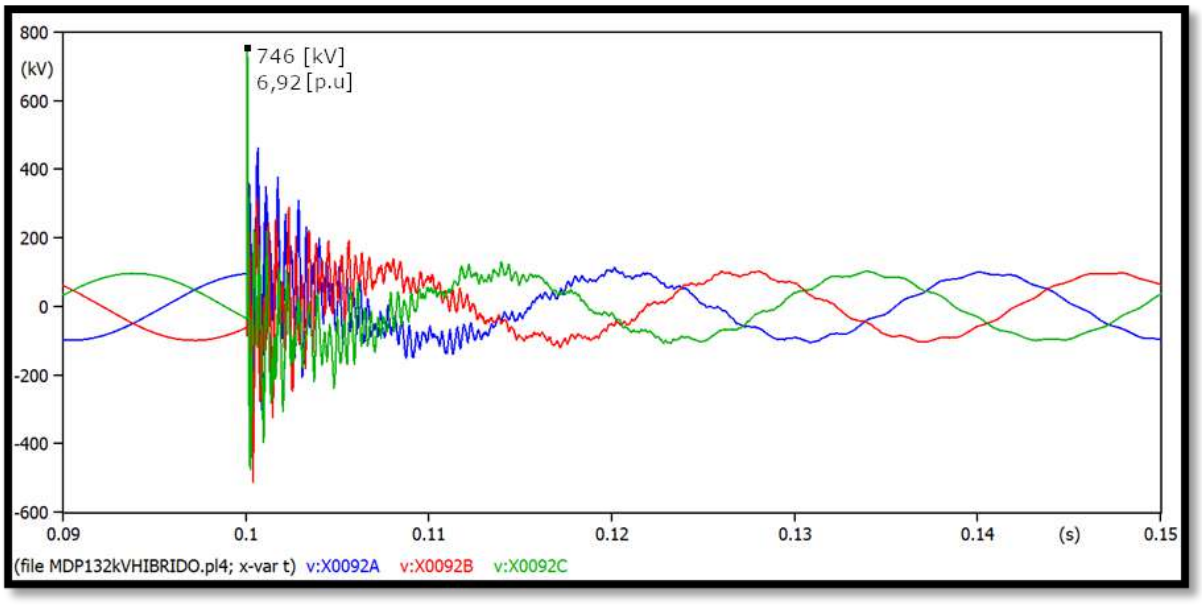


Figura 5.2.6.37 – Tensiones de fase en devanado de AT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

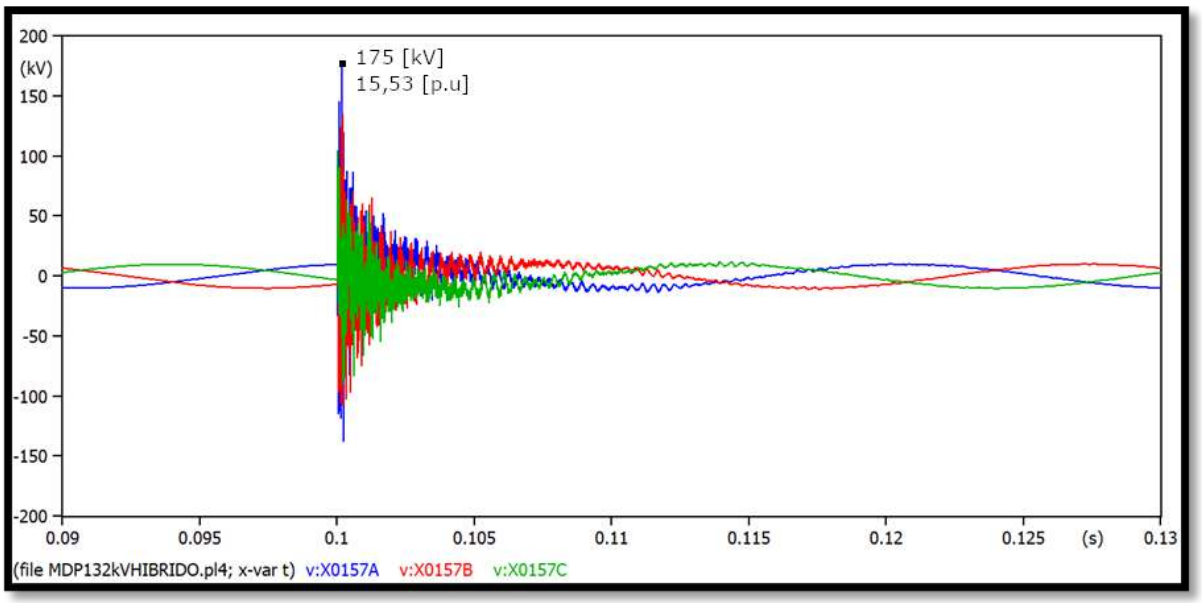


Figura 5.2.6.38 – Tensiones de fase en devanado de MT transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

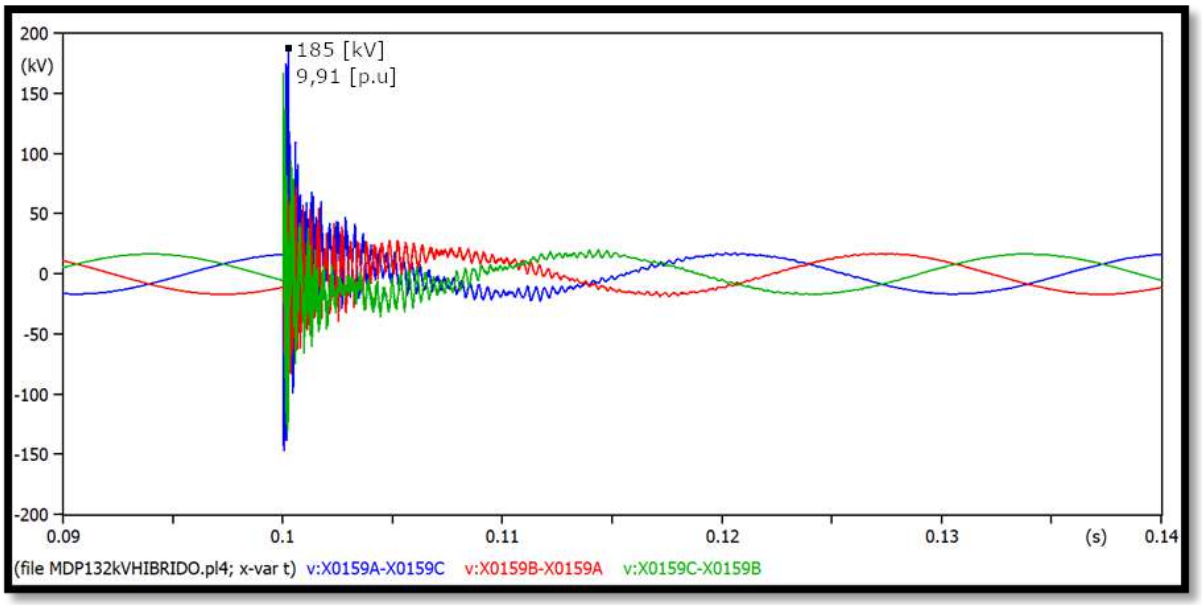


Figura 5.2.6.39 – Tensiones de línea en devanado terciario de compensación transformador E.T Sur tras impacto de rayo (50%).

Una vez más, se observa que las magnitudes de sobretensión obtenidas difieren significativamente de las simuladas en DIgSILENT, atribuyéndose principalmente a la diferencia entre los modelos de líneas empleados en ambos programas. La disparidad clave radica en que, en DIgSILENT, las líneas se modelaron mediante parámetros concentrados, mientras que en ATPDraw se representaron con parámetros

distribuidos, los cuales ofrecen mayor precisión en la simulación de fenómenos transitorios, como los provocados por descargas de rayos [4]. No obstante, el comportamiento de las tensiones en los transformadores frente a una descarga atmosférica es muy similar en ambos softwares. Es decir, la sobretensión generada aumenta conforme lo hace la amplitud de la corriente del rayo, y la distancia entre el punto de impacto y los bornes del transformador juega un papel crucial; esto resulta coherente con lo expuesto en el marco teórico (Sección 2.3).

6 CONCLUSIONES

En este estudio se han alcanzado satisfactoriamente los objetivos propuestos. Se identificaron y analizaron en detalle las principales causas de sobretensiones en el sistema de subtransmisión de 132 kV de la ciudad de Mar del Plata, destacándose los cortocircuitos monofásicos a tierra, las maniobras de operación y las descargas atmosféricas como las más frecuentes. Para evaluar su impacto en los transformadores, se desarrolló un modelo detallado del sistema y se realizaron simulaciones con DIgSILENT y ATPDraw, lo que permitió examinar diversos escenarios y analizar en profundidad cada fenómeno transitorio. Se prestó especial atención a los valores pico de sobretensión, ya que en muchos casos se obtuvieron magnitudes elevadas que, de no contar con protecciones adecuadas, podrían comprometer tanto el funcionamiento continuo como la integridad de los equipos.

Las simulaciones evidenciaron la influencia de las características constructivas de los transformadores, en particular su conexionado a tierra, en las sobretensiones resultantes. Por ejemplo, al simular un cortocircuito monofásico a tierra en bornes del transformador ubicado en la central 9 de Julio con un conexionado a tierra mediante una reactancia de j3 [Ω] se alcanzaron valores pico de hasta 1,5 [p.u], mientras que al emplear una conexión a tierra de tipo rígida, la sobretensión resultante fue prácticamente nula. Asimismo, el análisis demostró que la recomendación de conectar a tierra uno de los bornes del transformador y utilizar descargadores en los otros dos es eficaz para mitigar las sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas en transformadores de tres devanados. Así, al simular el impacto de un rayo en el empalme entre la línea aérea y la subterránea que une la central 9 de Julio con la E.T. Sur, se obtuvo un pico de 5,22 [p.u] en el devanado terciario, reduciéndose a 2,87 [p.u] tras incorporar la técnica de conexión sugerida, lo que representa aproximadamente el 55 % de su valor original.

La comparación de los resultados obtenidos con la referencia teórica mostró una buena correlación en cuanto a las magnitudes pico y la duración de los transitorios. Aunque se detectaron discrepancias de segundo orden, atribuibles a simplificaciones en ciertos parámetros, estos desvíos no afectan la coherencia global de los resultados.

Al comparar los resultados entre ambos softwares, se observaron diferencias menores en las magnitudes de sobretensión, excepto en el análisis de descargas atmosféricas, donde se registraron discrepancias significativas en los valores numéricos. No obstante, el comportamiento transitorio fue el esperado y consistente en ambos casos. Estas variaciones pueden atribuirse a las diferencias en el modelado de los elementos del sistema en cada programa, puesto que cada uno utiliza métodos de cálculo y algoritmos de integración numérica específicos, lo que repercute en la representación de los transitorios y en la estimación de los picos de sobretensión.

La experiencia adquirida durante este estudio permitió comprender de manera más profunda la respuesta dinámica del sistema ante diversas contingencias, reafirmando la importancia de contar con protecciones adecuadas para limitar las sobretensiones y salvaguardar la integridad de los transformadores, aspecto fundamental para garantizar la calidad del servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica.

7 TRABAJOS A FUTURO

El modelado logrado del sistema de subtransmisión constituye una base sólida para futuros estudios, pudiéndose adaptar a distintos análisis según las necesidades, tales como la coordinación de la aislación del sistema o un estudio detallado de la coordinación de protecciones. Se propone, como trabajo futuro, contrastar las simulaciones con mediciones de campo o registros históricos de eventos, lo que permitiría validar y afinar aún más los modelos desarrollados.

Además, cabe destacar que dos fenómenos particulares causantes de sobretensiones, la resonancia y la ferroresonancia, no pudieron estudiarse con los softwares empleados debido a limitaciones en sus módulos de simulación y a la complejidad intrínseca de estos eventos, que rara vez se presentan en condiciones normales de operación. No obstante, se podría realizar el análisis de dichos fenómenos utilizando otras herramientas adecuadas que permitan capturar con mayor precisión su comportamiento.

9 BIBLIOGRAFÍA

[1] IRAM 2211, “Coordinación de la aislación eléctrica”, Instituto Argentino de Racionalización de Materiales, octubre 1972.

[2] UNE-EN 60071-1, “Coordinación de aislamiento - Parte 1”, Asociación Española de Normalización y Certificación, octubre 2006.

[3] Martínez Velasco J. A, “Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión”, McGraw Hill, 2013.

[4] Landa J. V, “Redes Eléctricas”, Universidad Nacional Autónoma de México – Facultad de Ingeniería, Tomo II, (2010).

[5] Tapia P, “Transmisión de línea coaxial”, Universidad de Chile, octubre 2008.

[6] Ingeniería Nova Miron S.A, “Sobretensiones en transformadores (Parte 2)”, Buenos Aires.

[7] Miguel Angel Rodriguez, “Sobretensiones en los transformadores”, Universidad de Cantabria, 2010.

[8] Miguel Angel Rodriguez, “Máquinas Eléctricas II”, Universidad de Cantabria, 2018.

[9] General Electric, “The whys of the wyes – The behavior of transformers Y connections”, Pittsfield, Massachusetts.

[10] DIgSILENT GmbH, “Manual de Usuario – Power Factory”, 2014.

[11] IRAM 2281-1, “Puesta a tierra de sistemas eléctricos – Consideraciones generales”, Instituto Argentino de Normalización, junio 1996.

[12] Landa J. V, “Redes Eléctricas”, Universidad Nacional Autónoma de México – Facultad de Ingeniería, Tomo I, (2010).

[13] AEA 90909, “Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna”, Asociación Electrotecnia Argentina, 2004.

[14] Hans Kristian Hoidalen, László Prikler, Francisco Peñaloza, “ATPDraw Users’s Manual”, diciembre 2020.

[15] Delgado Alanes R. C, “Estudios para la conexión de instalaciones de generación y transmisión al sistema eléctrico boliviano”, Universidad de Sevilla, abril 2015.

[16] Schneider Electric, "Protección contra sobretensiones transitorias", España.

10 ANEXOS

- Anexo 1 – Datos técnicos del cable API

INDUSTRIAS PIRELLI - S.A. Ind. y Comercial

Dir. Técn. P. y N.

AGUA Y ENERGIA ELECTRICA

Planilla de datos técnicos del cable a circulación de aceite para la ciudad de M. del Plata.-

Pag. nº 1

nº	Designación	Unidad	Características
1)	Tipo de cable (Denominación I.P.S.A.)	-.-	HOPP
2)	Cantidad	Km	63
3)	Sección nominal del conductor de cobre	mm2.	1x350
4)	Diámetro interior aprox. del conductor hueco	mm	12,5
5)	Espiral de apoyo del conductor hueco	-.-	-.-
6)	Diámetro exterior aprox. del conductor	mm	24,7
7)	Espesor del aislamiento (incluido los blindajes)	mm	9,9
8)	Espesor de la cubierta de plomo (promedio mínimo)	mm	2,25
9)	Diámetro aprox. sobre la cubierta de plomo	mm	49,2
10)	Cinta de protección contra presión:		
	Tipo	-.-	Cintas de cobre duro
	Espesor	mm	0,10 ± 0,01
11)	Revestimientos:		
	Tipo	-.-	Vaina termoplástica
	Espesor promedio mínimo	mm	3,7
	Espesor mínimo en cualquier punto	mm	2,8
12)	Estructura de la cubierta exterior	-.-	Policloruro de vinilo
13)	Diámetro exterior aprox. del cable	mm	59
14)	Peso neto aprox. del cable monofásico	tn/km	10,3
15)	Peso aprox. del cobre del cable monofásico (incluidas cintas de protección)	tn/km	3,56
16)	Peso aprox. del plomo del cable monofásico	tn/km	3,84
17)	Largo de suministro	m/bobina	600
18)	Peso bruto aprox. del cable monofásico (incluidas bobinas)	tn/km	12,8
19)	Presión máxima admisible del aceite	kg/cm2	3
20)	Presión mínima admisible del aceite	kg/cm2	0,25
21)	Resistencia a la corriente continua a 20ºC	Ohm/km	0,0512
22)	Tensión de servicio nominal	kV.	132
23)	Tensión de servicio máxima admisible	kV.	145
	NOTA A.-		
24)	Gradiente máximo en el conductor	kV/mm	11
25)	Tensión de prueba a 50 Hz	kV.	162
26)	Tensión de impulso admisible (para prueba)	kV.	550
27)	Potencia aparente permanentemente transmitida con 132 kV:		
	a) Con 1 terna en servicio:	MVA	130
	b) Con 2 ternas en servicio:	MVA	220
28)	Temperatura del conductor con potencia según 27), 25ºC. temperatura del suelo y 100 Cxcm/W. de resistividad térmica del suelo	ºC	85
29)	Intensidad máxima permanente por cada cable monofásico:		
	a) Con 1 terna en servicio:	A	568
	b) Con 2 ternas en servicio:	A	483
30)	Sobrecargas admisibles para una sola terna en servicio, después de una carga permanente del:		
	I) 70% de la intensidad máxima permanente carga pendiente a una terna en servicio:		
	durante 0,5 horas	A	938
	durante 1 horas	A	824
	durante 2 horas	A	738
	durante 4 horas	A	654
	durante 8 horas	A	597

////

II) 50% de la intensidad máxima permanente correspondiente a una terna en servicio:		
durante 0,5 horas	A	1.050
durante 1 horas :	A	880
durante 2 horas :	A	795
durante 4 horas :	A	682
durante 8 horas :	A	625
III) 30% de la intensidad máxima permanente correspondiente a una terna en servicio:		
durante 0,5 horas	A	1.136
durante 1 horas :	A	938
durante 2 horas :	A	824
durante 4 horas :	A	710
durante 8 horas :	A	654
Nota 3		
31) Intensidad de cortocircuito admisible con tiempo de desconexión de:		
0,1 segundos	kA ef	50
0,2 segundos	kA ef	40
0,5 segundos	kA ef	28
1 segundos	kA ef	20
32) Intensidad de cortocircuito de choque admisible	kA	85
33) Factor de pérdida tg δ	-.-	0,005
34) Capacidad de servicio aproximada	μF/km	0,35
35) Potencia de carga en vacío para las tres fases	MVAr/km	2,01
36) Inductancia de servicio aproximada	mHy/km	0,38
37) Pérdidas dieléctricas con 132 kV. y 50 Hz	kW/km terna	5,8
38) Pérdidas en el cobre según 27)	kW/km terna	62,5
39) Pérdidas adicionales según 27)	kW/km terna	6,4
40) Suma pérdidas en el cobre más adicionales (38 más 39)	kW/km terna	68,9
41) Pérdidas totales con carga según 27)	kW/km terna	74,7
42) Características del aceite aislante:		
I) Tipo y composición química	-.-	Aceite sintético especial
II) Viscosidad a 25ºC	Centipoises	6,6
III) Peso específico a 15ºC	gr/cm3	0,89
IV) Presión máxima admisible en el cable	Kg/cm2	3
V) Presión mínima admisible en el cable	Kg/cm2	0,25

OBSERVACIONES SOBRE LOS VARIOS PUNTOS DEL PRESENTE CUESTIONARIO:

Item 18: El peso bruto del cable, que comprende también el peso de la bobina, está relacionado naturalmente a 1 Km. de cable.-

Item 31: El cálculo de los valores indicados se refiere al caso de cortocircuito periódico, con retorno de corriente por la vaina de plomo (temperatura final del plomo 160ºC.)

Nota nº 4

Item 32: El cálculo de cortocircuito de choque se refiere a una muy breve duración (alrededor de 0,01 segundos); en este caso la condición límite es determinada, en lugar de por el problema térmico, por las solicitaciones electrodinámicas.-

Item 37: Las pérdidas dieléctricas no han sido calculadas con el valor garantizado de [illegible] tg δ = 0,005, sino con el de nuestra larga experiencia nos indica como el más probable (tg δ 0,003, valor redondeado prudencialmente en más.).-

Item 38) y 39: Los valores indicados corresponden al caso de funcionamiento de una sola terna con 130 MVA.

////

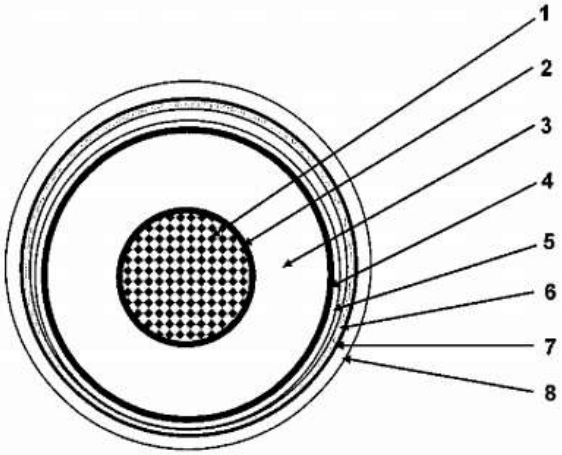
Anexo 2 – Hoja de datos de cable subterráneo XLPE.

LS Cable

Ref. No. : LSGS-09-PC0065
Rev. No. : 0
Page No. : 5 of 5

Attached Table

Characteristics & Cross- sectional drawing



No.	Description	Unit	Particulars
0	**Rated voltage**(Uo/U/Um)	kV	76/132/145
1*	**Conductor**		Plain annealed copper wires
	- nominal cross- sectional area	㎟	630
	- shape		Circular compacted
	- diameter(approx.)		30.2
2	**Conductor screen**		Semi-conducting thermosetting compound
	- thickness(nom.)	㎜	1.5
3	**Insulation**		Cross-linked polyethylene(XLPE)
	- thickness(nom.)	㎜	18
4	**Insulation screen**		Semi-conducting thermosetting compound
	- thickness(nom.)	㎜	1.2
5	**Water blocking layer**		semi-conducting swellable tape(s) 1mm
6	**Metallic sheath**		Corrugated & seamless aluminum
	- thickness(nom.)	㎜	2.1
7	**Anti-corrosion layer**		Bitumen
	- thickness(approx.)	㎜	0.2
8	**Oversheath**		Black HDPE with graphite coating
	- thickness(nom.)	㎜	4.5
9	**Overall diameter(approx.)**	㎜	99
10	**Weight(approx.)**	kg/m	12.5
11	**DC conductor resistance(20℃)**	Ω/km	Max. 0.0283
12	**Capacitance(nom.)**	㎌/㎞	0.19

* Semi-conducting tape(s) shall be applied between the conductor and the conductor screen.

LS Cable Ltd.

Anexo 3 – Ensayos de transformador 44/44/15 [MVA]

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 3/53

1. MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE LOS ARROLLAMIENTOS.

Arrollamiento de Alta Tensión:

POS. CBC	VALORES MEDIDOS ENTRE TERMINALES:						VALORES A 75 ºC:		
	U-N		V-N		W-N		U-N	V-N	W-N
	Ohm	ºC	Ohm	ºC	Ohm	ºC	Ohm	Ohm	Ohm
+8	0,7827	24,00	0,7830	24,00	0,7840	24,00	0,93679	0,93722	0,93843
+7	0,7723	24,00	0,7727	24,00	0,7737	24,00	0,92441	0,92482	0,92602
+6	0,7622	24,00	0,7625	24,00	0,7636	24,00	0,91224	0,91262	0,91398
+5	0,7528	24,00	0,7531	24,00	0,7542	24,00	0,90106	0,90143	0,90274
+4	0,7435	24,00	0,7439	24,00	0,7450	24,00	0,88990	0,89035	0,89173
+3	0,7330	24,00	0,7333	24,00	0,7349	24,00	0,87737	0,87774	0,87964
+2	0,7227	24,00	0,7231	24,00	0,7244	24,00	0,86503	0,86543	0,86700
+1	0,7133	24,00	0,7136	24,00	0,7150	24,00	0,85375	0,85414	0,85574
0	0,7039	24,00	0,7043	24,00	0,7056	24,00	0,84255	0,84299	0,84454
-1	0,6935	24,00	0,6939	24,00	0,6951	24,00	0,83008	0,83052	0,83201
-2a	0,6821	24,00	0,6819	24,00	0,6825	24,00	0,81642	0,81612	0,81690
-2b	0,6813	24,00	0,6812	24,00	0,6823	24,00	0,81549	0,81530	0,81665
-2c	0,6821	24,00	0,6819	24,00	0,6825	24,00	0,81643	0,81613	0,81692
-3	0,6932	24,00	0,6935	24,00	0,6949	24,00	0,82964	0,83007	0,83168
-4	0,7036	24,00	0,7040	24,00	0,7056	24,00	0,84219	0,84258	0,84456
-5	0,7129	24,00	0,7132	24,00	0,7151	24,00	0,85330	0,85369	0,85591
-6	0,7223	24,00	0,7227	24,00	0,7253	24,00	0,86453	0,86502	0,86815
-7	0,7326	24,00	0,7330	24,00	0,7349	24,00	0,87684	0,87729	0,87959
-8	0,7429	24,00	0,7432	24,00	0,7449	24,00	0,88913	0,88956	0,89155
-9	0,7521	24,00	0,7525	24,00	0,7543	24,00	0,90015	0,90069	0,90288
-10	0,7614	24,00	0,7619	24,00	0,7637	24,00	0,91136	0,91187	0,91405
-11	0,7717	24,00	0,7720	24,00	0,7741	24,00	0,92364	0,92404	0,92649
-12	0,7819	24,00	0,7823	24,00	0,7843	24,00	0,93589	0,93636	0,93876

Arrollamiento de Media Tensión:

VALORES MEDIDOS ENTRE TERMINALES:						VALORES A 75 ºC:		
U-n		V-n		W-n		U-n	V-n	W-n
Ohm	ºC	Ohm	ºC	Ohm	ºC	Ohm	Ohm	Ohm
0,006294	24,00	0,006336	24,00	0,006378	24,00	0,00753	0,00758	0,00763

Arrollamiento de Baja Tensión:

VALORES MEDIDOS ENTRE TERMINALES:						VALORES A 75 ºC:		
u-w		v-u		w-v		u-w	v-u	w-v
Ohm	ºC	Ohm	ºC	Ohm	ºC	Ohm	Ohm	Ohm
0,0215736	24	0,0212943	24	0,0213475	24	0,02582	0,02549	0,02555

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 4/53

2. MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

POS. CBC	ALTA TENSIÓN - BAJA TENSIÓN			
	Relación teórica	U_1-N/U_2-n	V_1-N/V_2-n	W_1-N/W_2-n
+8	10,54	10,54	10,54	10,54
+7	10,42	10,42	10,42	10,42
+6	10,29	10,29	10,29	10,29
+5	10,18	10,18	10,18	10,18
+4	10,069	10,069	10,071	10,069
+3	9,944	9,944	9,945	9,944
+2	9,818	9,819	9,820	9,818
+1	9,704	9,704	9,706	9,704
0	9,590	9,590	9,592	9,590
-1	9,465	9,465	9,467	9,465
-2a	9,340	9,340	9,341	9,340
-2b	9,340	9,340	9,341	9,340
-2c	9,340	9,340	9,341	9,340
-3	9,215	9,215	9,216	9,215
-4	9,089	9,089	9,091	9,089
-5	8,975	8,976	8,977	8,975
-6	8,862	8,862	8,863	8,862
-7	8,737	8,737	8,738	8,737
-8	8,612	8,612	8,613	8,612
-9	8,497	8,497	8,499	8,497
-10	8,383	8,384	8,385	8,383
-11	8,259	8,259	8,260	8,259
-12	8,133	8,133	8,135	8,133

BAJA TENSIÓN - MEDIA TENSIÓN			
Relación teórica	u-w/U_2-n	v-u/V_2-n	w-v/W_2-n
1,656	1,659	1,659	1,659

POS. CBC	ALTA TENSIÓN - BAJA TENSIÓN			
	Relación teórica	U_1-N/u-w	V_1-N/v-u	W_1-N/w-v
-12	4,907	4,900	4,900	4,901
0	5,774	5,778	5,778	5,779
+8	6,351	6,354	6,354	6,355

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 5/53

3. MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLACIÓN.

TIEMPO	RESISTENCIA DE AISLACIÓN EN GigaOHM ANTES DE LOS ENSAYOS DIELÉCTRICOS						
minutos	$AT^{(-)}$/ $Cuba^{(+)}$/ BT+MT a G	$MT^{(-)}$/ $Cuba^{(+)}$/ BT+AT a G	$BT^{(-)}$/ $Cuba^{(+)}$/ AT+MT a G	$AT^{(-)}$/$MT^{(+)}$ /BT+Cuba a G	$MT^{(-)}$/$BT^{(+)}$/ AT+Cuba a G	$AT^{(-)}$/$BT^{(+)}$/ cuba+MT a G	NÚCLEO
0,5	9,7	5	90	5,6	7,2	7,65	
1	10,4	6,6	103	7	10	12,3	2,4
10	14,6	19	161	21	49	334	
Ia	1,07	1,32	1,14	1,25	1,39	1,61	
Ip	1,40	2,88	1,56	3,00	4,90	27,15	
Tensión (V)	5000						2500
Temp. (ºC)	24						

TIEMPO	RESISTENCIA DE AISLACIÓN EN GigaOHM ANTES DE LOS ENSAYOS DIELÉCTRICOS						
minutos	$AT^{(-)}$/ $Cuba^{(+)}$/ BT+MT a G	$MT^{(-)}$/ $Cuba^{(+)}$/ BT+AT a G	$BT^{(-)}$/ $Cuba^{(+)}$/ AT+MT a G	$AT^{(-)}$/$MT^{(+)}$ /BT+Cuba a G	$MT^{(-)}$/$BT^{(+)}$/ AT+Cuba a G	$AT^{(-)}$/$BT^{(+)}$/ cuba+MT a G	NÚCLEO
0,5	11,3	3,96	63,5	5,4	6,55	6,65	
1	11,6	5,05	71	7,1	8,35	9,05	2,56
10	15,6	15,5	130	20	37,8	77,5	
Ia	1,03	1,28	1,12	1,31	1,27	1,36	
Ip	1,34	3,07	1,83	2,82	4,53	8,56	
Tensión (V)	5000						2500
Temp. (ºC)	26,7						

4. MEDICIÓN DE CAPACIDAD Y TANGENTE δ

Configuración	C_4	R_4	R_3	S	C_p	C_x	$Tg\delta_x$
	∝F	Ω	Ω	Ω	pF	pF	-
AT/MT+BT+Cuba	0,18	10000	48,00	1,00	50,00	10204	0,18
MT/AT+BT+Cuba	0,26	10000	25,00	0,50	50,00	19608	0,26
BT/AT+MT+Cuba	0,19	10000	27,00	0,10	50,00	18450	0,19
AT+MT/BT+Cuba	0,23	10000	17,00	0,00	50,00	29412	0,23
AT+BT/MT+Cuba	0,17	10000	35,00	0,20	50,00	14205	0,17
AT+MT+BT/Cuba	0,36	10000	41,00	0,30	50,00	12107	0,36

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 7/53

8. MEDICIÓN DEL NIVEL DE RUIDO.

8.1. A tensión nominal, sin ventiladores, medido a 0.30m del contorno del transformador:

Nivel de ruido medido en db(A): 61,9

Nivel de ruido de fondo en db(A): 47,8

8.2. A tensión nominal, con ventiladores, medido a 2m del contorno del transformador:

Nivel de ruido medido en db(A): 65,1

Nivel de ruido de fondo en db(A): 47,8

9. MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS Y CORRIENTE DE VACÍO.

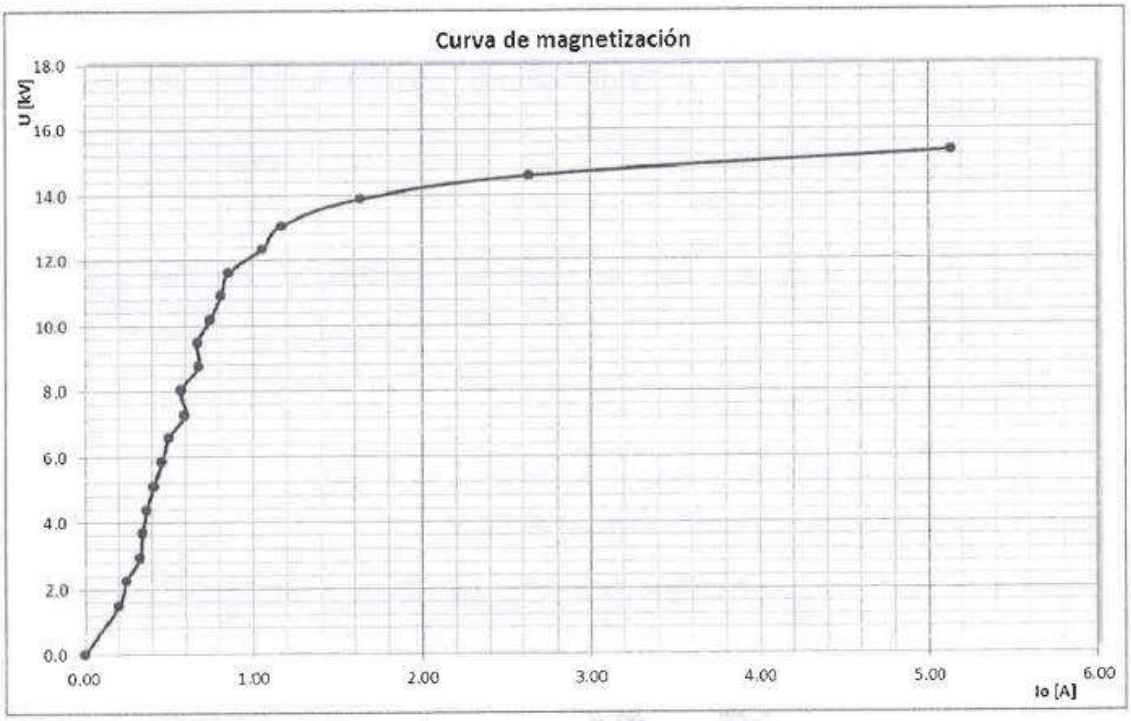
9.1. Medición de pérdidas y corriente de vacío.

Tensión		Corriente	Potencia
%	kV	A	kW
100	13,8	1,63	24,68
105	14,49	2,64	29,22
110	15,18	5,14	35,07

9.2. Medición de curva de magnetización.

Umediox1.11 [kV]	U eficaz [kV]	Io [A]
0	0	0
1,493	1,485	0,203
2,219	2,208	0,249
2,943	2,931	0,326
3,67	3,656	0,342
4,393	4,378	0,371
5,116	5,1	0,412
5,851	5,828	0,459
6,573	6,546	0,501
7,287	7,259	0,596
8,025	7,994	0,574
8,745	8,709	0,676
9,471	9,436	0,672
10,194	10,154	0,747
10,929	10,884	0,811
11,637	11,592	0,858
12,353	12,299	1,054
13,068	13,011	1,17
13,874	13,8	1,634
14,586	14,489	2,637
15,336	15,176	5,135

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 8/53



10. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS E IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO.

Cortocircuito binario :	**AT/MT**	**AT/MT**	**AT/MT**
Posición CBC:	AT/MT	AT/MT	AT/MT
Potencia nominal del transf. (MVA):	+8	0	-12
Tensión nominal AT (kV):	44,00	44,00	44,00
Tensión nominal MT (kV):	145,20	132,00	112,20
Pot. nominal del arroll. de menor pot.(MVA):	13,80	13,80	13,80
Potencia de ensayo (kW):	44,00	44,00	44,00
Tensión de ensayo (kV):	41,20	42,10	50,60
Corriente de ensayo (A):	12,85	11,43	9,58
Temperatura de ensayo Te (ºC):	87,80	97,30	114,30
Sum. resist. fases arroll. AT a 75 ºC (Ohm):	25,80	25,80	25,80
Sum. resist. fases arroll. MT a 75 ºC (Ohm):	2,81	2,53	2,81
Sum.(RI^2) arroll. AT a Ie y Te (kW):	0,02275	0,02275	0,02275
Sum.(RI^2) arroll. MT a Ie y Te (kW):	18,24	20,15	30,90
Pot. de pérd. adic. a Ie y Te (kW):	16,33	16,58	16,53
Sum.(RI^2) arroll. AT a In y 75 ºC (kW):	6,63	5,37	3,17
Sum.(RI^2) arroll. MT a In y 75 ºC (kW):	86,09	93,71	144,10
Pot. de pérd. adic. a In y 75 ºC (kW):	77,09	77,09	77,09
Pot. de pérd. de c/c a 75 ºC (kW):	185,31	188,47	231,67
Impedancia de c/c a 75 ºC (%):	17,64	17,13	16,92

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 9/53

Cortocircuito binario :	AT/BT	AT/BT	AT/BT
Posición CBC:	+8	0	-12
Potencia nominal del transf. (MVA):	44,00	44,00	44,00
Tensión nominal AT (kV):	145,20	132,00	112,20
Tensión nominal BT (kV):	13,20	13,20	13,20
Pot. nominal del arroll. de menor pot.(MVA):	15,00	15,00	15,00
Potencia de ensayo (kW):	7,27	7,46	9,12
Tensión de ensayo (kV):	2,65	2,34	2,00
Corriente de ensayo (A):	30,01	33,61	40,62
Temperatura de ensayo Te (ºC):	25,80	25,80	25,80
Sum. resist. fases arroll. AT a 75 ºC (Ohm):	2,81	2,53	2,81
Sum. resist. fases arroll. BT a 75 ºC (Ohm):	0,0769	0,0769	0,0769
Sum.(RI^2) arroll. AT a Ie y Te (kW):	2,13	2,40	3,90
Sum.(RI^2) arroll. BT a Ie y Te (kW):	3,52	3,65	3,85
Pot. de pérd. adic. a Ie y Te (kW):	1,62	1,40	1,36
Sum.(RI^2) arroll. AT a In y 75 ºC (kW):	10,00	10,89	16,75
Sum.(RI^2) arroll. BT a In y 75 ºC (kW):	16,54	16,54	16,54
Pot. de pérd. adic. a In y 75 ºC (kW):	5,37	4,50	4,14
Pot. de pérd. de c/c a 75 ºC (kW):	31,92	31,93	37,43
Impedancia de c/c a 75 ºC (%):	10,64	10,15	9,94

Cortocircuito binario :	MT/BT
Potencia nominal del transf. (MVA):	44,00
Tensión nominal MT (kV):	13,80
Tensión nominal BT (kV):	13,20
Pot. nominal del arroll. de menor pot.(MVA):	15,00
Potencia de ensayo (MVA):	6,657
Tensión de ensayo (kV):	0,141
Corriente de ensayo (A):	315,80
Temperatura de ensayo Te (ºC):	25,80
Sum. resist. fases arroll. MT a 75 ºC (Ohm):	0,023
Sum. resist. fases arroll. BT a 75 ºC (Ohm):	0,077
Sum.(RI^2) arroll. MT a Ie y Te (kW):	1,91
Sum.(RI^2) arroll. BT a Ie y Te (kW):	3,52
Pot. de pérd. adic. a Ie y Te (kW):	1,22
Sum.(RI^2) arroll. MT a In y 75 ºC (kW):	8,96
Sum.(RI^2) arroll. BT a In y 75 ºC (kW):	16,54
Pot. de pérd. adic. a In y 75 ºC (kW):	4,07
Pot. de pérd. de c/c a 75 ºC (kW):	29,57
Impedancia de c/c a 75 ºC (%):	5,96

Separación de pérdidas

Posición CBC	+8	0	-12
Pot. de pérd. de c/c a 75 ºC AT (kW):	102,76	104,40	149,67
Pot. de pérd. de c/c a 75 ºC MT (kW):	82,55	84,07	82,01
Pot. de pérd. de c/c a 75 ºC BT (kW):	19,97	19,80	20,04

FARADAY	PROTOCOLO DE ENSAYOS		FECHA:
	TRANSFORMADOR Nº P 366.01	POTENCIA: 44/44/15MVA	30/04/11
	CLIENTE: EDEA SA	TENSIÓN: 132/13,8/13,2kV	Pág. 10/53

11. MEDICIÓN DE IMPEDANCIA HOMOPOLAR

Arrollamientos	Pos. CBC	Potencia	Corriente	Tensión	Impedancia homopolar	
		W	A	V	Ohm/fase	%
AT/MT cc	-12	124,5	12,37	105,8	25,66	6,48
AT/MT cc	0	88,9	9,03	105,7	35,12	8,87
AT/MT cc	+8	73,3	7,28	106,8	44,01	11,11
AT/MT vacío	-12	113,6	12,23	104,9	25,73	6,50
AT/MT vacío	0	75,9	8,62	101,3	35,26	8,90
AT/MT vacío	+8	67,7	7,2	106,1	44,21	11,16
MT/AT vacío	-	284,9	102,5	10,77	0,315	7,28
MT/AT cc	-12	292,8	102,4	10,73	0,314	7,26
MT/AT cc	0	318,5	106,7	11,19	0,315	7,27
MT/AT cc	+8	295,5	102,5	10,75	0,315	7,27

12. MEDICIÓN DE LA POTENCIA DE LOS VENTILADORES.

Cantidad de ventiladores	Tensión	Corriente	Potencia
	V	A	W
14	381	11,27	3330

13. ENSAYO DE CALENTAMIENTO.

13.1 POTENCIA DE PÉRDIDAS.

Régimen de refrigeración	ONAN	ONAF
Potencia de pérdidas en el cobre (kW):	113,52	231,67
Potencia de pérdidas en vacío (kW):	24,68	24,68
Pot. de pérdidas totales (kW):	138,20	256,35

13.2 RESUMEN DEL ENSAYO DE CALENTAMIENTO.

Régimen de refrigeración	ONAN	ONAF
Potencia total de pérdidas (kW):	138,20	256,35
Sobretemp. máxima aceite-aire (ºC):	47,2	40,8
Sobretemp. media aceite-aire (ºC):	39,7	29,4
Sobretemperatura cobre AT-aceite (ºC):	16,7	22,3
Sobretemperatura cobre MT-aceite (ºC):	18,3	23,1
Sobretemperatura cobre BT-aceite (ºC):	5,9	9,3
Sobretemperatura cobre AT-aire (ºC)	**56,3**	**51,7**
Sobretemperatura cobre MT-aire (ºC):	**57,9**	**52,5**
Sobretemperatura cobre BT-aire (ºC):	**45,5**	**38,7**

Anexo 4 – Ensayos de transformador repotenciado a 55/55/20 [MVA].

LOS CONCE TRANSFORMADORES

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELECTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	REPOT. LOS CONCE)	Tensión [V]:	132000	14000	13200 V
N° de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 18/04/2021		
Potencia:	55/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

132000 V AT ***14000 V MT*** **GRUPO DE CONEXIÓN Ynyn0d11**

Posición Conmutador	Tensión	Rel. Teorica	Fase U UO - uo	Fase V VO - vo	Fase W WO - wo
1	138600	9,900	9,908	9,907	9,909
2	138600	9,900	9,908	9,907	9,909
3	138600	9,900	9,908	9,907	9,909
4	136950	9,782	9,789	9,787	9,790
5	135300	9,664	9,669	9,668	9,670
6	133650	9,564	9,550	9,549	9,551
7	132000	9,428	9,430	9,429	9,431
8	130350	9,311	9,311	9,310	9,312
9	128700	9,193	9,192	9,190	9,193
10	127050	9,075	9,072	9,071	9,073
11	125400				
12	125400	8,957	8,963	8,952	8,954
13	125400				
14	125400	8,957	8,953	8,952	8,954
15	125400	8,957	8,953	8,952	8,954
16	123750	8,839	8,834	8,833	8,834
17	122100	8,721	8,714	8,713	8,715
18	120450	8,603	8,595	8,594	8,596
19	118800	8,486	8,476	8,475	8,476
20	117150	8,368	8,356	8,355	8,357
21	115500	8,250	8,237	8,236	8,238
22	113850	8,132	8,118	8,117	8,118
23	112200	8,014	7,998	7,998	7,999

132000 V AT ***13200 V BT*** **GRUPO DE CONEXION YNd11**

Posición Conmutador	Tensión	Rel. Teorica	Fase U UO - u'w'	Fase V VO - v'u'	Fase W WO - w'v'
7	132000	5,774	5,780	5,780	5,780

14000 V AT ***13200 V BT*** **GRUPO DE CONEXIÓN YNd11**

Posición Conmutador	Tensión	Rel. Teorica	Fase U uo - u'w'	Fase V vo - v'u'	Fase W wo - w'v'
-	14000	0,6123	0,6133	0,6132	0,6133

LOS CONCE S.A.I.M.C.I.Y.F. Medina Nicolás Laboratorio Eléctrico

R E 7.1 / 002 - REV02

ENSAYÓ Y PREPARÓ	REVISÓ Y APROBÓ	CONFORMIDAD CLIENTE

Página 2

LOS CONCE

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELÉCTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	SIAM (REPOT	Tensión (V):	132000	14000	13200 V
Nº de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 18/04/2021		
Potencia:	35/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

ALTA TENSIÓN ESTRELLA

POS CONM.	Fase U U O	Fase V V O	Fase W W O
1	0,5855	0,5934	0,5891
2	0,5862	0,5933	0,5889
3	0,5862	0,5933	0,5889
4	0,5783	0,5851	0,5807
5	0,5699	0,5770	0,5727
6	0,5618	0,5688	0,5645
7	0,5536	0,5607	0,5565
8	0,5456	0,5525	0,5484
9	0,5376	0,5444	0,5404
10	0,5295	0,5363	0,5323
11			
12	0,5205	0,5268	0,5221
13			
14	0,5207	0,5267	0,522
15	0,5207	0,5267	0,5222
16	0,5295	0,5360	0,5322
17	0,5377	0,5442	0,5403
18	0,5458	0,5524	0,5485
19	0,5541	0,5606	0,5566
20	0,5622	0,5687	0,5647
21	0,5703	0,5769	0,5729
22	0,5786	0,5850	0,5811
23	0,5866	0,5932	0,5892
	Ω	Ω	Ω

Temp: 26ºC

MEDIA TENSIÓN ESTRELLA

Fase U u o	Fase V v o	Fase W w o
0,003990 Ω	0,003975 Ω	0,004017 Ω

Temp: 26ºC

BAJA TENSIÓN TRIANGULO

Fase U u w	Fase V v u	Fase W w v
0,01846 Ω	0,01842 Ω	0,01837 Ω

Temp: 26ºC

LOS CONCE

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELÉCTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	SIAM (REPOT. LOS CONCE)	Tensión (V)	132000	14000	13200 V
Nº de serie	13360	Fecha:	13/03/2021 al 18/04/2021		
Potencia:	55/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE TANGENTE DELTA DE ARROLLAMIENTOS

MODO	CONEXIÓN A		TENSION DE ENSAYO	VALORES MEDIDOS		TEMP
	TRAFO	TRAX		Cx (pF)	Tg δ	° C
GST - R (CHG + CHL)	AT MT BT	ALIM R B	10 KV	3240	0,278%	26
GSTg - RB (CHG)	AT MT BT	ALIM R B	10 KV	3172	0,253%	26
GST - R (CLG + CLT)	AT MT BT	R ALIM B	10 KV	31090	0,318%	26
GSTg - RB (CLG)	AT MT BT	R ALIM B	10 KV	8823	0,282%	26
UST - B (CLT)	AT MT BT	R ALIM B	10 KV	22290	0,334%	26
GST - B (CTG + CTH)	AT MT BT	R B ALIM	10 KV	10760	0,254%	26
GSTg - RB (CTG)	AT MT BT	R B ALIM	10 KV	1201	0,425%	26
UST - R (CTH)	AT MT BT	R B ALIM	10 KV	9575	0,231%	26

UST = MUESTRA AISLADA DE TIERRA
GST = MUESTRA A TIERRA
GST g = MUESTRA A TIERRA CON GUARDA

LOS CONCE

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELÉCTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	SIAM (REPOT. LOS CONCE)	Tensión (V):	132000	14000	13200 V
Nº de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 16/04/2021		
Potencia:	55/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE PERDIDAS EN EL HIERRO

U		I		W	
U_1	8284	I_1	5,563	W_1	21,044
k_1	1	k_1	1	k_1	1000
U_2	8280,4	I_2	6,9190	W_2	13,281
k_2	1	k_2	1	k_2	1000
U_3	8323	I_3	5,471	W_3	3,343
k_3	1	k_3	1	k_3	1000
U_0		I_0		W_0	
13202	V	5,984	A	37868	W

LOS CONCE

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELÉCTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	SIAM (REPOT. LOS CONCE)	Tensión (V):	132000	14000	13200 V
Nº de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 16/04/2021		
Potencia:	55/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE PERDIDAS EN EL COBRE

	Potencia	Tensión			
AT / MT	55000 KVA	132000	14000	I at	240,50
				I mt	2268,16

AT (132000) / MT (14000)
ESTRELLA - ESTRELLA

POSICION DEL CONMUTADOR BAJO CARGA : 7

U		I		W		
U_1	8398	I_1	123,24	W_1	32,33	**Um**
k_1	1	k_1	1	k_1	1000	**14523 V**
U_2	8499,7	I_2	123,67	W_2	15,21	**Im**
k_2	1	k_2	1	k_2	1000	**123,46 A**
U_3	8256,8	I_3	123,46	W_3	20,9	**Wm**
k_3	1	k_3	1	k_3	1000	**68440 W**

Temp. ens. cort	26	°C	U m	14523	v		
R Fase U at	0,55350	Ω	Ucc	28299	v	Ucc =	21,44 %
R Fase V at	0,56070	Ω	Wm	68440	w		
R Fase W at	0,55650	Ω	Wcc in	259959	w		26 °C
R cable	0	Ω	Σ R at	1,6728	Ω		26 °C
Temp.	26	°C	Σ R at corr.	1,6756	Ω		26 °C
R Fase u mt	0,003990	Ω	Σ R mt	0,011982	Ω		26 °C
R Fase v mt	0,003975	Ω	Σ R mt corr.	0,011982	Ω		26 °C
R Fase w mt	0,004017	Ω	P Joule at	99590	w		26 °C
R cable	0	Ω	P Joule mt	61042	w		26 °C
Temp.	26	°C	ΣPJoule	158332	w		26 °C
			P adic.	101627	w		26 °C
			P Joule 75	188057	w		75 °C
			P adic. 75	85479	w		75 °C
			Pcc 75 °C	273536	w		

LOS CONCE

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELECTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	SIAM (REPOT. LOS CONCE)	Tensión (V):	132000	14000	13200 V
N° de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 18/04/2021		
Potencia:	55/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE PERDIDAS EN EL COBRE

	Potencia	Tensión			
AT / BT	20000 KVA	132000	13200	I at	87,48
				I mt	874,77

AT (132000) / BT (13200)
ESTRELLA - TRIANGULO

POSICION DEL CONMUTADOR BAJO CARGA : 7

U		I		W		
U_1	4949	I_1	121,21	W_1	35,72	Um
k_1	1	k_1	1	k_1	1000	**8656 V**
U_2	5187,6	I_2	123,43	W_2	20,57	Im
k_2	1	k_2	1	k_2	1000	**122,33 A**
U_3	4935,2	I_3	122,36	W_3	26,96	Wm
k_3	1	k_3	1	k_3	1000	**83240 W**

Temp. ens. corr		26 °C	U m	8656	v		
R Fase U at	0,55360	Ω	Ucc	6189	v	Ucc =	4,69 %
R Fase V at	0,66070	Ω	Wm	83240	w		
R Fase W at	0,55660	Ω	Wcc in	42583	w		26 °C
R cable	0	Ω	Σ R at	1,6708	Ω		26 °C
Temp.	26	°C	Σ R at corr.	1,6708	Ω		26 °C
R Fase u bt	0,018460	Ω	Σ R bt	0,027625	Ω		26 °C
R Fase v bt	0,018420	Ω	Σ R bt corr.	0,027625	Ω		26 °C
R Fase w bt	0,018370	Ω	P Joule at	12785	w		26 °C
R cable	0	Ω	P Joule bt	21139	w		26 °C
Temp.	26	°C	ΣPJoule	33925	w		26 °C
			P adic.	8638	w		26 °C
			P Joule 75	40294	w		75 °C
			P adic. 75	7273	w		75 °C
			Pcc 75 °C	47567	w		

LOS CONCE

Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELECTRICOS				
Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
Marca:	SIAM (REPOT. LOS CONCE)	Tensión (V):	132000	14000	13200 V
N° de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 18/04/2021		
Potencia:	55/55/20 MVA	OT:	1249	P1	R9

MEDICIÓN DE PERDIDAS EN EL COBRE

	Potencia	Tensión			
MT / BT	20000 KVA	14000	13200	I at	824,79
				I mt	874,77

MT (14000) / BT (13200)
ESTRELLA - TRIANGULO

POSICION DEL CONMUTADOR BAJO CARGA: -

U		I		W		
U_1	102,64	I_1	389,47	W_1	3,06	Um
k_1	1	k_1	1	k_1	1000	**176 V**
U_2	103,25	I_2	389,89	W_2	2,89	Im
k_2	1	k_2	1	k_2	1000	**390,22 A**
U_3	99,16	I_3	391,21	W_3	2,9	Wm
k_3	1	k_3	1	k_3	1000	**9750 W**

Temp. ens. corr		26 °C	U m	176	v		
R Fase U mt	0,003990	Ω	Ucc	372	v	Ucc =	2,66 %
R Fase V mt	0,003975	Ω	Wm	9750	w		
R Fase W mt	0,004017	Ω	Wcc in	43557	w		26 °C
R cable	0	Ω	Σ R mt	0,0120	Ω		26 °C
Temp.	26	°C	Σ R mt corr.	0,0120	Ω		26 °C
R Fase u bt	0,018460	Ω	Σ R bt	0,027625	Ω		26 °C
R Fase v bt	0,018420	Ω	Σ R bt corr.	0,027625	Ω		26 °C
R Fase w bt	0,018370	Ω	P Joule mt	8151	w		26 °C
R cable	0	Ω	P Joule bt	21139	w		26 °C
Temp.	26	°C	ΣPJoule	29290	w		26 °C
			P adic.	14267	w		26 °C
			P Joule 75	34759	w		75 °C
			P adic. 75	12012	w		75 °C
			Pcc 75 °C	46801	w		

LOS CONCE	Sector:	LABORATORIO DE ENSAYOS ELÉCTRICOS			
	Equipo:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA			
	Marca:	SIAM (REPOT. LOS CONCE)	Tensión (V):	132000 / 14000	13200 V
	Nº de serie:	13360	Fecha:	13/03/2021 al 18/04/2021	
	Potencia:	55/55/20 MV	OT:	1249	P1 / R9

MEDICIÓN DE IMPEDANCIA HOMOPOLAR

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
1162,26 V	88,87 A

AT / MT = ABIERTO **CBC= POS 11**

Zh = 3U/I
Zh = 39,910 Ω / FASE
Frec= 49,864 Hz

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
1205,20 V	91,2 A

AT / MT = CORTO **CBC= POS 11**

Zh = 3U/I
Zh = 39,645 Ω / FASE
Frec= 49,898 Hz

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
46,33 V	435,91 A

MT / AT = ABIERTO **CBC= POS 11**

Zh = 3U/I
Zh = 0,3189 Ω / FASE
Frec= 49,904 Hz

TENSIÓN (VOLT)	CORRIENTE (AMPER)
48,64 V	456,75 A

MT / AT = CORTO **CBC= POS 11**

Zh = 3U/I
Zh = 0,3194 Ω / FASE
Frec= 49,930 Hz

Anexo 5 – Cables AAAC Cabel

Opcionales

Núcleo de acero con grasa para mejorar la protección a la corrosión que proporciona la capa de zinc. Hilos del conductor en aleación de aluminio (AACSR).

Cableado Aluminio/Acero	Código	Calibre AWG/ Kcmil	Diámetros (mm)					Peso(Kg/Km)			Carga de Rotura	Resistencia (Ohm/Km)		Capacidad de Corriente	
			Hilos individuales		Núcleo	Total	RMG							(2)	CC(3)
			Acero	Al				Al	Acero	Total	Kg	DC a 20°C(1)	AC a 75°C	A	kA
Cableado 6/1	Swan	4	2,12	2,12	2,12	6,36	2,65	58,1	27,4	85,5	945	1,32	1,70	139	3,2
	Sparrow	2	2,67	2,67	2,67	8,01	2,88	92,3	43,8	136	1290	0,83	1,10	184	5,1
	Robin	1	3,00	3,00	3,00	9,00	2,90	116,4	55,0	171	1612	0,658	0,884	211	6,4
	Raven	1/0	3,37	3,37	3,37	10,11	3,25	146,8	69,3	216	1985	0,522	0,717	241	8,0
	Quail	2/0	3,78	3,78	3,78	11,35	3,65	185,1	87,4	273	2405	0,414	0,584	275	10,1
	Pigeon	3/0	4,25	4,25	4,25	12,74	4,10	233,5	110,3	344	3003	0,328	0,479	313	12,8
	Penguin	4/0	4,77	4,77	4,77	14,31	4,61	294,4	139,0	433	3787	0,260	0,386	355	16,1
Cableado 26/7	Partridge	266,8	2,00	2,57	6,00	16,29	6,62	374,8	171,9	547	5120	0,209	0,258	459	20,3
	Ostrich	300	2,12	2,73	6,36	17,28	7,01	421,5	193,3	615	5757	0,185	0,226	493	22,8
	Linnet	336,4	2,25	2,89	6,74	18,30	7,43	472,6	216,7	689	6400	0,166	0,202	530	25,6
	Ibis	397,5	2,44	3,14	7,33	19,88	8,07	558,5	256,1	815	7388	0,140	0,171	589	30,2
	Hawk	477	2,67	3,44	8,02	21,79	8,66	670,1	307,3	977	8863	0,117	0,142	661	36,3
	Dove	556,5	2,89	3,72	8,67	23,53	9,55	781,8	358,5	1140	10248	0,100	0,122	726	42,3
	Squab	605	3,01	3,87	9,04	24,54	9,96	850,0	389,7	1240	11041	0,0919	0,112	767	46,0
	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
	Gannet	666,6	3,16	4,07	9,49	25,75	10,46	936,5	429,4	1366	11979	0,0835	0,102	816	50,7
	Starling	715,5	3,28	4,21	9,83	26,68	10,83	1005,2	460,9	1466	12858	0,0777	0,0949	853	54,4
	Drake	795	3,43	4,44	10,26	28,13	11,42	1116,9	512,1	1629	14287	0,0700	0,0854	912	60,5
Cableado 24/7	Rook	397,5	2,18	3,27	8,54	19,61	7,67	558,5	203,9	762	6641	0,141	0,172	585	30,2
	Flicker	477	2,39	3,58	7,16	21,49	8,63	670,1	244,7	915	7784	0,117	0,143	657	36,3
	Parakeet	556,5	2,58	3,87	7,74	23,21	9,32	781,8	285,5	1067	8989	0,100	0,123	724	42,3
	Peacock	605	2,68	4,03	8,07	24,20	9,71	850,0	310,4	1160	9773	0,0924	0,113	763	46,0
	Rook	636	2,76	4,13	8,27	24,81	9,96	893,5	326,3	1220	10273	0,0879	0,107	787	48,4
	Flamingo	666,6	2,82	4,23	8,47	25,40	10,20	936,5	342,0	1278	10768	0,0839	0,102	811	50,7
	Stilt	715,5	2,92	4,39	8,77	26,31	10,57	1005,2	367,1	1372	11558	0,0781	0,0954	848	54,4
	Cuckoo	795	3,08	4,62	9,25	27,74	11,14	1116,9	407,9	1525	12998	0,0705	0,0859	908	60,5
Cableado 18/1	Waxwing	266,8	3,09	3,09	3,09	15,46	6,00	374,8	58,4	433	3122	0,212	0,258	448	20,3
	[illegible]	336,4	3,47	3,47	3,47	17,36	6,74	472,6	73,7	546	3937	0,168	0,205	519	25,6
	Chickadee	397,5	3,77	3,77	3,77	18,87	7,32	558,5	87,1	646	4611	0,142	0,174	576	30,3
	Pelican	477	4,13	4,13	4,13	20,67	8,02	670,1	104,5	775	5334	0,118	0,145	646	36,3
	Osprey	556,5	4,47	4,47	4,47	22,33	8,66	781,8	121,9	904	6223	0,102	0,124	712	42,3
	Kingbird	636	4,77	4,77	4,77	23,87	9,26	893,5	139,3	1033	7111	0,0889	0,109	775	48,4
Cableado 30/7	Piper	300	2,54	2,54	7,62	17,78	7,34	423,5	277,1	701	7013	0,164	0,225	498	22,8
	Oriole	336,4	2,69	2,69	8,07	18,83	7,78	474,9	310,7	786	7864	0,164	0,201	536	25,6
	Lark	397,5	2,92	2,92	8,77	20,47	8,45	561,2	367,1	928	9227	0,139	0,170	595	30,2
	Hen	477	3,20	3,20	9,61	22,42	9,26	673,4	440,5	1114	10803	0,116	0,142	669	36,3
	Eagle	556,5	3,46	3,46	10,38	24,22	10,00	785,6	513,9	1300	12803	0,0994	0,121	736	42,3
	Wood Duck	605	3,61	3,61	10,82	25,26	10,43	854,1	558,7	1413	13118	0,0914	0,112	776	46,0
	Scoter	636	3,70	3,70	11,09	25,89	10,69	897,9	587,4	1488	13791	0,0870	0,106	800	48,4
	Skimmer	795	4,13	4,13	12,40	28,94	11,96	1122,4	734,2	1857	17198	0,0696	0,0849	922	60,5

Nota
Continúa en la página siguiente.

Anexo 6 – Descargadores de sobretensión

Arrester Reference Voltage

Introduction

From an arrester designer's perspective, the reference voltage of an arrester is perhaps the most important arrester characteristic to understand. Although it is not necessary for the casual user to have a complete understanding of an arrester's reference voltage, it is an important characteristic to understand for those who specify arresters. Also anyone interested in doing forensic analysis of arrester should have a good idea what this critical characteristic can reveal. In the future the reference voltage will play a bigger role in arrester energy testing. The upcoming editions of both IEC 60099-4 and IEEE C62.11 specify a pass/fail criteria based the change in the reference voltage characteristic from before and after the impulse withstand verification test.

Definitions

The IEC and IEEE definitions are the same.

Reference Voltage (V_{ref}) (U_{ref}):
The lowest peak value independent of polarity of power-frequency voltage, divided by the square root of 2, required to produce a resistive component of current equal to the reference current of the arrester or arrester element. The reference voltage of a multi-unit arrester is the sum of the reference voltages of the series units. The voltage level shall be specified by the manufacturer.

Reference Current (I_{ref}):
The peak value of the resistive component of a power-frequency current high enough to make the effects of stray capacitance of the arrester negligible. This current level shall be specified by the manufacturer.
NOTE—Depending on the arrester design, the reference current will typically be in the range of 0.05 mA to 1.0 mA per square centimeter of disk area.

AC Resistive Current:
The current flowing through a varistor that is in phase with the voltage. The dominate current above the knee on the VI curve.

AC Capacitive Current:
The current flowing through the varistor with a peak amplitude 90 deg from the peak voltage. This is the dominating current below the knee of the VI curve.

Background

It is not clear where the term reference voltage came from, but it appears as early as 1991 in the first IEC MOV Arrester Standard. In the 1976 Transient Voltage Suppression Manual by GE, a term V_x and I_x are discussed and have essentially the same definition as V_{ref} and I_{ref}. Another term that is similar to Vref is V_{1ma}. V1ma is the voltage developed across the terminals of a varistor when 1ma/cm^2 DC is forced through an arrester.

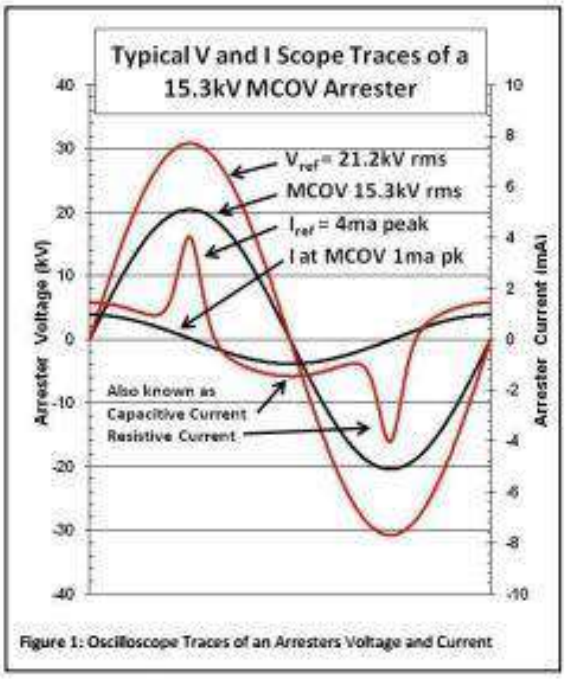


Figure 1: Oscilloscope Traces of an Arresters Voltage and Current

Copyright ArresterWorks 2011 Jonathan J. Woodworth Page 2

In all cases, the purpose of this voltage measurement is the same, too quantifying the point on the varistor's VI curve where significant conduction begins in earnest with no effect of capacitance or leakage currents. The term reference voltage is very appropriate, because this voltage measurement can be used to determine all other voltage-current characteristics of an arrester.

The Arrester VI Curve

A varistor is a variable resistor with its resistance controlled by the voltage stress impressed across the device. The varistor and arrester Voltage-Current Characteristic Curve (VI Curve) is the fundamental and simple way of showing how the resistance changes as a function of the voltage. This characteristic curve is used in many ways, and is heavily relied upon to understand and predict the performance of an arrester. Figure 2 is a typical VI curve for a 15kV MCOV arrester. Once a VI curve is determined for a varistor disk, the data can be used to predict the full arresters characteristics.

VI Curves often show only one polarity of the conduction curve of a varistor as does the one in Figure 2. Varistors are bidirectional devices, and the characteristic curve in the negative direction is identical for new non-impulsed varistors.

It is also important to understand that the curve represents the absolute voltage and current characteristic, essentially frequency independent. If a DC voltage is applied to the varistor with this characteristic curve, the resulting current will be the same as if it were an impulse with a peak voltage equal to the DC voltage. The test signals used to create this curve are generally 50 or 60 Hz below an amp and impulse above an amp.

Some important points on the VI curve are called out in Figure 2. These points are described in more detail here:

1. **Operating Range:** This is the region of a varistors VI characteristic where the varistor spends its entire life. The conduction in this region is very close to zero with only minimal leakage current flowing through the device. This region is temperature sensitive and as the temperature of the device increases, the conduction increases at the same voltage. In other words the resistance decreases in this region as the temperature of the device increases.
2. **Peak MCOV:** This point shows the maximum voltage stress reached during normal operations. MCOV is typically specified in RMS terms, which is a meaningless value on a VI curve since the

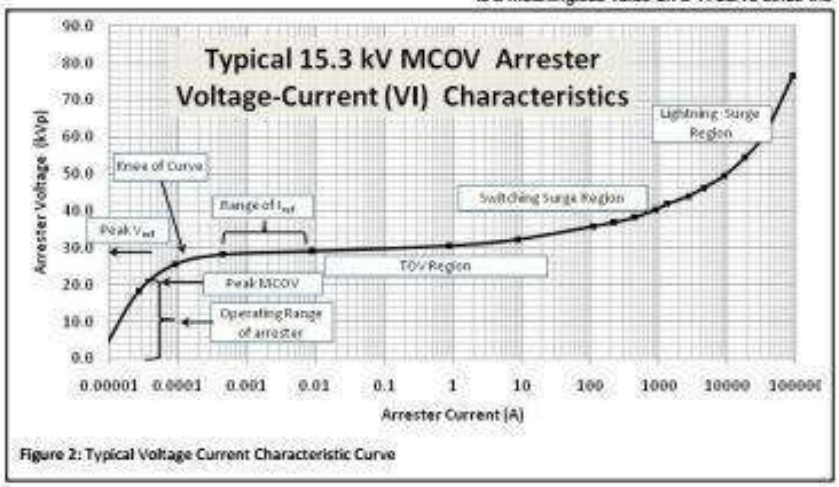


Figure 2: Typical Voltage Current Characteristic Curve